

АППАРАТ РАИСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН  
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН  
ФГБУ «РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК»  
ГНБУ «АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»  
ПАО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В. Д. ШАШИНА  
МВЦ «КАЗАНЬ-ЭКСПО»

Международная  
научно-практическая конференция

# «ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ»

*ПОСВЯЩЕННАЯ 80-ЛЕТИЮ НЕФТЕДОБЫЧИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН  
И 75-ЛЕТИЮ ОТКРЫТИЯ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

31 АВГУСТА – 1 СЕНТЯБРЯ 2023 ГОДА (AUGUST 31 – SEPTEMBER 1, 2023)

Материалы Международной  
научно-практической конференции



Казань  
Издательство «Астор и Я»  
2023

Научные редакторы:

**Р.Х. Муслимов** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ  
**Р.Н. Минниханов** – доктор технических наук, профессор, академик АН РТ, президент АН РТ

Редакционная коллегия:

**Н.У. Маганов** – заслуженный нефтяник Республики Татарстан  
**Г.И. Шмаль** – кандидат технических наук  
**Р.С. Хисамов** – доктор геолого-минералогических наук, академик АН РТ  
**Д.К. Нургалиев** – доктор геолого-минералогических наук  
**В.А. Крюков** – доктор экономических наук, академик РАН  
**А.Э. Конторович** – доктор геолого-минералогических наук, академик РАН  
**Т.В. Гилязова** – заслуженный геолог Республики Татарстан

Рецензенты:

**И.Н. Плотникова** – доктор геолого-минералогических наук

Техническое редактирование:

**Г.В. Стинский** – кандидат технических наук

П26 **Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях:** Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Астор и Я», 2023. – 452 с.

Сборник включает материалы докладов Международной научно-практической конференции «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях», посвященной 80-летию нефтедобычи в Республике Татарстан и 75-летию открытия Ромашкинского месторождения, проводимой в Казани с 31 августа по 01 сентября 2023 г.

В сборнике отражены актуальные направления развития нефтегазовой отрасли в условиях санкционного давления, новых вызовов, экономических условий и меняющейся структуры запасов углеводородного сырья. Рассмотрены вопросы математического моделирования нефтегазовых месторождений и их разработки, технологии освоения остаточных запасов, инновационные подходы к решению задач геологоразведки, а также широкий спектр проблем и технологических решений в области освоения запасов углеводородного сырья. Россия располагает огромными углеводородными ресурсами на континенте и морских территориях. В новых условиях необходимо дать технико-экономическую оценку ресурсам и запасам углеводородов, на основе которых определить приоритетные направления поисково-разведочных работ, освоение новых объектов, а также приоритеты добычи нефти в старых нефтедобывающих районах.

Сборник представляет интерес для специалистов разных направлений нефтегазовой отрасли. Он предназначен для широкого круга читателей – работникам научно-исследовательских институтов, представителям профильных организаций, специалистам-нефтяникам и газовикам, а также преподавателям, аспирантам, студентам высших и средних учебных заведений, связанных с нефтегазовой и нефтехимической промышленностью.



**Приветствие Раиса Республики Татарстан Р.Н. Минниханова  
участникам Международной научно-практической конференции  
«Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях»**

Уважаемые участники конференции!

В этом году Татарстан отмечает 80-летие нефтедобычи и 75-летие открытия Ромашкинского месторождения. Благодаря самоотверженному труду нескольких поколений геологов, геофизиков, буровиков, проходчиков шахт, инженеров, техников и ученых, наша республика стала одним из основных нефтегазовых центров страны. Мы отдаём дань памяти и уважения ветеранам, которые заложили фундамент наших достижений.

Сегодня нефтегазовый комплекс России – основополагающее и стратегически важное звено развития экономики страны. Текущие геополитические изменения, ограничения добычи и разработки нефтяных ресурсов определяют активизацию внедрения передовых научных и производственных разработок, развитие интеллектуальных технологий.

Наша конференция – прекрасная возможность поделиться профессиональным мнением с коллегами, почерпнуть новые идеи, завязать научно-практическое сотрудничество.

Желаю вам плодотворных, интересных дискуссий и реализации новых перспективных проектов на благо России!

Раис  
Республики Татарстан

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized 'R' followed by a smaller 'n' and a horizontal stroke.

Р.Н. Минниханов

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ  
ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ РАМОК ОСВОЕНИЯ МЕНЯЮЩЕЙСЯ РЕСУРСНОЙ  
БАЗЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПРОВИНЦИИ  
АЛЬБЕРТА (КАНАДА) И РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (РОССИЯ))**

**В.А. Крюков<sup>1</sup>, Ю.А. Борисова<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН,  
г. Новосибирск, valkryukov@mail.ru*

<sup>2</sup>*Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», г. Москва.*

**Введение.** В настоящее время нефтедобывающий комплекс остаётся для России основополагающим и стратегически важным звеном экономики. Поэтому существенно важно обеспечить такие условия его функционирования, которые будут способствовать дальнейшему эффективному развитию, особенно в современных реалиях меняющейся ресурсной базы. Структурная динамика ресурсной базы, характеризующаяся постепенным истощением легкодоступных углеводородов и стабильным ростом трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), обуславливает высокую значимость освоения ТРИЗ, причём не только с точки зрения динамики добычи нефти, но и с позиции мультипликативных эффектов, что доказывает опыт инновационно развитых ресурсных стран. Процесс разработки ТРИЗ тесно взаимосвязан с инновационным развитием, вовлечением уникального сочетания технологий, усилением роли локальных знаний, накоплением опыта, а главное, с концентрацией усилий различных субъектов, задействованных в процессах как научно-технологического характера, так и практического подхода разработки недр. Все выше перечисленное невозможно вне формирования надлежащих институциональных рамок, причём которые должны быть территориально адаптированы.

**Структурная динамика ресурсной базы – основной драйвер трансформации российской институциональной модели нефтегазового сектора.** Проблематика, связанная со структурными изменениями ресурсной базы на территории России, главным образом подчеркивается статистическими данными: в 2022 году на категории извлекаемых запасов А +В1 +С1 приходилось более 19,03 млрд т., а на категории разрабатываемых и оценённых запасов В2 +С2 12,2 млрд т. [1]. В то же время доля ТРИЗ составляет около 2/3 от всех запасов России<sup>1</sup>, при этом отмечается стабильный ежегодный прирост ТРИЗ, который оценивается в среднем в 3%<sup>2</sup>. Одновременно с вышеприведённой статистикой прогнозы показывают, что экономически рентабельных запасов нефти хватит на 33 года, а технологически извлекаемых – на 39 лет<sup>3</sup>. При этом прогнозируется восходящая динамика мирового спроса на нефть. По оценкам МЭА, к 2026 году мировое потребление нефти достигнет 104,1 млн барр./сутки [2]. Иные прогнозы экспертов показывают, что в перспективе до 2040 года спрос на нефть будет находиться в диапазоне 74–114 млн барр./сутки [3]. То есть нефть сохранит за собой роль ведущего энергоносителя, а в структуре энергобаланса ископаемые виды топлива продолжают занимать более 70% [3].

Освоение нетрадиционных источников углеводородов в современных ресурсных реалиях России приобрело устойчивый рост, однако, коэффициент извлечения нефти (КИН) постепенно снижается и остаётся неудовлетворительным [1]. Основным условием изменения неутешительного сценария в отношении структурной динамики ресурсной базы является формирование институциональных рамок, позволяющих трансформировать существующий ресурсный потенциал в реальные экономические активы. Укоренившаяся традиционная модель функционирования российского нефтегазового сектора, основанная на принципе экономии от масштаба, линейном взаимодействии, стадийности, не способствует эффективному освоению ТРИЗ. Возникает острая необходимость формирования новой гибкой, инновационно-ориентированной модели, сочетающей в себе современную экономику знаний, необходимый режим недропользования, инфраструктурные условия, а также учитывающую региональные особенности, социально-экономические, политические и экологические условия. Так, наиболее показательным мировым примером формирования всех вышеперечисленных условий является канадская нефтегазовая провинция Альберта. В российской же практике впечатляющих результатов в освоении ТРИЗ достигла Республика Татарстан, несмотря на кардинально иной подход к формированию институциональных рамок.

**Эффективное освоение нефтеносных песков в Альберте (Канада) – уникальный пример формирования «эталонных» институциональных условий.** Опыт наиболее развитого «природоэксплуатирующего» региона – канадской Альберты доказывает, что надлежащие институциональные условия обуславливают как динамику освоения ТРИЗ, так и являются основой социально-экономического развития. Эффективное освоение нефтеносных песков Альберты, залежи которых составляют 97% от всей ресурсной базы<sup>4</sup> Канады, вывело страну не только

<sup>1</sup> По данным Минэнерго Российской Федерации

<sup>2</sup> По данным Роснедр

<sup>3</sup> Оценка Роснедр на 01.01.2022

<sup>4</sup> По данным правительства Канады

на передовую позицию в инновационном развитии, но и обеспечило статус крупнейшего экспортёра нефти. Уже в 2003 году Канада вышла на вторую в мире позицию по нефтяным запасам, уступая лишь Саудовской Аравии. Так, причиной колоссального роста объёма нефтяных запасов (с 40,1 млрд барр. в 1991 году [4] до 167,9 млрд барр. в 2020 году<sup>1</sup>) послужил научно-технологический прогресс в отношении разведки и разработки нефтеносных песков, добыча которых была признана эффективной и технически возможной. Разработка ресурсной базы Альберты отличается крайней сложностью в связи с её физическими особенностями. Нефтеносные пески характеризуются аномальной вязкостью, представляют собой смесь битума, песка, глины и воды, залегают в недрах в твёрдом или вязком состоянии (более 1000 кг/м<sup>3</sup> при вязкости свыше 10 000 мПа·с), что требует глубокой подготовки к разработке недр, транспортировке и переработке. Поэтому рентабельность освоения таких залежей напрямую связана с методами и технологическими особенностями добычи, а также сильно зависит от изменения внешних факторов. Например, было установлено, что «ценовой порог» (цена не ниже 60 долл. за барр.<sup>2</sup>), обусловленный издержками добычи, является важнейшим фактором изменения объёмов добычи и реализации нефтяных проектов. Тем не менее благоприятная институциональная среда как самой провинции, так и Канады в целом, включающая в себя теоретические (эталонные) условия освоения ТРИЗ, способствует эффективной реализации высокочрезвычайных нефтяных проектов путём стимулирования инновационной деятельности, базирующейся на фундаментальных научных исследованиях и технологических решениях. Показательно, что суточная добыча Альберты, начиная с 2010 года, продемонстрировала двукратное увеличение [5], а цена безубыточности, а значит, и затраты по проектам, в свою очередь, – постепенное снижение [6].

Канадская Альберта считается наиболее развитой как с точки зрения взаимодействия и координации институциональных элементов, так и с позиции регламентации нефтегазовых отношений, начиная с изучения ресурсного потенциала и заканчивая процессом мелиорации. Так, согласно международному индексу управления ресурсами, провинция присваивается 97 баллов из 100 возможных за качество институциональных условий в отношении регламентации и качества законодательных мер. Например, синергия и взаимодополнение функционала регионального и федерального уровня оказывает значительное влияние на процесс освоения ресурсов. Причём нельзя не отметить крайне высокую региональную ориентированность, поскольку провинциальное министерство является ответственным за управление ресурсами провинции, регулирует права на полезные ископаемые, контролирует эффективность налоговой составляющей и системы роялти, а провинциальный регулятор энергетики отвечает за весь процесс освоения ресурсов и осуществляет мониторинг всех этапов разработки месторождений. При этом неотъемлемым инструментом для выстраивания результативного управления нефтегазовыми ресурсами является государственная система хранения информации, содержащая комплексные знания о всех видах использования недр. Стоит упомянуть и гибкую систему правового регулирования, учитывающую сложность добычи нефтеносных песков, что также прослеживается и в подходе к определению «нетрадиционности» ресурсов, который относится не столь к конкретному ресурсу, как к методам производства, типам горных пород, в которых находятся ресурсы с точки зрения сложности [7]. О проработанности регулятивной составляющей освоения нетрадиционных объектов свидетельствует наличие ряда правовых актов (например, положение о платежах за нефтяные пески; методология оценки запасов битума, акт о консервации нефтяных песков). Помимо этого, нельзя не упомянуть и наличие системности подхода к процессу освоения нетрадиционных залежей, в котором каждый этап разработки углеводородов чётко проработан и зарегламентирован.

Колоссальное влияние на развитие инновационной оснащённости промышленности нефтеносных песков оказывают благоприятные условия налоговой среды, стимулирующие разработку и внедрение инноваций, а также освоение новых сложных объектов. Налоговая среда включает в себя множество стимулирующих инструментов, основным из которых является гибкая система роялти. Важно, что система роялти позволяет обеспечить индивидуальный подход к каждому эксплуатационному объекту, так как учитывает не только внешние факторы, но и используемую технологию добычи, продуктивность скважин, этап освоения месторождения, качество извлекаемых углеводородов [8]. Помимо всего прочего, к так называемым «эталонным» институциональным условиям провинции можно отнести и организационную структуру рынка, которая отличается высокой концентрацией как добывающих компаний (причём с доминирующим количеством малых и средних локальных участников, что важно для реализации механизма перетока знаний), так и развитый нефтесервисный сегмент. Здесь же стоит упомянуть и тесное сотрудничество бизнеса, государства и научно-исследовательской отрасли, инициатива которого характеризуется взаимно направленными связями. К примеру, государственная политика выступает в роли «запускающего» механизма, а разработка и внедрение инноваций предполагает вовлечение отраслевых субъектов. В свою очередь, например, геологическая служба Канады содействует инновационному развитию частных нефтегазовых компаний путём научно-исследовательских консультаций в отношении изучения и разработки недр, а фундаментальные исследования проводятся научными центрами и лабораториями. Помимо всего вышесказанного, наиболее важно, что основной целью реализации нефтегазовых проектов Альберты является создание социально-экономической ценности, что отражается как в перераспределении ресурсных доходов, так и в мультипликативных эффектах [9].

**Республика Татарстан – наиболее показательный пример формирования благоприятной региональной**

<sup>1</sup> По данным Российского информационного агентства

<sup>2</sup> По данным Reuters

**институциональной среды освоения ТРИЗ в российской практике.** Основной причиной проведения параллели между Альбертой и Татарстаном является сопоставимая сложность ресурсной базы, требующая внедрения уникальных инновационно-ориентированных подходов и отличающаяся в большинстве случаев неэффективностью тиражирования технологий. В Татарстане сосредоточены колоссальные объёмы ТРИЗ, доля которых достигает 84% [10]. При этом тяжёлая высоковязкая нефть (к таковой относится нефть с вязкостью более 30 сПз) составляет большую часть этих запасов. При этом согласно различным оценкам, ресурсный потенциал сверхвязкой нефти Татарстана варьируется от 1 до 7 млрд т. Однако на текущий момент в среднем только около 10–12% добываемой в год нефти приходится на СВН<sup>1</sup>. Вместе с тем обе сырьевые территории являются высоко изученными и характеризуются истощённостью главных месторождений. Так, степень разведанности ресурсной базы Татарстана составляет 84,43% [11].

Как и в канадской Альберте, в Татарстане ключевой технологией освоения нетрадиционных залежей является высокзатратная технология SAGD. Поэтому, учитывая относительно невысокую нефтенасыщенность пластов Татарстана, первоочередным является вопрос рентабельности такой добычи. Сравнивая с извлечением традиционных углеводородов, эксплуатационные и капитальные затраты технологии SAGD превосходят традиционную добычу в 4 раза и в 3 раза соответственно [12]. Однако неотъемлемым преимуществом промышленности Татарстана является не только умение применять собственные подходы к разработке месторождений и наличие значительной практики освоения ресурсной базы повышенной сложности, но и опыт формирования благоприятных институциональных условий освоения ТРИЗ. Среди ключевых условий, способствующих эффективному освоению ТРИЗ, можно выделить, например, организационную структуру рынка, которая подразумевает его разделение между крупнейшим флагманом инновационного развития – ПАО «Татнефть» и сегментом МНК. Причём Республика Татарстан является первым и пока единственным субъектом Федерации, создавшим относительно благоприятные условия для малых нефтедобывающих предприятий, где эта проблема получила статус государственной [13, с.145]. Помимо этого, нельзя не отметить формирование межотраслевого взаимодействия, где центральной точкой является ПАО «Татнефть», межведомственное взаимодействие, в частности, по вопросам создания и функционирования научно-исследовательских полигонов, акцент на ускорение инновационного роста путём колоссальных усилий регионального правительства и создания инновационного кластера и другое.

Так, регион, уже давно вошедший в стадию зрелости ресурсной базы, действительно достиг впечатляющих результатов. В регионе формируется собственная институциональная модель, ориентированная на инновационное развитие: разрабатываются стратегии, выстраивается межотраслевое сотрудничество, эволюционируют локальные знания, закладывается и улучшается законодательный и регламентационный фундамент.

**Проблемы формирования надлежащих институциональных рамок для эффективного освоения ТРИЗ в России и целесообразность адаптации некоторых аспектов канадского опыта – основные выводы.** Сравнивая два существенно различающихся подхода сырьевых территорий к формированию институциональных условий, несложно заключить, что проблемы, препятствующие эффективному освоению ТРИЗ в России, обуславливаются сложившимся общероссийским подходом, который оказывает принципиальное воздействие на развитие таких сырьевых территорий, как Татарстан [14]. Несмотря на значительные результаты региона в освоении высоковязких нефтей, существующие институциональные условия оказывают сдерживающее влияние на развитие ресурсного потенциала. Проблемы освоения ТРИЗ тесно взаимосвязаны и носят комплексный характер. Так, главная проблема освоения ТРИЗ как в Республике Татарстан, так и в России в целом заключается в наличии точечных стимулирующих мер и в отсутствии системного подхода [14]. К примеру, налоговое стимулирование является «работающим» инструментом, однако, недостаточным. Крайне важно синхронизировать на законодательном уровне подходы к освоению ТРИЗ, учитывая технологическую и экономическую составляющие добычи, а также изменчивость ресурсного характера во времени и пространстве. Несмотря на то, что Татарстану удалось сформировать относительно благоприятную среду для функционирования сегмента МНК, он всё же остаётся «условно» независимым, при этом общероссийский подход вовсе сводится к модели «одно месторождение – один крупнейший недропользователь». Однако зарубежный опыт демонстрирует, что малые и средние нефтяные компании оказывают решающее значение в освоении ТРИЗ, поскольку обеспечивают тесную привязку к конкретным локальным объектам и надлежащий уровень конкуренции, а нефтесервис является неотъемлемым элементом формирования общих и локальных знаний. Соответственно, необходим комплексный, гибкий подход государственного уровня к процессу освоения недр, причём учитывающий все стадии освоения недр, то есть с момента входа в проект (геологоразведка) и до его закрытия (аналогично канадскому процессу мелиорации).

Опыт инновационно-ориентированной Альберты показывает: основой эффективного освоения ТРИЗ является развитие собственного научно-технологического потенциала, что невозможно вне формирования надлежащих институциональных рамок. Так, наиболее целесообразным видится адаптация некоторых институциональных аспектов Канады, в частности провинции Альберта, в российскую модель ресурсного сектора с учётом её сложившихся особенностей. Важно, что опыт освоения высоковязких нефтей Татарстана может и должен являться отправной точкой для инновационного развития всего российского нефтяного сектора. Итак, необходимым является внедрение следующего комплекса мер [14]:

– Урегулирование процесса освоения ТРИЗ, начиная с закрепления данного понятия в отраслевом законо-

<sup>1</sup> По данным РБК от 26.08.2020

дательстве. При этом перенимая опыт Альберты, необходимо обеспечить гибкий подход, учитывающий методы и экономику добычи, принимая во внимание существующие налоговые условия;

– Следуя зарубежному опыту, обеспечить унифицированное консенсусное решение в части финансового механизма освоения ТРИЗ для исключения формального подхода к определению налоговых преференций. Так, в Альберте используется роялти – проект, учитывающий уникальные доходы и расходы проекта, что обеспечивает гибкость и индивидуальный подход к определению ставки роялти;

– Определить баланс между фискальной направленностью налоговой среды и инновационной ориентированностью. Необходима детальная проработка как механизма предоставления льгот, так и их направленности на разработку и внедрение инноваций. При этом важно обеспечить определённую в отношении государственной поддержки, к примеру, путём определения периода предоставления льгот с учётом капитальных вложений;

– Адаптируя зарубежный опыт в части регламентации нефтегазовых отношений, целесообразно формирование модели, основанной на регламентации прав и обязанностей всех участников процесса освоения недр. Так, сырьевые регионы будут наделены большей свободой действий в отношении освоения ресурсов, а недропользователи снизят экономические риски неопределённости. При этом отправной точкой реализации урегулированного взаимодействия вовлечённых сторон могут послужить «научные полигоны», в отношении которых уже предприняты значительные государственные меры;

– Необходимо определение механизмов для трансформации структурного состава нефтегазового рынка с точки зрения обеспечения сегмента независимых локальных игроков и эффективного нефтесервиса. Важно учесть данный аспект в национальных и региональных стратегиях, разработать условия поддержки и схему взаимодействия с остальными участниками рынка, определить доступ к финансированию и инфраструктуре;

– К реализации проектов освоения ТРИЗ следует подходить не только со стороны текущих проблем, связанных с объёмами добычи, а более важно обеспечить оценку осуществления проектов с позиции мультипликативных социально-экономических эффектов;

– Становление инновационной экономики неотъемлемо связано с наращиванием инвестиций в научно-технические разработки и развитие человеческого потенциала, при этом важно проработать процессы финансирования данных направлений со стороны нефтегазовых компаний. Одновременно с этим необходимо усиление синергии между научно-исследовательским сектором, государственными структурами и бизнесом, при этом уделяя особое внимание важности государственных исследовательских структур.

– Перенятие канадского опыта в части создания общенациональной системы хранения информации о недрах также видится целесообразным, поскольку наличие данного инструмента является неотъемлемым для выстраивания эффективного управления нефтегазовыми ресурсами, что демонстрирует зарубежный опыт.

## Литература

1. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Федеральное агентство по недропользованию. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году, 2022. – 626 с. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/article/15043.html> (дата обращения: 24.05.2023).

2. International Energy Agency. Market Report: Oil 2021. Analysis and forecast to 2026, 2021. – 165 с. [Электронный ресурс]. – URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil\\_2021-PDF.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil_2021-PDF.pdf) (дата обращения: 24.05.2023).

3. *Новак А.В.* Будущее российской нефти в эпоху энергоперехода. // Энергетическая политика, 2021. №12(166). – С. 4–13. [Электронный ресурс]. – URL: <https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2022/01/%E2%84%9612166-2021.pdf> (дата обращения: 25.05.2023).

4. *Крюков В.А., Селезнева В.А.* Нефтегазовые ресурсы в меняющейся институциональной среде. // Экономический журнал ВШЭ, 2013. – Т. 17. – № 3. – С. 407–429. [Электронный ресурс]. – URL: <https://ej.hse.ru/2013-17-3/106452632.html> (дата обращения: 22.05.2023).

5. Canada Energy Regulator. Canada's Energy Future 2021, 2021. – 92 p. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2021/> (дата обращения: 25.05.2023).

6. *Cosbey A., Sawyer D., Stiebert S.* In Search of Prosperity: The role of oil in the future of Alberta and Canada // International Institute for Sustainable Development, 2021. – 82 p. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iisd.org/system/files/2021-05/search-prosperity-oil-alberta-canada.pdf> (дата обращения: 25.05.2023).

7. Alberta Energy Regulator. Regulating unconventional oil & gas in Alberta // A Discussion Paper, 2012. [Электронный ресурс]. – URL: [https://static.aer.ca/prd/documents/projects/URF/URF\\_DiscussionPaper\\_20121217.pdf](https://static.aer.ca/prd/documents/projects/URF/URF_DiscussionPaper_20121217.pdf) (дата обращения: 12.04.2023).

8. Government of Alberta. Alberta oil sands royalty guidelines: principles and procedures 2018. [Электронный ресурс]. – URL: <https://open.alberta.ca/publications/alberta-oil-sands-royalty-guidelines-principles-and-procedures-2018> (дата обращения: 25.05.2023).

9. Government of Alberta. Responsible actions: a plan for Alberta's oil sands, 2009. – 50 p. [Электронный ресурс]. – URL: <https://open.alberta.ca/publications/9780778580546> (дата обращения: 26.03.2023).

10. Закон Республики Татарстан от 17 июня 2015 года N 41-ЗРТ Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан на период до 2030 года. С изменениями на 6 августа 2019 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/428595087> (дата обращения: 27.05.2023)

11. ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 14.01.2021 г. № 049-00016-21-00. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы республики Татарстан на 15.03.2021 г. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/0d7902ff118308f4bc272cdb94c47d02.pdf> (дата обращения: 12.05.2023).

12. Крюков В.А., Миляев Д.В., Душенин Д.И., Савельева А.Д., Скузоватов М.Ю. Генерация новых знаний в ресурсном секторе экономики // Проблемы прогнозирования, 2022. – № 3. – С.28–40. – [Электронный ресурс]. – URL: [10.47711/0868-6351-192-28-41](https://www.hse.ru/ma/we/students/diplomas/833280185). (дата обращения: 28.03.2023).

13. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию // Ю.К. Шафраник, В.А. Крюков; – М.: 2016. – 272 с. – ISBN 978-5-906883-74-2. [Электронный ресурс]. – URL: [https://shafranik.ru/sites/default/files/file\\_attach/book\\_204x270\\_book\\_small.pdf](https://shafranik.ru/sites/default/files/file_attach/book_204x270_book_small.pdf) (дата обращения: 10.03.2023).

14. Борисова Ю.А. Сравнительный анализ подходов к формированию институциональных рамок освоения меняющейся ресурсной базы добычи углеводородов (на примере высоковязких нефтей провинции Альберта (Канада) и Республики Татарстан (Россия)). // Магистерская диссертационная работа. НИУ ВШЭ, 2022. – 103 с. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.hse.ru/ma/we/students/diplomas/833280185>

## **ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ – НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ (НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ ОПЫТА КИТАЯ)**

**О.М. Прищепа, Ж. Сюй, Т.Н. Крыкова, Н.В. Синица**

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, [otr2007\\_61@mail.ru](mailto:otr2007_61@mail.ru)*

### **Введение**

Анализ геологических характеристик залежей нефти и газа, выявленных в последнее время в мире и, особенно в Китае, на больших и сверхбольших глубинах, благодаря развитию технологий бурения и массовости изучения, позволил уточнить теоретические представления по многим вопросам, включая условия нефтегазообразования и сохранения углеводородов (в зонах высоких давлений и температур), переоценить возможности формирования и сохранения коллекторов, разработать новые поисковые критерии, позволяющие локализовать усилия, направленные на выявление наиболее перспективных глубокопогруженных районов и объектов.

К числу регионов с большим потенциалом глубоких горизонтов ещё во второй половине XX века были определены, в первую очередь, Прикаспийская, Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Северо-Предкавказская НПП.

В силу целого ряда причин: – сворачивания программ параметрического бурения и слабой оснащённостью предприятий, проводящих работы за бюджетные средства, – дороговизны глубокого поискового бурения; – отсутствия интереса у компаний – недропользователей в связи с высокими геологическими рисками и большой неопределённостью в углеводородном потенциале перспективы глубокозалегающих скоплений нефти и газа УВ остаются неопределёнными.

Переход на большие глубины разведки возможен для хорошо освоенных и исчерпавших потенциал скоплений и на традиционных глубинах до 5 км регионов на базе новых технологий сейсморазведки, позволяющей локализовать зоны коллекторов с использованием уточнённых представлений о процессах нефтегазообразования, аккумуляции и сохранности нефти и газа в критических термодинамических условиях.

К числу наиболее значимых научных и технологических достижений, существенно повлиявших на состояние и развитие сырьевой базы углеводородов мира за последние 20 лет можно отнести такие как:

– научное обоснование принципиально новой сырьевой базы углеводородов и разработка технологий освоения низкопроницаемых (плотных) и «сланцевых» высокоуглеродистых толщ, ранее относимых исключительно к нефтегазопроизводящим, но не рассматриваемых как объекты освоения или скопления УВ в карбонатных и терригенных породах, обладающих крайне низкими коллекторскими свойствами, что позволило коренным образом увеличить добычу, изменить энергетический баланс и стать, США экспортером газа (более 70% добычи газа из такого рода объектов), и выйти на первое место в мире по добыче и нефти (более 68% из плотных коллекторов)

– развитие технологий глубокого бурения и установление многочисленных фактов скоплений нефти и газа на **больших и сверхбольших глубинах**, а также новых данных, существенно уточняющих представления о термобарических условиях формирования и возможности сохранности углеводородов, что позволило, например Китаю как минимум в 4-х осадочных бассейнах (Таримский, Джунгарский, Ордосский, Сычуаньский) сделать массовые открытия на глубинах выше 5 км и нарастить добычу, выйдя на 4-5 места в мире по добыче газа и нефти (рис. 1) [1].

Теоретические исследования, опирающиеся на результаты массового сверхглубокого бурения (Мексиканский залив, внутренние бассейны Китая, шельф Бразилии (бассейны Сантос и Кампос) позволили установить, что граничные термобарические условия формирования и сохранности залежей углеводородов существенно более



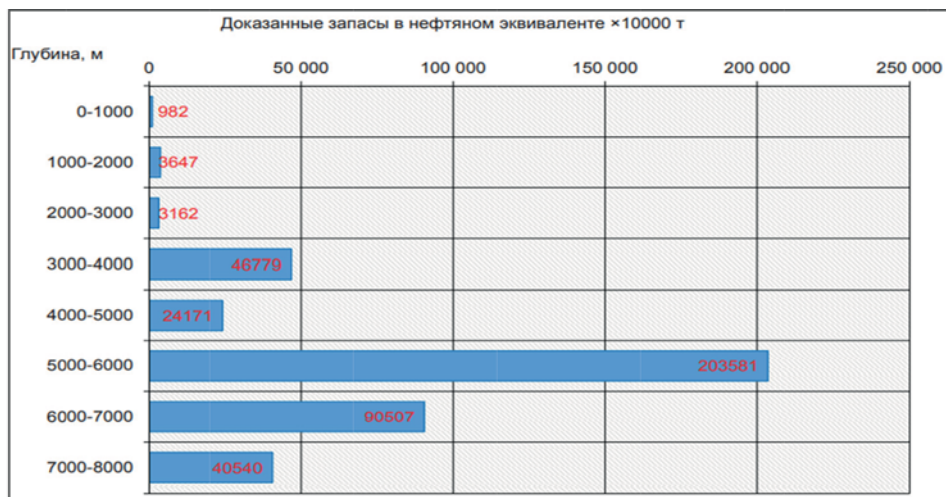


Рис. 1. Распределение доказанных геологических запасов бассейна Тарим по глубине [1].

жесткие, чем предполагаемые ранее экспериментально обоснованные (согласно балансовым уравнениям осадочно-миграционной (органической) теории происхождения нефти и газа). Некоторые допущения, касающиеся максимальных глубин нефтеносности и газоносности, служащие ориентиром непосредственно при геологоразведочных работах претерпели существенные изменения. Важным фактом, которому ранее не придавалось особенного значения является факт сохранения первичного пустотного пространства пород-коллекторов или формирование трещинных и вторичных коллекторов, определяемых эндогенными процессами и эпигенетическими преобразованиями [2, 3 и 4].

### *Теоретическая основа прогноза нефтегазоносности*

Не акцентируя внимание на вопросах нефтегазообразования большое количество работ 70–90-х годов XX века, посвященное тектоническим (геотектоническим) позициям осадочных бассейнов и проблеме коллекторов больших глубин (Бескровный Н.С., Самвелов, Симаков С.Н., Двали М.В., Полак Л.С., Хант Д.М., Белонин М.Д. и др.) позволило получить первые сравнительные оценки ресурсов нефти и газа горизонтов больших глубин.

Так, согласно работам ВНИГРИ 60–70-х годов прошлого века (Двали М.В., Белонин М.Д.) большие объемы осадочных пород в зоне глубин более 5 км характерны для многих осадочных бассейнов, развитых на территории СССР, включая такие как Прикаспийский, Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Приверхожно-Виллюйский, Волго-Уральский и Тимано-Печорский.

### *Практические результаты изучения больших глубин*

Большое количество пробуренных глубоких и сверхглубоких скважин нефтегазоносных бассейнов мира свидетельствует о широком спектре температур и давлений, а также сложной многоэтапной истории термической эволюции глубокопогруженных горизонтов. Температуры, термическая эволюция и давление являются определяющими факторами образования углеводородов, различий их фазового состава, возможности их сохранения, и эти параметры особенно существенны на больших и сверхбольших глубинах, которые сегодня рассматриваются как одно из важнейших направлений теоретического и практического изучения многих нефтегазовых бассейнов Китая, шельфа Бразилии, Мексиканского залива и других осадочных бассейнов с большой толщиной чехла.

С целью практического использования результатов изучения больших глубин разработан ряд критериев [5], позволяющих оценивать перспективы нефтегазоносности. Они определяются либо низкими температурами на больших глубинах, либо непродолжительным временем воздействия высоких температур, например, при высокой скорости погружения на современном этапе образования осадочных бассейнов, либо высокими давлениями, которым подвергаются, сформированные на меньших глубинах жидкие УВ при погружении, не переходя в газообразные, ли не подвергаясь крекингу [6, 7].

Основываясь на большом количестве новых данных о влиянии температур, давлений, истории погружения на большие глубины существенно уточнены представления о факторах, определяющих образование, фазовый состав и сохранность углеводородов. Так, фазовый состав углеводородов в глубоких слоях осадочных бассейнов разного типа существенно варьирует и определяется температурой, скоростью нагрева, давлением и типами исходных нефтегазоматеринских пород, содержащих отложенное вместе с породой органическое вещество. При этом температура является наиболее важным фактором, контролирующим образование углеводородов и их фазовое состояние. Наряду с температурой существенное влияние оказывают факторы, которым на небольших глубинах почти не уделяется внимание – это время (воздействия) и скорость повышения температуры [8].

По характеру изменения температурного режима глубоких и сверхглубоких горизонтов вслед за [5, 6] можно выделить осадочные бассейны:

- 1 – с поздним (молодым по возрасту) быстрым прогибанием, низким геотермическим градиентом и, соответственно, низкими температурами;
- 2 – с поздним быстрым прогибанием, высоким геотермическим градиентом, и, соответственно, высокими (но непродолжительными по времени воздействия) температурами;
- 3 – с умеренным (постепенным) прогибанием, средним геотермическим градиентом и поздним подъёмом и, соответственно, охлаждением;
- 4 – с ранним (древним) интенсивным прогибанием, быстрым нагревом и последующим подъёмом и охлаждением.

При изучении внутренних бассейнов Китая установлено, что в условиях быстрого повышения температуры (тип 1, 2 и 4), но короткого времени нагрева в глубоких и сверхглубоких горизонтах сохраняются условия существования залежей нефти и газового конденсата [1, 6]. Как видно на примерах Джунгарского бассейна (Китай), большая часть осадочного чехла, находящегося на глубинах более 5 км (Джунгарский бассейн), претерпела быстрое погружение и эрозию, что привело к формированию скоплений на глубинах 6,5 км и более в зоне относительно высоких давлений, и переформированию нефтяных и конденсатных скоплений в газовые (Сычуань) (рис. 2–3).

Важнейшим для глубоких горизонтов является тесная взаимосвязь между температурой и пластовым давлением, определяющая условия нефтегазообразования и сохранения нефти и конденсата.

По характеру взаимосвязи температуры и давления на больших глубинах все осадочные бассейны можно разделить на три группы:

- I – с высокой температурой и высоким давлением;
- II – с низкой температурой и высоким давлением;
- III – со средней температурой и низким давлением [5].

Выявлено, что избыточное давление препятствует образованию углеводородов и крекингу ранее образованных (переформирования жидких УВ в газообразные и простые соединения), вторично попавших в зоны больших давлений и температур. Для всех указанных типов и комбинаций термодинамических режимов перспективы нефтегазоносности глубоких и сверхглубоких горизонтов существенно различаются.

В некоторых осадочных бассейнах за счёт наличия в разрезе мощных солевых пластов, обеспечивается относительно низкое геостатическое давление (из-за их относительно низкой плотности) и наблюдается «охлаждающий» эффект теплового поля (из-за их относительно высокой теплопроводности), что несмотря на большие глубины приводит к задержке процессов трансформации органического вещества в первично обогащённых (материнских) породах.

Отмечено, что ключевыми факторами трансформации ОВ в нефть и интервалов расположения «нефтяного окна» являются скорости осадконакопления и прогибания (опускания) бассейна [5, 8]. Скоростью прогибания бассейна или скоростью поднятия его бортовых структур определяет характер седиментации в бассейне, обусловлен-

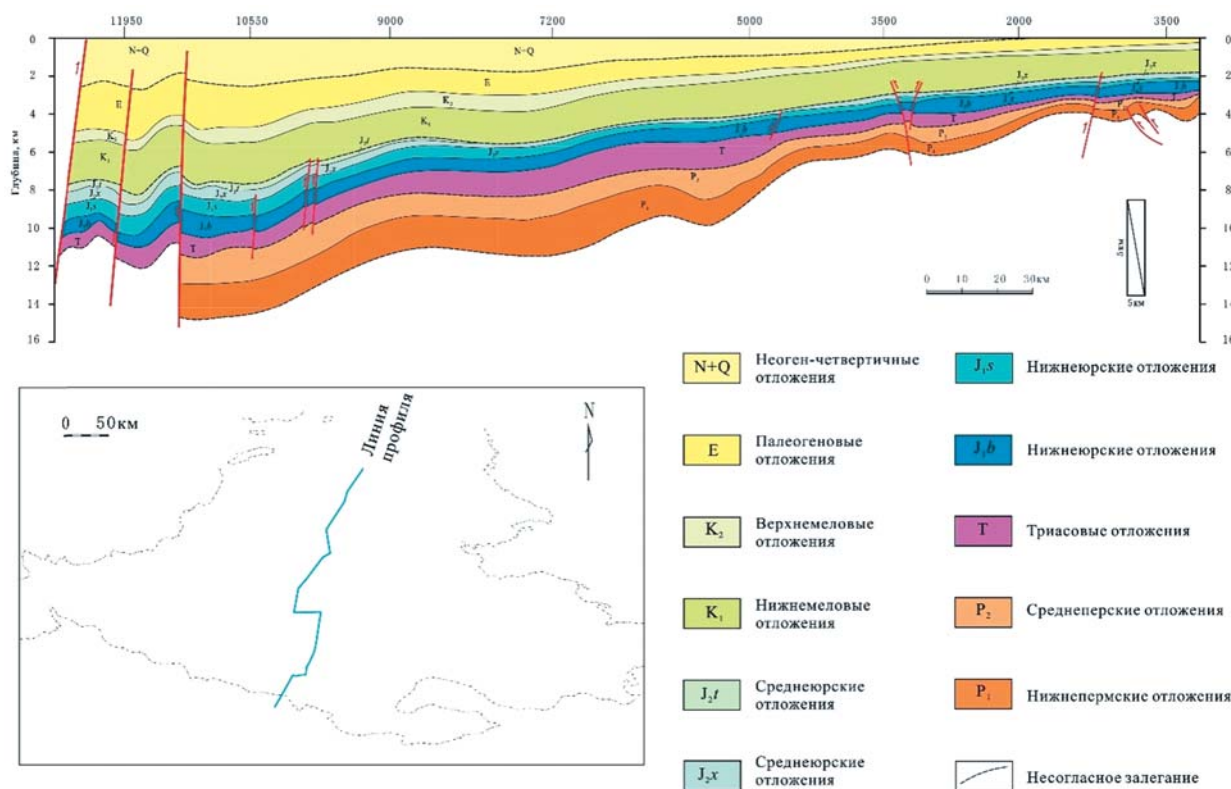


Рис. 2. Субширотный геологический разрез через Джунгарский бассейн (Китай) [25 с дополнениями авторов].

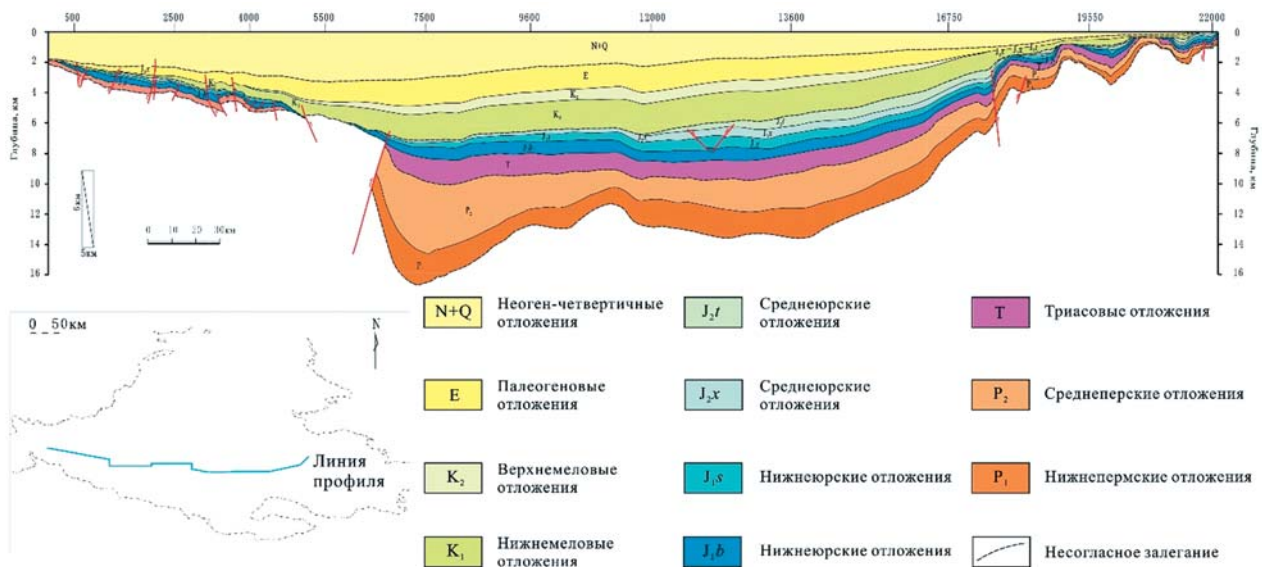


Рис. 3. Субмеридиональный геологический разрез через Джунгарский бассейн (Китай) [5, 6 с дополнениями авторов].

ный, в свою очередь, размерами отрицательных форм рельефа, скоростью привноса обломочного материала, его составом и массой. В зависимости от индивидуального вклада этих факторов на каждом этапе эволюции бассейн может характеризоваться некомпенсированным, компенсированным и гиперкомпенсированным осадконакоплением [5].

#### Выводы

Значительные перспективы глубоких горизонтов прогнозируются в Прикаспийской Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Северо-Предкавказской и в наиболее погруженной части Западно-Сибирской (Енисей-Хатангской) провинций, что, безусловно, требует пристального изучения.

Наиболее перспективными для изучения являются глубокозалегающие горизонты, приуроченные к подсоединенным комплексам, областям развития внутриконтинентальных рифтов (авлакогенов), к зонам пониженного геотемпературного градиента и высоких скоростей погружения.

Реальным механизмом являются опережающие исследования (параметрическое бурение), которые могут быть выполнены при частно-государственном и международном (например, в Прикаспийской НГП с Казахстаном) партнерстве по государственным программам.

#### Литература

1. Yang L. et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China // China Petroleum Exploration. – 2020. – Т. 25. – №. 1. – С. 45.
2. Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-ёмкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра // Записки Горного института. – 2020. – Том 244. – С. 402–407.
3. Khafizov S.F. et al. Factors that Determine the Formation and Preservation of Accumulations of Liquid Hydrocarbons at Depths of More Than 5 km // Geomodel 2020. – 2020. – Т. 2020. – №. 1. – С. 1–5.
4. Куандыков Б.М., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формирование и сохранение коллекторов на больших глубинах / Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – Том 4. – № 2 (2022)
5. Prischepa O. et al. Theoretical and methodological approaches to identifying deep accumulations of oil and gas in oil and gas basins of the Russian Federation // Frontiers in Earth Science. – 2023. – Т. 11. – С. 603.
6. Ren, Z., Cui, J., Qi, K., Yang, G., Chen, Z., Peng, Y, et al. (2020). Control effects of temperature and thermal evolution history of deep and ultra-deep layers on hydrocarbon phase state and hydrocarbon generation history. *Natural Gas Industry B*, 7(5), 453–461. doi:https://doi.org/10.1016/j.ngib.2020.09.003.
7. Косенкова Н.Н., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Обзор современных представлений о процессах формирования залежей углеводородов на больших глубинах / Нефтяное хозяйство. – № 6. – 2022.
8. Керимов В.Ю., Осипов А.В. К глубоким горизонтам // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2016. – №. 10. – С. 66–72.
9. Prischepa O. et al. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // Frontiers in Earth Science. – 2022. – Т. 10.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ЦЕНТРА НТИ «ВОДОРОД КАК ОСНОВА  
НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ»**

**В.А. Яковлев, П.В. Снытников**

*Институт катализа СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, д.5*

**R&D ACTIVITY OF THE NTI CENTER «HYDROGEN AS A BASIS  
OF LOW CARBON ECONOMY»**

**V.A. Yakovlev, P.V. Snytnikov**

*Boriskov Institute of Catalysis, 630090, Novosibirsk, Pr. Akademika Lavrentieva, 5*

*e-mail: yakovlev@catalysis.ru*

В конце 2021 года на базе Института катализа СО РАН после победы в конкурсе Фонда поддержки проектов Национальной технологической инициативы был создан Центр НТИ «Водород как основа низкоуглеродной экономики». В докладе обсуждаются основные научные направления деятельности Центра НТИ в рамках сформированных Проектов, комплексное выполнение которых на стыке катализа, электрохимии, материаловедения и химической технологии обеспечит использование водорода в качестве энергоносителя в промышленности, транспорте и в бытовых применениях с одновременным снижением роли полезных ископаемых в качестве топлива. Ожидается, что сокращение выбросов углерода в окружающую среду будет достигаться, в том числе, за счёт технологий переработки сырья растительного происхождения, разработки технологий улавливания CO<sub>2</sub> и последующего его использования для получения ценных химических продуктов и перспективных материалов. Это заложит основу для снижения зависимости человечества от невозобновляемых источников углеводородов и эволюционного, безопасного для энергодолга Российской Федерации, увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергосистеме. Деятельность Центра НТИ в сотрудничестве с членами созданного консорциума, состоящего из 10 научно-исследовательских организаций, 13 ВУЗов, 10 коммерческих компаний, включая ПАО «Татнефть», направлено на решение задач по следующим основным направлениям:

1) технологии получения, хранения и транспортировки водорода

за счёт разработки стационарных и мобильных углеродно-нейтральных технологий получения водорода, в том числе путём переработки отходов и компонентов растительной биомассы; технологий транспортировки и хранения водорода, включая хранение в твёрдых носителях, в жидких органических и неорганических соединениях, компримирования и сжижения, а также специальных решений для транспортировки водорода на далёкие расстояния;

2) технологии использования водорода в производственных процессах

за счёт разработки и модернизации различных промышленных процессов (гидрирования, гидродеоксигенации, производстве металлосодержащих наноразмерных катализаторов для химических процессов с участием водорода, активации катализаторов, применении водорода в металлургии);

3) технологии водородного транспорта

за счёт разработки энергоустановок на основе низко- и высокотемпературных топливных элементов, используемых в качестве основного или резервного источника электроэнергии для транспортировки грузов и людей на наземном (включая рельсовый), водном и воздушном транспорте, разработки инфраструктуры для снабжения водородом или его носителями водородного транспорта, включая разработку технологий безопасности;

4) технологии водородной энергетики

за счёт разработки технологии использования водорода в энергетических целях – в качестве топлива для локального получения электроэнергии и когенерации тепла при использовании стационарных энергоустановок на основе топливных элементов, проектирования элементов инфраструктуры для водородной энергетики; проектирование энергосистем с использованием водорода в качестве накопителя, включая автономные решения;

5) технологии водородной безопасности

за счёт разработки проектов норм и стандартов для безопасности водородных систем, с последующей разработкой документов технического регулирования.

В 2022 году работа проводилась по четырём подпроектам и были получены следующие результаты:

**1. «Водородная заправка»**

■ создан и испытан прототип блока получения чистого водорода на основе матричной конверсии (парциального окисления) природного газа, состоящий из реактора матричной конверсии и мембранного реактора паровой конверсии монооксида углерода. В ходе испытаний был получен водород чистотой более 99.99 %.

■ разработан метод модификации цеолитных адсорбентов для короткоциклового адсорбции, позволяющий управлять селективностью сорбции метана, монооксида углерода, диоксида углерода и других газов в соответствии с составом газовых смесей, из которых необходимо извлечь водород. Получены и успешно испытаны модифицированные сорбенты на основе сорбента NaX.

**2. «Биоводород для генерации электроэнергии»**

■ проведена наработка и исследование ключевых компонентов энергоустановки: материалов, входящих в состав каталитического риформера топлива для получения синтез-газа; материалов, используемых в качестве

сенсоров водорода; материалов, используемых при приготовлении и сборке батарей твёрдооксидных топливных элементов.

### 3. «Водород для E-химии и E-топлива, как основа низкоуглеродной экономики»

- отработана методика приготовления фотокатализатора Pt/g-C<sub>3</sub>N<sub>4</sub>, активность которого в реакции фотогенерации водорода под видимым светом из водных растворов органических субстратов составила более 20 г (H<sub>2</sub>) кг<sub>кат</sub><sup>-1</sup>ч<sup>-1</sup>.

- определены наиболее перспективные угольные поглотители в процессе генерации водорода из лигнина под действием микроволнового излучения.

- спроектирована и изготовлена электрохимическая ячейка для исследования процессов на поверхности электрокатализаторов методом рамановской спектроскопии in situ.

- разработаны методы синтеза моно- и биметаллических W- и Mo-содержащих катализаторов получения этиленгликоля из целлюлозы, крахмала или глюкозы в статическом реакторе.

- отработана методика и проведена наработка гранулированного Ni/SiO<sub>2</sub> катализатора для процесса гидрообработки растительных липидов с целью получения компонентов биотоплив.

### 4. «Крупнотоннажный водород для низкоуглеродной экономики»

- разработаны научные основы метода получения водорода из сероводорода, являющегося крупнотоннажным отходом предприятий по переработке нефти и природного газа.

- разработана и готова к внедрению технология, основанная на использовании вихревых аппаратов, преимуществом которых является высокая интенсивность взаимодействия газа и жидкости в закрученном газожидкостном потоке, а также высокая эффективность тепло- и массопереноса.

- разработаны технологии по связыванию диоксида углерода в виде ценных продуктов – соды, циклических карбонатов.

- разработаны научные основы технологии повышения нефтеотдачи месторождений при закачке диоксида углерода в пласты, отработана методология оценки рисков, связанных с её применением.

\* К 2026 году планируется выйти на уровень практического внедрения не менее трёх технологий ежегодно (через передачу лицензий), подготовки не менее 235 специалистов в год и уровень доходов центра от коммерческой деятельности не менее 250 миллионов рублей в год.

## ИННОВАЦИОННОЕ ПРОИЗВОДСТВО СПГ ТЕРМОАКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ С.Н. Сергеев<sup>2</sup>, В.В. Зосимов<sup>2</sup>, А.В. Замрий<sup>1</sup>, Л.А. Алиева<sup>1</sup>, Т.Т. Зубарев<sup>1</sup>, А.А. Папушкина<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «МЭАЦ», г. Москва, zav@sngpr.ru.com

<sup>2</sup>ФГУП «НИИПА», г. Дубна, niipa@dubna.ru

Сжижение природного газа на сегодняшний день является актуальной темой по ряду причин, а именно:

1. Отдалённость газовых месторождений – 60% месторождений ПГ расположены на большом расстоянии от конечного потребителя.

2. Низкий уровень газификации регионов – при среднем по стране показателе в 71% ряд областей остаются на уровне до 20%. В настоящий момент свыше 18 млн домохозяйств не газифицированы.

Благодаря экологичности и экономичности природного газа потребление данного вида топлива будет продолжать расти и на транспорте, так средний расход топлива грузовиков на СПГ составляет около 25 кг на 100 км (при средней массе груза 15,3 тонн). Рынок использования СПГ представлен на рис. 1.

На данный момент в промышленности активно используются традиционные процессы, основанные на смешанных хладагентах, турбодетандерах и каскадных циклах, которые как правило металлоёмки и в отличие от термоакустического метода отличаются необходимостью нагнетания высокого давления, что требует большого количества дорогостоящего оборудования[1].

Процесс сжижения проходит ступенями, на каждой из которых газ сжимается в 5–12 раз, затем охлаждается и передаётся на следующую ступень.

#### Современные методы:

- теплообменные процессы: рефрижераторный – с использованием охладителя и турбодетандерный/дросселирование с получением необходимой температуры при резком расширении газа;

- конденсация при постоянном давлении (высокая энергоёмкость).

Для производства СПГ используют технологии компаний AirProductsandChemical, ConocoPhillips, Linde, Shell и Liquefin, каждая из которых применяет три последовательно развивающиеся группы проектно-конструкторских решений: холодильные циклы с чистыми хладагентами, со смесевыми хладагентами и со сложными мно-

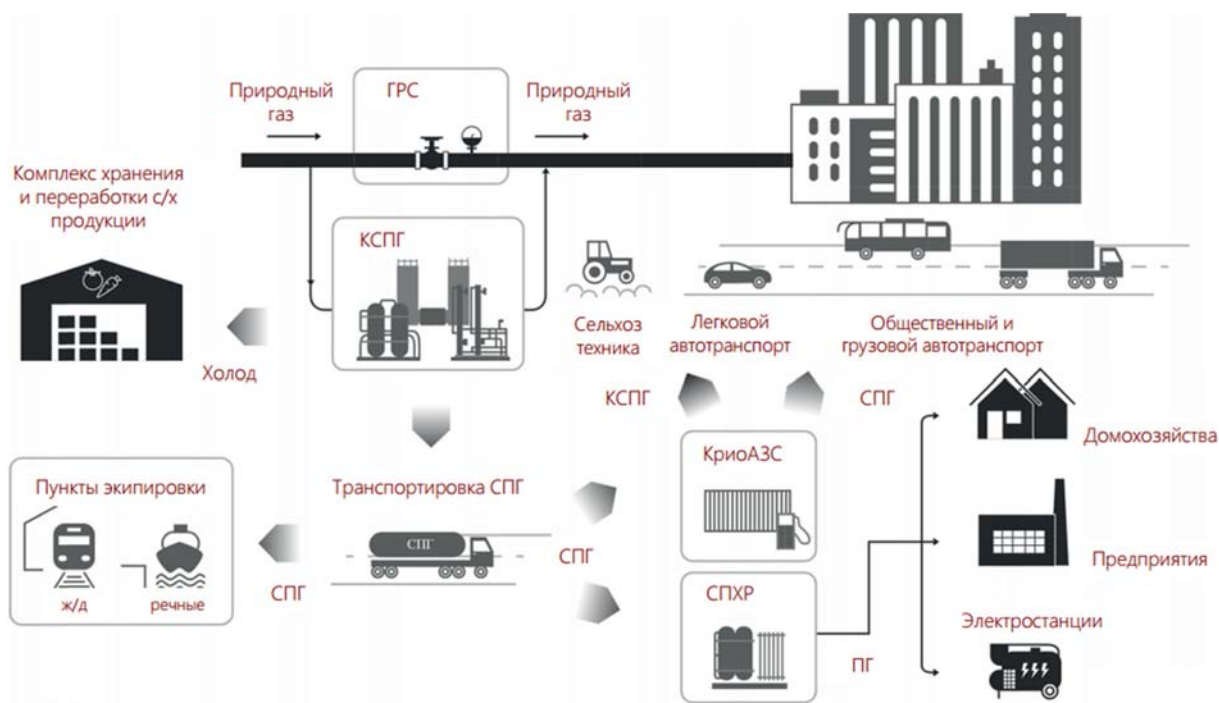


Рис. 1. Рынок использования СПГ.

гокомпонентными смесями углеводородных хладагентов, получение которых осложняется применением дополнительного набора оборудования и сопровождается многократными энергетическими затратами. Кроме того, для их реализации используются большие площади [2].

Одним из перспективных направлений для практической реализации термоакустического эффекта является сжижение природного газа, что подтверждает множество исследований в этой области [3, 4, 5, 6]. Так многоступенчатая термоакустическая холодильная система с бегущей волной подробно освещена в работах [7, 8, 9, 10]. При использовании в качестве рабочего газа гелия под давлением 5 МПа эта система может обеспечить мощность охлаждения около 1410 Вт при  $-160^{\circ}\text{C}$ . Данные исследования указывают на большие перспективы применения установок в области сжижения природного газа с большой охлаждающей способностью и простой конструкцией.

В этой связи, мы продвигаем инновационную технологию, заметно отличающуюся от существующих простотой и надежностью. Технология опирается на хорошо известный термоакустический принцип возникновения акустической волны при создании разницы температур на специальном пористом регенераторе. Усиливая акустическую волну резонатором и устанавливая на её пути обратный регенератор, мы получаем на нём холод необходимой температуры. При этом можно использовать несколько регенераторов, т.е. варьировать набор оборудования и другие параметры – частота, диаметр сечения и др.

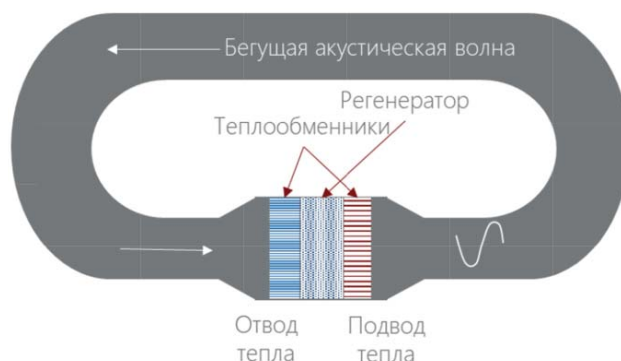


Рис. 2. Механизм действия термоакустического принципа.

Впервые такая технология получения холода была продемонстрирована американскими исследователями ещё в 60-е годы XX века. С нынешним пониманием предмета и хронологией развития метода можно ознакомиться подробнее в работах [11, 12]. В последующем эта технология активно развивалась в лабораториях Лос-Аламоса. Как итог, американцы успешно применяют эту технологию в закрытых тематиках. Структурная схема технологии представлена на рис. 3.

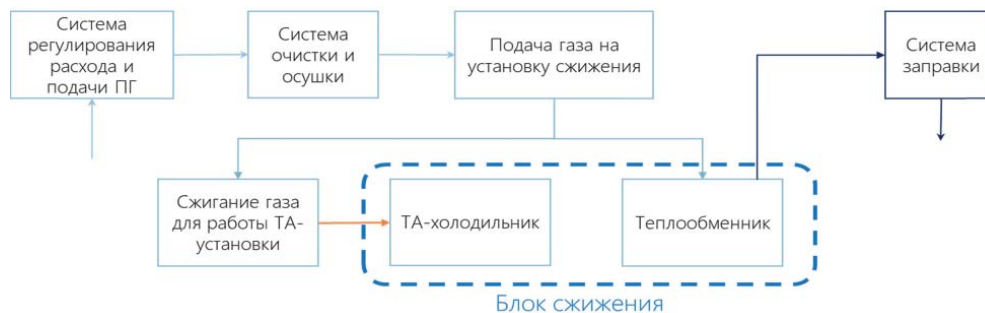


Рис. 3. Структурная схема процесса. В термоакустической установке теплота сжигания газа с КПД до 60% переходит в энергию акустической волны в резонаторе, которая затем приводит в действие термоакустический холодильник.

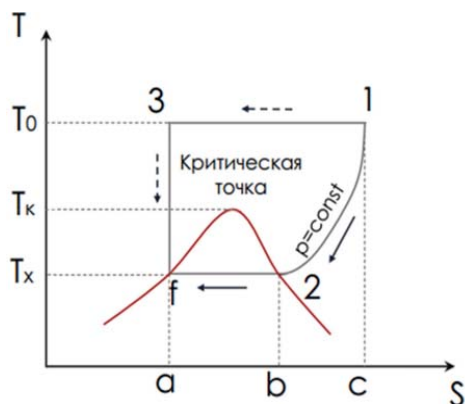


Рис. 4. Термодинамика процесса.

Экспериментальный образец мощностью 200 Вт, уровень звукового давления 3 кПа был создан на базе научно-исследовательского института прикладной акустики (НИИПА).

В термоакустической установке реализуется по изобарному 1–2 и изотермическому циклам 2–f. На рис. 4 представлен график термодинамики процесса.

На данном этапе мы занимаемся разработкой прототипа и отработкой конструктивных решений регенераторов, на рис. 5 изображен один из вариантов прототипа установки.

Помимо этого, в активной стадии находится процесс построения научно-практической/научно-производственной кооперации, что даёт хорошие перспективы для организации производства. Возможность организации такого производственного оборудования в Республике Татарстан обсуждалась на совете директоров ОАО «Татнефтехиминвестхолдинг» 31 января 2023 года.

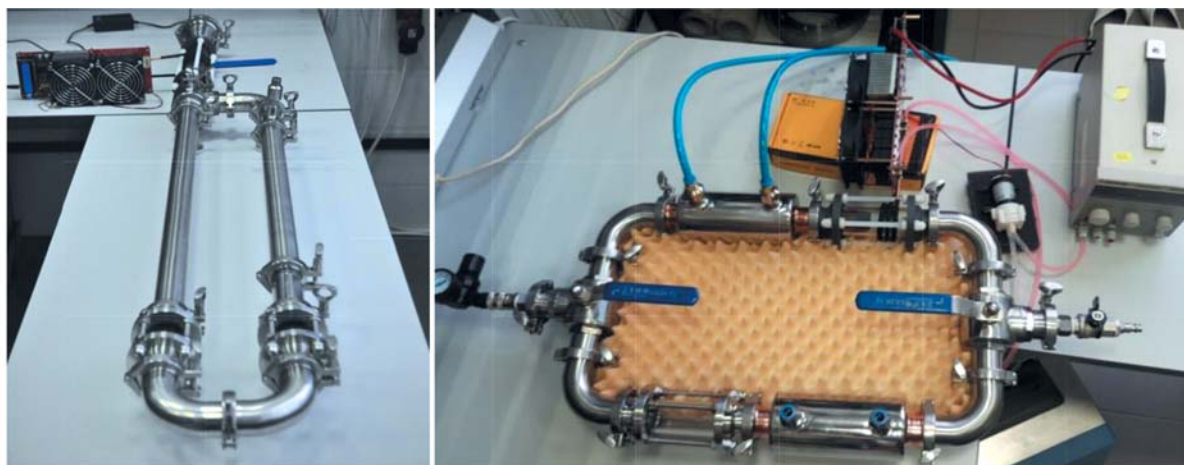


Рис. 5. Экспериментальный образец мощностью 200 Вт.

## Литература

1. Карагусов И. В., Юша В. Л., Карагусов В. И. Термоакустический оживитель природного газа //Россия молодая: передовые технологии – в промышленность. – 2013. – №. 2. – С. 255–288.
2. Гусейнов Ч.С., Федорова Е.Б., Кульпин Д.Л., Левдик В.Н. Новая технология сжижения природного газа //Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2023. – №. 2. – С. 14–16.
3. Xu J. et al. An efficient looped multiple-stage thermoacoustically-driven cryocooler for liquefaction and recondensation of natural gas //Energy. – 2016. – Т. 101. – С. 427–433.
4. Luo K. et al. A multi-stage traveling-wave thermoacoustically-driven refrigeration system operating at liquefied natural gas temperature //IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2017. – Т. 278. – №. 1. – С. 012139.
5. Hou M. et al. Experimental study on a thermoacoustic combined cooling and power technology for natural gas liquefaction //Energy Procedia. – 2019. – Т. 158. – С. 2284–2289.
6. Xu J. et al. Numerical study on a heat-driven piston-coupled multi-stage thermoacoustic-Stirling cooler //Applied Energy. – 2022. – Т. 305. – С. 117904.

7. Luo K. et al. A multi-stage traveling-wave thermoacoustically-driven refrigeration system operating at liquefied natural gas temperature //IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2017. – Т. 278. – №. 1. – С. 012139.
8. Hou M. et al. Experimental study on a thermoacoustic combined cooling and power technology for natural gas liquefaction //Energy Procedia. – 2019. – Т. 158. – С. 2284–2289.
9. Xu J. et al. Numerical study on a heat-driven piston-coupled multi-stage thermoacoustic-Stirling cooler //Applied Energy. – 2022. – Т. 305. – С. 117904.
10. Кирилин А. Н., Телегин В. А., Федосеев О. Б. Термоакустическая установка для получения СПГ. – 2010.
11. Avent A. W., Bowen C. R. Principles of thermoacoustic energy harvesting //The European Physical Journal Special Topics. – 2015. – Т. 224. – №. 14–15. – С. 2967–2992.
12. Kajurek J., Rusowicz A. Experimental Investigation on the Thermoacoustic Effect in Easily Accessible Porous Materials //Energies. – 2020. – Т. 14. – №. 1. – С. 83.

## **ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В ОЦЕНКАХ ОСНОВНЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ ЦЕНТРОВ**

**А.М. Мастепанов**

*Институт проблем нефти и газа РАН*

Последнее десятилетие по своей насыщенности событиями, влияющими на глобальное развитие мировой экономики и энергетики, не имело себе равных в истории. Это, прежде всего, набирающий обороты энергетический переход, и начало чётко оформившейся фрагментации мировой экономики на геополитические блоки, которые дополнились коронавирусной пандемией и политическим кризисом вокруг Украины, сопровождаемым антироссийскими санкциями и отказом от российских энергоресурсов странами Евросоюза и рядом других «западных» государств.

В результате всех этих глобальных событий, кардинально меняющих ситуацию в мире и имеющих долгосрочные последствия, претерпели значительные изменения и представления о перспективах развития мировой энергетики и роли в будущем энергообеспечении человечества тех или иных первичных энергоносителей. Одновременно резко выросло и число различных прогнозов и прогностических исследований, касающихся развития энергетики.

Не повторяя ранее написанное [1, 2], отметим лишь, что прогнозирование, в том числе долгосрочное, является важной составной частью функционирования всей мировой энергетики. При этом, как справедливо утверждают специалисты Аналитического центра при Правительстве РФ [3, стр.3,15], различные прогнозы могут не только отражать интересы организаций-составителей, но даже выступать в качестве инструментов лоббирования, поскольку прогнозирование мировой энергетики – довольно политизированная область. И подобное применение прогнозов, особенно разработанных МЭА, мы встречали ни один раз.

В полной мере сказанное относится и к последним по времени прогнозам<sup>1</sup>, в которых их авторы в той или иной мере пытаются дать оценку роли нефтегазового комплекса России в принципиально изменившемся мире.

Все рассмотренные нами прогнозы и прогностические исследования, опубликованные в 2022 и 2023 гг., по критерию оценки роли нефтегазового комплекса России в перспективном развитии глобальной энергетики можно разделить на несколько групп.

Наиболее полно такие оценки присутствуют в отчёте/прогнозе МЭА World Energy Outlook, опубликованном в октябре 2022 г. (WEO-2022).

В прогнозных исследованиях ВР, Секретариата ОПЕК, Японского Института экономики энергетики (IEEJ), Института экономики энергетики и финансового анализа (IEEFA), Международной ассоциации CEDIGAZ и ряда других с той или иной степенью детализации рассматривается влияние событий на Украине как на рост мировых цен на энергоресурсы, снижение их мирового потребления и экономическое развитие в различных странах, так и непосредственно на поставки российских энергоносителей на различные энергетические рынки.

В прогнозах Международного Агентства по возобновляемой энергии – IRENA и ряде других текущие события на международных энергетических рынках, включая влияние украинского кризиса, упоминаются лишь в общих чертах. У авторов этих прогнозов оценки максимально нейтральные, общие формулировки событий, относящихся к вооружённому конфликту на Украине. Сокращение производства нефти и газа в России рассматривается в этих прогнозах лишь в русле общемирового снижения их производства в связи с необходимостью снижения эмиссии парниковых газов.

Наконец, в прогнозах Exxon Mobil и Секретариата АПЕС за 2022 г. украинские события вообще не упоминаются.

В большинстве этих прогнозов подчёркивается, что два кризиса последних лет – украинский и энергетичес-

---

<sup>1</sup> В их число не вошёл «Международный энергетический прогноз» (International Energy Outlook – IEO) Управления энергетической информации США (U.S. Energy Information Administration – EIA), так как в 2022 г. он не вышел, а очередной выйдет только в сентябре 2023 г.



кий – приводят к необходимости пересмотра в сторону понижения прогнозов мирового ВВП и спроса на энергоносители, поскольку стремительный рост цен на них прямо или косвенно затронул все страны мира<sup>1</sup>.

Об этом однозначно говорится в прогнозах МЭА [4], ВР [5], Rystad Energy [6], Отдела экономических исследований компании Атрадиус (Atradius Economic Research) [7] и ряда других.

Более того, специалисты ВР считают, что украинский кризис («российско-украинская война») оказывает влияние на мировую энергетику одновременно по «трём основным каналам: энергетическая безопасность, экономический рост и структура мировых поставок энергоносителей» [5, стр. 23].

Однако, как и прежде, масштабы такого пересмотра варьируют в очень широком диапазоне, причём не только в прогностических материалах разных аналитических и прогностических центров, что вполне естественно, но и в рамках различных сценариев одного и того же прогноза. Так, например, в последнем прогностическом обзоре МЭА (WEO-2022), в котором рассмотрены три сценария развития глобальной энергетики<sup>2</sup>, потребление первичных энергоресурсов в мире на уровне 2050 г. колеблется от 740 до 532 эксаджоулей (от 17671 до 12704 млн. т н.э.). При этом доля ископаемых видов топлива в суммарном мировом энергопотреблении колеблется на уровне 2050 г. от 61% до 10% [4, стр. 239]. В целом же, по рассмотренным нами прогнозам, величина глобального спроса на первичные энергоресурсы в 2050 г. колеблется от 8,4 до почти 18 млрд. т н.э.

В самом начале текста WEO-2022 его авторы утверждают, что действия России на Украине превратили быстрое восстановление мировой экономики после пандемии в полномасштабный энергетический кризис. А поскольку Россия на сегодняшний день является крупнейшим в мире экспортёром ископаемого топлива, то сокращение поставок природного газа в Европу и европейские санкции в отношении импорта нефти и угля из России перерезают одну из главных артерий мировой торговли всеми видами энергоносителей. В результате в 2020-х гг. международная торговля энергоносителями претерпит глубокую переориентацию, причём, поскольку не все российские компании, вытесненные из Европы, найдут себе место на других рынках, это приведёт к сокращению Россией и производства, и экспортных поставок топлива и энергии [4, стр. 19, 21]. Поэтому долгосрочное решение сегодняшнего энергетического кризиса МЭА видит в сокращении спроса на ископаемое топливо, включая и углеводороды.

Что касается России, то её долгосрочные перспективы будут ослаблены как неопределённостью в отношении спроса, так и ограниченным доступом к международному капиталу и технологиям для разработки более сложных месторождений и реализации проектов производства СПГ. Поэтому российский экспорт ископаемого топлива никогда не вернётся – ни в одном из сценариев WEO-2022 – до уровней, наблюдаемых в 2021 г., а доля России в международной торговле нефтью и газом в сценарии STEPS поэтапно сократится наполовину уже к 2030 г.

Наибольшую неопределённость эксперты МЭА связывают со способностью России находить альтернативные экспортные рынки. Это относится и к нефти, и к природному газу, но именно природный газ ставит Россию перед самой сложной дилеммой. В сценариях МЭА Россия пытается развернуться к Азии и другим неевропейским рынкам, но найти рынки для всех потоков, которые ранее направлялись в Европу, по мнению аналитиков МЭА, ей не удастся. Подобного же мнения придерживаются и специалисты Отдела экономического и финансового анализа ИНГ БАНКа (Economic and Financial Analysis Division of ING Bank N.V.) [9].

Что касается нефти, то по данным МЭА, Россия в 2021 г. экспортировала более 7 млн. баррелей в сутки (далее – млн. б/с) сырой нефти и нефтепродуктов. К 2030 г. этот показатель, по оценкам МЭА, поэтапно снизится примерно на 25%, а к 2050 г. – на 40% (табл. 1).

Перспективный рост добычи нефти должен был бы обеспечиваться за счёт более сложных и удалённых месторождений, однако некоторые важные технологии добычи попали под санкции, введённые «после аннексии Крыма в 2014 году» [4, стр.55]. Санкции, введённые ЕС и США в последнее время, значительно жёстче, чем в 2014 г. Они включают широкомасштабные ограничения на инвестирование международных компаний в Россию, на возможности российских компаний привлекать финансирование на международном рынке и на доступ России к западным технологиям. Эксперты МЭА полагают, что добыча нефти в России по мере вступления санкций в силу

---

<sup>1</sup> При этом, как это уже стало нормой, во «всех бедах человечества» естественно обвиняют Россию. Так, выступая на ежегодном собрании Всемирного экономического форума в Давосе в январе 2023 г. на панельной сессии под названием «Освоение экономикой новой энергетики», исполнительный директор МЭА Фатих Бируль заявил: «Климатический кризис, вызванный вторжением России в Украину и ещё более ослабленный зависимостью мира от экспорта российской нефти, приобретает всё большие масштабы» («Triggered by Russia's invasion of Ukraine, and further weakened by the world's reliance on Russian oil exports, the climate crisis looms large») [8]. Вот так-то! А люди думали, что причина климатического кризиса в глобальном потеплении!

<sup>2</sup> В WEO-2022 рассмотрены три сценария, которые различаются главным образом предположениями в отношении государственной политики в области энергетики. Сценарий, основанный на реализации официально принятой политики (Stated Policies Scenario – STEPS), очерчивает траекторию, которая определяется действующими в настоящее время параметрами экономической политики. Сценарий, основанный на учёте принятых обязательств (Announced Pledges Scenario – APS), предполагает, что все желаемые цели, объявленные правительствами, будут выполнены вовремя и в полном объёме, включая долгосрочные цели достижения углеродной нейтральности. Сценарий, основанный на достижении нулевых выбросов к 2050 г. (Net Zero Emissions by 2050 Scenario – NZE), определяет пути стабилизации роста средней глобальной температуры на 1,5°C, а также обеспечение к 2030 г. всеобщего доступа к современным источникам энергии.

Оценки МЭА перспектив развития нефтяной отрасли России, млн. б/с

Показатель	Сценарий МЭА	2021	2030	2050
<b>Добыча нефти</b>	STEPS	10,9	8,8	7,7
	APS	10,9	8,5	3,9
<b>Экспорт нефти и нефтепродуктов</b>	STEPS	7,2	5,3	4,4
	APS	7,2	5,1	1,0
<i>Доля экспорта в добыче нефти</i>	STEPS	66%	61%	58%
	APS	66%	60%	27%
<b>Мощность НПЗ</b>	STEPS	6,9	6,5	6,3
	APS	6,9	6,1	4,6
<b>Производительность НПЗ</b>	STEPS	5,6	4,0	3,9
	APS	5,6	3,6	2,4

Источник: МЭА, WEO-2022 [4].

снизится на 2 млн. б/с уже к 2030 г. В сценарии APS более низкие цены и меньшие возможности для экспорта означают, что добыча нефти в России к 2030 г. будет на 2,5 млн. б/с меньше, чем в 2021 г.

К аналогичным выводам приходят и специалисты ВР, отмечая, что на перспективы российской нефтедобычи в ближайшей перспективе наиболее существенное влияние оказывают формальные и неформальные санкции как в отношении импорта российской нефти, так и на доступ страны к западным технологиям и инвестициям. Соответственно, в Сценарии «Новый импульс» (New Momentum) добыча нефти в России на протяжении большей части прогнозного периода примерно на 1,3 млн. б/с (на 13%) ниже, чем ожидалось в 2022 г. Это является результатом сочетания более высоких темпов снижения добычи на действующих месторождениях, и свертывания новых перспективных разработок. Аналогичные по размеру изменения в сторону понижения ожидаются и в сценариях «Ускоренный» (Accelerated) и «Чистый ноль» (Net Zero). В целом же добыча нефти в России по всем трём сценариям снижается примерно с 12 млн. б/с в 2019 г до 7–9 млн. б/с в 2035 г. К 2050 году в Сценариях Accelerated и Net Zero добыча падает до 2,5 млн. б/с и ниже. В Сценарии New Momentum снижение добычи в России менее выражено: она сократится к 2050 г. всего до 7 млн. б/с [5, стр. 33 и 43].

Исходя из тех же условий (конфликт вокруг Украины, санкции, эмбарго, уход ряда международных нефтяных компаний с их технологиями), специалисты Секретариата ОПЕК видят перспективы добычи нефти в России иначе. По их оценке, Россия к 2027 г. снизит добычу нефти только на 6,5% (до 10,1 млн. б/с против 10,8 млн. б/с в 2021 г.). Но затем добыча начнёт постепенно восстанавливаться, достигнув в начале 2030-х гг. 10,5 млн. б/с, после чего вновь немного снизится, до 10,4 млн. б/с в 2045 г. [10].

В 2021 г. на долю России приходилось около 12% мировой торговли сырой нефтью и 15% торговли нефтепродуктами. По оценкам МЭА, их чистый экспорт из России к 2030 г. сократится на 25% и более чем на 60% к 2050 г. (табл. 1).

В то же время МЭА признаёт, что, несмотря на уже действующие санкции и сокращение российского экспорта в ЕС, общие объёмы экспорта российской сырой нефти пока существенно не снизились. С ними солидарны и специалисты ИНГ БАНКа, которые отмечают, что «поставки из России оказались лучше, чем многие ожидали, поскольку Индия, Китай и несколько других мелких покупателей увеличили свои закупки российской сырой нефти, учитывая доступные значительные скидки» [9].

Что же касается нефтепродуктов, то МЭА исходит из того, что любое перераспределение торговли ими будет более сложным, чем в случае с сырой нефтью. Именно поэтому значимого географического перераспределения потоков нефтепродуктов пока не произошло.

Перспективы развития газовой отрасли России зарубежные специалисты оценивают не только с учётом последних геополитических потрясений, но и с позиций достижения глобальной экономикой и энергетикой углеродной нейтральности.

Как уже было отмечено выше, эксперты МЭА исходят из того, что у России нет лёгких путей в поиске новых рынков сбыта для газа, который она экспортировала в Европу, что переориентация России на азиатские рынки наиболее сложна в случае с природным газом. Санкции подрывают перспективы новых крупных российских проектов по сжижению природного газа, а большие расстояния до альтернативных рынков затрудняют строительство новых трубопроводов.

МЭА полагает, что усилия России по диверсификации своих экспортных рынков имеют неоднозначный успех. Признавая, что те проекты по поставкам газа в Китай, которые уже реализуются или законтрактрованы («Сила Сибири» и Дальневосточный маршрут) будут введены в эксплуатацию, эксперты МЭА не забывают подчеркнуть, что увеличение поставок по российским газопроводам в Китай покрывает менее трети сокращения поставок в ЕС [4, стр. 379]. Что же касается обсуждаемого газопровода «Сила Сибири-2», то эксперты МЭА сомневаются в его жизнеспособности. По их расчётам, Китаю он просто не будет нужен. Даже в наиболее благоприятном для такого трубопровода Сценарии STEPS в период с 2021 по 2030 г. рост спроса на природный газ в Китае замедляется до 2% в год, что отражает политическое предпочтение руководства страны ВИЭ по сравнению с использованием газа

[4, стр. 25]. Кроме того, Китай активно заключает контракты на новые долгосрочные поставки СПГ, а его последний пятилетний план направлен на увеличение внутренней добычи газа [4, стр. 379]. Наряду с увеличением импорта по существующим трубопроводам, уже заключенные контракты на поставки в Китай более чем покрывают его потребности в этом сценарии вплоть до 2030-х годов. Соответственно, Россия сможет перенаправлять сюда только около 25 млрд. куб. м газа в год к 2040 г. со своих западносибирских месторождений по дополнительному трубопроводу [4, стр. 382].

В WEO-2022 отмечается, что до 2022 г. Россия планировала использовать СПГ для диверсификации экспортных поставок газа. Была поставлена цель – к 2035 г. экспортировать 170–200 млрд. куб. м СПГ в год. В настоящее время расширение мощностей по производству СПГ в России сдерживается санкциями и уходом зарубежных партнёров; некоторые проекты отложены в долгий ящик, в то время как в других наблюдаются значительные задержки с вводом в эксплуатацию<sup>1</sup>.

Эксперты МЭА считают, что к 2030 г. в России будет введено около 10 млрд. куб. м новых мощностей по экспорту СПГ, в результате чего общая экспортная мощность достигнет всего 45 млрд. куб. м в год, против намечаемых 200 [4, стр. 55, 382]. В результате доля России в международной торговле газом, которая в 2021 г. составляла 30%, к 2030 г. снизится до 15% в STEPS и до 10% в APS. Соответственно, прогнозируемый чистый доход России от продажи газа (выручка минус затраты) в APS снизится с 75 млрд. долл. США в 2021 г. до менее 30 млрд. долл. в 2030 г. [4, стр. 30, 366].

Признавая, что санкции, ограничивающие доступ России к внешнему финансированию и технологиям, препятствуют развитию российского экспорта СПГ, специалисты BP, в отличие от экспертов МЭА, допускают, что эти ограничения постепенно ослабнут после 2030 г. Это позволит российскому экспорту СПГ более чем удвоиться к 2050 г. в Сценарии New Momentum. Напротив, ускоренное падение мирового спроса на СПГ в 2030-х и 2040-х г. в Сценариях Accelerated и Net Zero означают, что у российского экспорта СПГ нет шансов восстановиться даже при ослаблении санкций [5, стр. 53].

Отмеченные проблемы с экспортом отразятся и на объёмах перспективной добычи природного газа в России (табл. 2).

Таблица 2

Оценки МЭА перспектив развития газовой отрасли России, млрд. куб. м

Показатель	Сценарий МЭА	2021	2030	2050
Добыча природного газа	STEPS	793	633	612
	APS	793	584	483
Внутренний спрос на газ	STEPS	543	498	470
	APS	543	470	424
Видимый экспорт – разница между добычей и потреблением	STEPS	250	135	142
	APS	250	114	59

Источник: МЭА, WEO-2022 [4].

В WEO-2022 добыча газа в России в рассматриваемый период времени падает во всех сценариях. Уже в 2030 г. в Сценарии STEPS она будет меньше, чем в 2021 г. на 155–160 млрд. куб. м, а в Сценарии APS – почти на 210 млрд. куб. м. В последующий период добыча продолжит сокращаться. К 2050 г. в Сценарии STEPS она снизится ещё на 21 млрд. куб. м, а в Сценарии APS – на 101 млрд. куб. м.

Соответственно, считают эксперты МЭА, проекты по добыче, предназначенные для обслуживания «Северного потока-2» (Харасавей и Бованенково) столкнутся с трудностями, а увеличение добычи на Тамбейском месторождении, ориентированное на новые проекты СПГ, вряд ли выйдет на заявленную мощность. На некоторых наиболее зрелых месторождениях Западной Сибири, которые в настоящее время обслуживают Европу, таких как Уренгойское и Ямбургское, добыча постепенно прекратится [4, стр. 378–379].

Аналогичного мнения придерживаются и специалисты компании Атрадиус [7], которые, тем не менее, считают, что, несмотря на сокращение экспортных поставок, Россия по-прежнему будет оставаться крупнейшим производителем природного газа и в 2050 г.

Что касается Сценария NZE, то он в части добычи углеводородов в WEO-2022 практически не рассмотрен: в нём лишь отмечается, что спрос на природный газ в NZE Scenario может быть удовлетворен за счёт продолжения инвестиций в существующие активы и уже утверждённые проекты, но без каких-либо новых долгосрочных традиционных проектов по добыче.

Значительного, но меньшего, чем в прогнозах МЭА, снижения добычи природного газа в России ожидают и в IEEJ [11]. В Базовом (Reference) Сценарии она сокращается к 2030 г. до 650 млрд. куб. м, а в Сценарии передовых технологий (Advanced Technologies Scenario) – до 600 млрд. куб. м. Снижение добычи экспертами IEEJ ожидается и в последующие годы, в результате чего в 2050 г. она составит, соответственно, 605 и 555 млрд. куб. м.

Долгосрочное негативное влияние российско-украинского конфликта на добычу природного газа в России признаётся и в прогнозных исследованиях BP [5] и CEDIGAZ [12].

<sup>1</sup> 30 июня 2023 г. Министерство торговли и экономики Японии объявило, что в целях обеспечения энергобезопасности страны Япония выводит из-под запрета на строительные и инженерные услуги проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Арктик СПГ-2». Сообщение об этом опубликовано на сайте Министерства.

Рассмотрены в WEO-2022 и перспективы развития таких носителей энергии, как водород и аммоний, но о России и её проектах в этих областях в нём вообще не упоминается.

### Литература

1. *Мастепанов А.М.* От ковидного «сегодня» к низко-углеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики // Журнал «Георесурсы». – 2021. – Т. 23. – № 3. – С. 42–52.
2. *Мастепанов А.М.* Что день грядущий нам готовит? Перспективы нефти в долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики // Нефть России. – 2017. – № 7–8. – С.11–19.
3. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Энергетический бюллетень. Выпуск № 5, август, 2013.
4. World Energy Outlook 2022. OECD/IEA, 2022.524 pages – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.
5. bp Energy Outlook 2023 edition – URL: [bp Energy Outlook 2023](https://www.bp.com/energy-outlook).
6. Energy Transition Report. Energy Scenarios. Rystad Energy. November 2022 – URL: <https://www.rystadenergy.com/news/note-from-the-ceo-november-2022>.
7. Energy Outlook February 2023 – URL: <https://atradius.us/reports/economic-research-energy-outlook-february-2023.html>.
8. What's the global energy outlook for 2023? DAVOS 2023. Jan 17, 2023 – URL: <https://www.weforum.org/agenda/2023/01/global-energy-outlook-for-2023/>.
9. 2023 Energy Outlook – URL: [https://think.ing.com/uploads/reports/Energy\\_Outlook\\_-\\_Dec\\_22.pdf](https://think.ing.com/uploads/reports/Energy_Outlook_-_Dec_22.pdf).
10. World Oil outlook 2022 – URL: OPEC : World Oil Outlook.
11. IEEJ Outlook 2023 – URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/10974.pdf>.
12. Energy security and sustainability mean a restructuring of global gas supply and a reconfiguration of international gas flows – URL: <https://www.cedigaz.org/2023/02/>.

### КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ

**Е.А. Павлов**

*«Газпромнефть-ГЕО», [pavlov.eal@gazprom-neft.ru](mailto:pavlov.eal@gazprom-neft.ru)*

Крупнейшие российские компании на протяжении последних нескольких лет уделяют особое внимание развитию и совершенствованию существующих бизнес-моделей. Скорость происходящих в мире изменений требует от бизнеса все большей гибкости и способности подстраиваться под новые реалии, причём для крупных корпораций любые изменения – вдвойне сложнее с точки зрения реализации в силу большого штата сотрудников, отлаженных схем работы, тесной взаимосвязи всех элементов бизнес-процессов и т.д. Наряду с этим за годы работы у компаний, в первую очередь лидеров отрасли, накопились уникальные компетенции в различных сферах, которые могут быть востребованы другими игроками рынка. И возможность, с одной стороны, поделиться опытом и сформировать дополнительный доход, а с другой – приобрести готовые решения на рынке, сэкономив время и средства на собственную разработку, делают актуальным вопрос коммерциализации технологий.

В научной литературе есть несколько схожих определений коммерциализации. Например, в учебно-методическом пособии «Введение в управление проектной деятельностью: основы формирования, управления и коммерциализации инновационных проектов» под коммерциализацией технологий (исследований и разработок) понимается любая деятельность, которая направлена на создание дохода от использования результатов научных исследований, научных компетенций<sup>1</sup>. В учебном пособии «Коммерциализация и правовая защита результатов интеллектуальной деятельности» коммерциализация приводится синонимом к «продаже» и определяется как второй элемент цепочки создания и реализации инноваций<sup>2</sup>.

Эти определения не противоречат подходу, при котором коммерциализация может быть рассмотрена как продажа внутренних продуктов, решений, компетенций, технологий и инноваций. Её отличие от традиционной коммерческой деятельности в том, что изначально продукт создавался для удовлетворения собственных потребностей, но с целью извлечения дополнительного дохода, а также развития и совершенствования продукта за счёт обратной связи от внешних пользователей, может быть реализован сторонним потребителем с соблюдением ряда ограничений, главное из которых – сохранение конкурентоспособности при передаче технологий и инноваций внешним компаниям. Несколько слов стоит уделить теме конкурентов: здесь возникает сразу два потенциальных барьера, как для продавца, с которым другая компания уже изначально не будет взаимодействовать, так и для по-

<sup>1</sup> *Миронова Д.Ю., Баранов И.В., Помазкова Е.Е., Румянцева О.Н.* Введение в управление проектной деятельностью: основы формирования, управления и коммерциализации инновационных проектов. – СПб: Университет ИТМО, 2022. – 89 с.

<sup>2</sup> *Коммерциализация и правовая защита результатов К63 интеллектуальной деятельности: учебное пособие / под ред. А.Н. Солдатов, С.Л. Минькова.* – Томск: Томский государственный университет, 2011. – 334 с

купателя, которому продавец может не захотеть передавать продукты или технологии. Самый очевидный выход в обоих случаях – использование посредника, связь с которым для обеих сторон не будет очевидна.

Если рассмотреть коммерциализацию на примере вертикально-интегрированной нефтяной компании, то потенциал, в первую очередь, видится в цифровых технологиях. Причём, на рынке уже есть конкретные успешные примеры: так, в декабре 2021 года «Газпром нефть» и AIQ (совместное предприятие ADNOC и компании Group 42) договорились о сотрудничестве в создании и коммерциализации цифровых решений для топливно-энергетического комплекса<sup>1</sup>. А годом ранее, в сентябре 2020 г. в «Газпром нефти» было создано направление коммерциализации в области разведки и добычи<sup>2</sup>. Таким образом компания одной из первых в российской нефтегазовой индустрии запустила бизнес-модель коммерциализации технологий. При этом коммерциализация геологоразведки (как и добычи, и других процессов в вертикально-интегрированной нефтяной компании) – это вывод на внешний рынок не только технологий, но и в целом набора продукта и сервисов, в которых технологии и инновации являются неотъемлемой частью с точки зрения эффективности и конкурентоспособности. Например, геофизика, исследование скважин, операторство «под ключ», проектный консалтинг и т.д.

Первым элементом выхода компании, занимающейся оказанием услуг геологоразведки в рамках ВИНК, на внешний рынок является анализ среды: внешней – для определения ёмкости рынка, трендов, игроков (при наличии), и внутренней, в рамках которого оцениваются текущие показатели деятельности, проводится аудит собственных компетенций и преимуществ, а также customerdevelopment или custdev – определение потребностей клиентов с применением глубинного интервью. Результатом такого исследования станет SWOT-анализ, который может быть дополнен уникальным торговым предложением, ключевыми факторами успеха и матрицей Ансоффа. Проведённая аналитическая работа позволяет сформировать образ результата и определить направления развития, в рамках которых могут быть установлены целевые показатели доли рынка, предложены варианты бизнес-моделей и оценён потенциал каждой из них, сформирован клиентский и продуктовый портфель. Заключительный этап – элементы реализации намеченной стратегии, по сути ответы на 4 главных вопроса: что продаём (продуктовый каталог), кому продаём (сегменты клиентов), где продаём (каналы реализации), как продаём (маркетинговая стратегия, организационная модель). Здесь же могут быть определены критерии эффективности, а также сформированы стратегические инициативы, источником которых становятся опытные и инициативные участники команды.

Отдельно стоит остановиться на ключевых преимуществах для компании, выходящей на рынок геологоразведки. В целом они достаточно универсальны, например, в «Газпромнефть-ГЕО» это:

- Компетенции – широкая база знаний и профессиональная экспертиза в области геологоразведки;
- Опыт – реализация большого количества различных проектов на внутреннем и внешнем рынках;
- Команда – наличие в штате мультидисциплинарных экспертов;
- Технологии – доступ к инновационным цифровым решениям и оборудованию на рынке;
- Экосистема – возможность использования практически неограниченного ресурсного плеча;
- Гибкость – «бесшовный» контрактный процесс.

Описанные преимущества частично или полностью влияют на лояльность клиентов и принятие решения о выборе компании как партнера в проектах геологоразведки.

Сформированная стратегия развития, включая качественный и актуальный анализ рынка, наличие необходимых ресурсов и компетенций, эффективное позиционирование и, конечно же, целеустремленная команда профессионалов и единомышленников помогут обеспечить компании, выходящей на внешний рынок в рамках процесса коммерциализации, достижение поставленных целей.

## Литература

1. Миронова Д.Ю., Баранов И.В., Помазкова Е.Е., Румянцева О.Н. Введение в управление проектной деятельностью: основы формирования, управления и коммерциализации инновационных проектов. – СПб: Университет ИТМО. – 2022. – 89 с.

2. Солдатов А.Н., Минькова С.Л. Коммерциализация и правовая защита результатов КБЗ интеллектуальной деятельности: учебное пособие. – Томск: Томский государственный университет. – 2011. – 334 с.

3. [https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom\\_neft\\_i\\_aiq\\_budut\\_sovmestno\\_razvivat\\_tsifrovye\\_tekhnologii\\_v\\_neftegazovoy\\_otrasli/](https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom_neft_i_aiq_budut_sovmestno_razvivat_tsifrovye_tekhnologii_v_neftegazovoy_otrasli/) (дата обращения – 15.06.2023 г.)

4. [https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom\\_neft\\_sozdaet\\_napravlenie\\_kommertsializatsii\\_tekhnologiy\\_v\\_oblasti\\_razvedki\\_i\\_dobychi/](https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom_neft_sozdaet_napravlenie_kommertsializatsii_tekhnologiy_v_oblasti_razvedki_i_dobychi/) (дата обращения – 15.06.2023 г.)

<sup>1</sup> [https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom\\_neft\\_i\\_aiq\\_budut\\_sovmestno\\_razvivat\\_tsifrovye\\_tekhnologii\\_v\\_neftegazovoy\\_otrasli/](https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom_neft_i_aiq_budut_sovmestno_razvivat_tsifrovye_tekhnologii_v_neftegazovoy_otrasli/)

<sup>2</sup> [https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom\\_neft\\_sozdaet\\_napravlenie\\_kommertsializatsii\\_tekhnologiy\\_v\\_oblasti\\_razvedki\\_i\\_dobychi/](https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom_neft_sozdaet_napravlenie_kommertsializatsii_tekhnologiy_v_oblasti_razvedki_i_dobychi/)

## ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ В НЕФТЕГАЗОНОСНОМ ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СОЛЯНОКУПОЛЬНОЙ ТЕКТОНИКИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

К.Б. Сокулина<sup>1</sup>, С.Е.Войтович<sup>2</sup>, П.Ф. Попова<sup>3</sup>, Г.Ф. Хуснуллина<sup>4</sup>, Е.В. Сивожелезов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ООО «Эверест групп», [sokulinakb@cgmnir.ru](mailto:sokulinakb@cgmnir.ru), Татарское Геологоразведочное <sup>2</sup>управление ПАО «Татнефть», <sup>3</sup>  
«ООО ТЕРРАПОД», <sup>4</sup>ООО «ЦГМ НИР Поволжья».

Рассматриваемая в работе площадь исследований в тектоническом плане расположена в районе Прикаспийской впадины, а также затрагивает часть Астраханского свода, где имеем разрез типичный для солянокупольной тектоники (рис. 1).

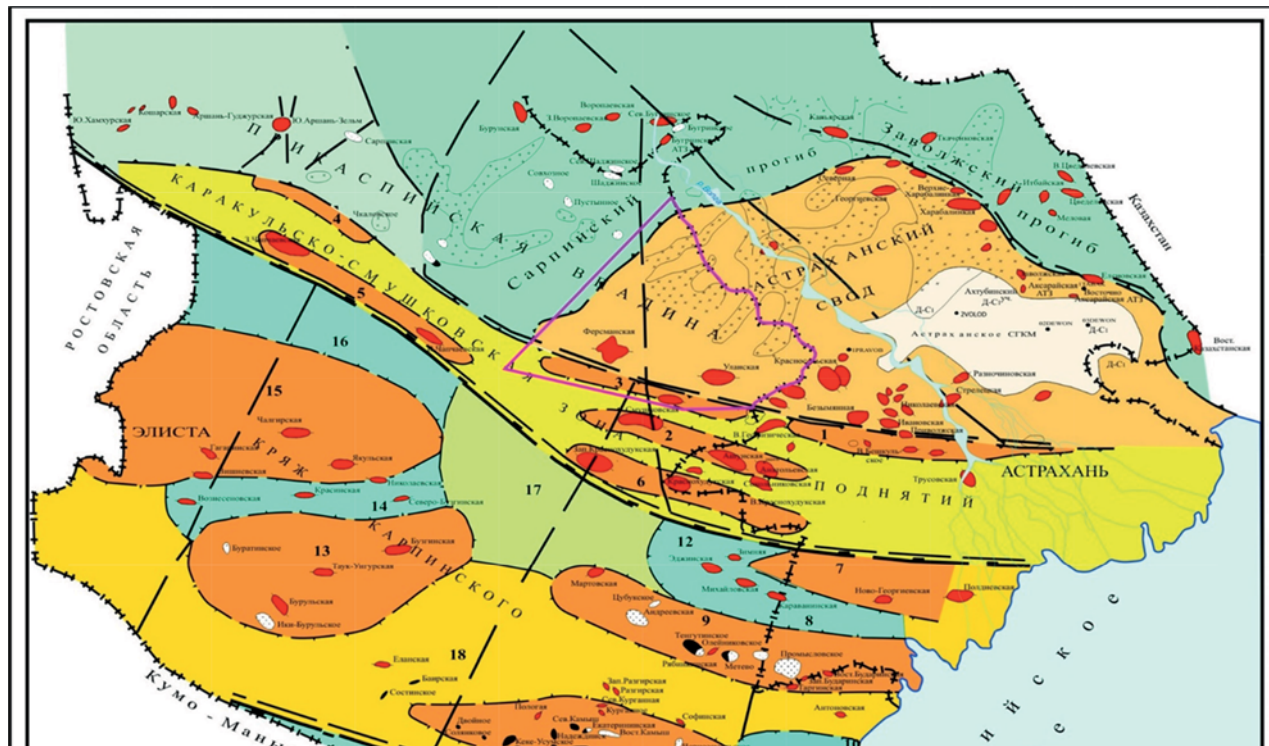


Рис. 1. Тектоническая схема Астраханско-Калмыцкого Прикаспия  
(под редакцией Воронина Н.И. и Миталева И.А., 1995 г.).

Выполненные в последние годы геолого-геофизические исследования по периферии Астраханского сводового поднятия позволили установить наличие залежей УВ в подсолевых каменноугольных отложениях с открытием газовых месторождений: Алексеевское и Табаковское на восточной периферии, Правобережное – на северо-западной. Получены прямые признаки нефтеносности каменноугольных отложений в северной части свода на Харабалинской и Георгиевской площадях и в юго-западной части на Уланской площади. Бурением в 2006–2011 гг. открыто газоконденсатное Ферсманское месторождение в терригенно-карбонатных отложениях верхнего карбона (С).

В работе отражена необходимая информация для выявления нефтегазоперспективных объектов по результатам сейсморазведочных работ МОГТ в районах с развитием солянокупольной тектоники, включающая:

- возможность правильной динамической интерпретации кровли соляных куполов, т.к. отсутствие корреляции кровли соли обязательно приведёт к искажающим факторам в структурных построениях [3, с. 5];
- выделение тектонических нарушений в подсолевой толще отложений, искажённой влиянием соляной толщи [1 с. 18].
- выявление объектов на участках внедрения соляных диапиров [2 с. 4]. Неоднозначность интерпретации сейсмических материалов усиливается отсутствием параметрических скважин.

В зоне развитой системы соляных диапиров имеем дело с отсутствием протяжённых осей отражённых волн (ОВ), что является одной из серьёзных проблем сейсморазведки при построении модели подсолевых отложений (рис. 2).

Вследствие резкого изменения скоростной характеристики разреза, на границе купол-мульда имеем разрывы отражений от подсолевых границ. Амплитуды разрывов составляют более 500 м, в зависимости от высоты диапира и его скоростной характеристики. Также под соляными диапирами происходит изменение волнового поля, что влияет на корректность динамической интерпретации подсолевой толщи при выявлении перспективных объектов.

Как правило, отражения от кровли соли отмечаются на вершухках высоких диапиров, где соль прорывает

уровень юрско-меловых отложений. На склонах куполов кровля соли в подавляющем большинстве прослеживается по косвенным признакам. Вследствие этого, получение устойчивых горизонтальных скоростных спектров для соли является задачей нерешённой (рис. 2).

Как показывает практика основным достоверным источником информации по скоростной характеристике разреза в целом и кунгурских галогенных отложений, в частности, являются только ВСП и АК (рис. 3).

Без надёжного знания скоростной модели соли правильный учёт её влияния практически невозможен (рис. 4).

В подсолевой части разреза под границей соленосных отложений происходит нарушение сплошности осей синфазности, как правило, не связанное с тектоникой. Данные артефакты не интерпретируются, как дизъюнктивные нарушения, поскольку динамика искажена присутствием соляных куполов кунгурских солей.

В связи с этим выделяются только нарушения, которые не противоречат принятой геологической модели площади исследований.

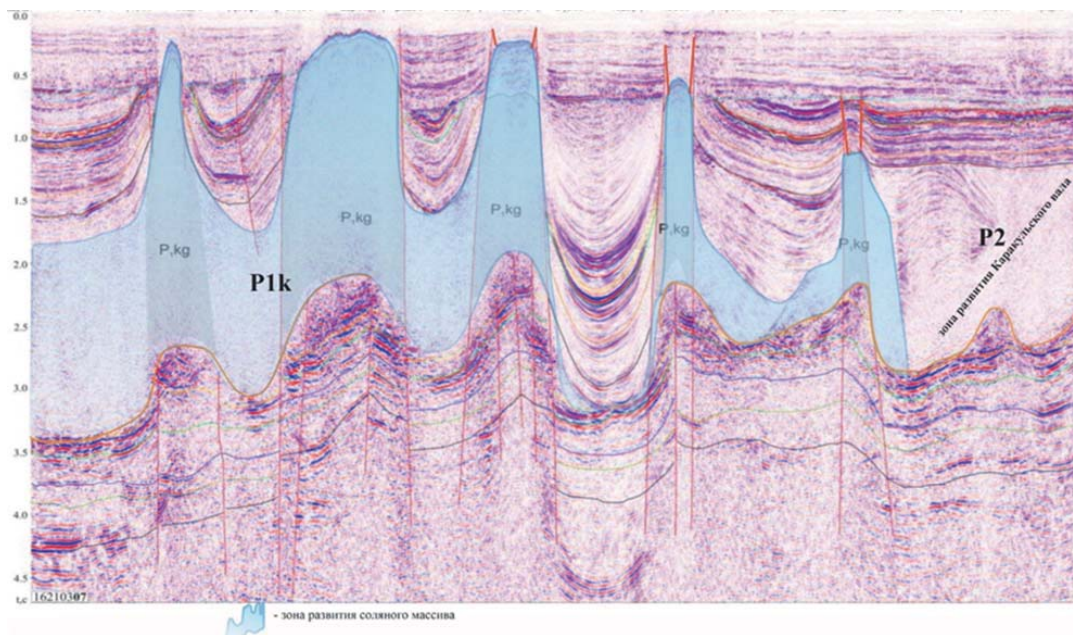


Рис. 2. Волновая картина по временному разрезу в районе исследуемой территории.

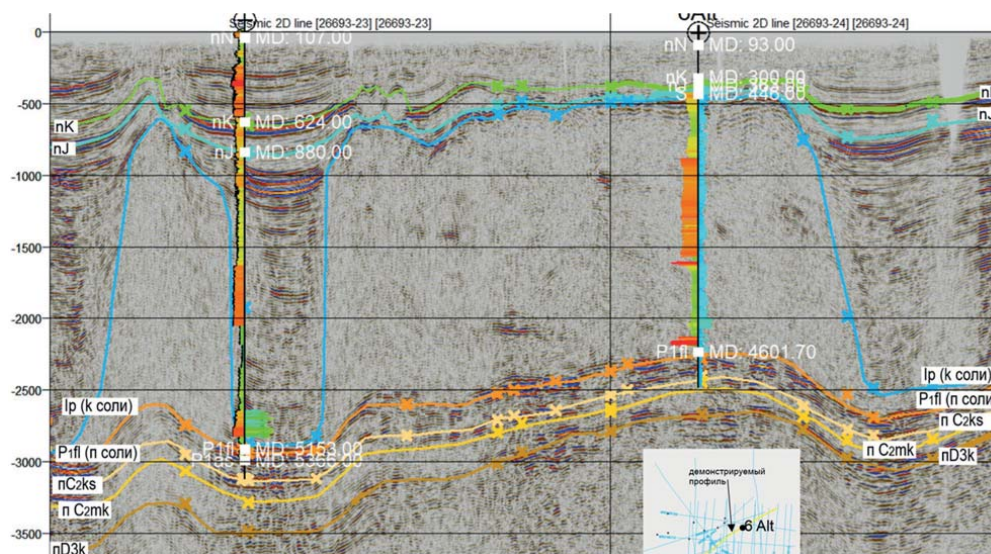


Рис. 3. Корреляция кровли соли и подсолевых отложений, контролируемая скважинами.  
Временной разрез, Глубинный разрез

Несмотря на выполненный, особенно в последние годы, объём геолого-геофизических работ в регионе его изученность является низкой. Отчасти по этой причине ряд вопросов, касающихся глубинного строения территории, остается нерешённым.

Проведённые исследования показали, что для получения сколько-нибудь надёжной скоростной модели в зоне развития солянокупольной тектоники необходимо выполнить большую работу, включающую:

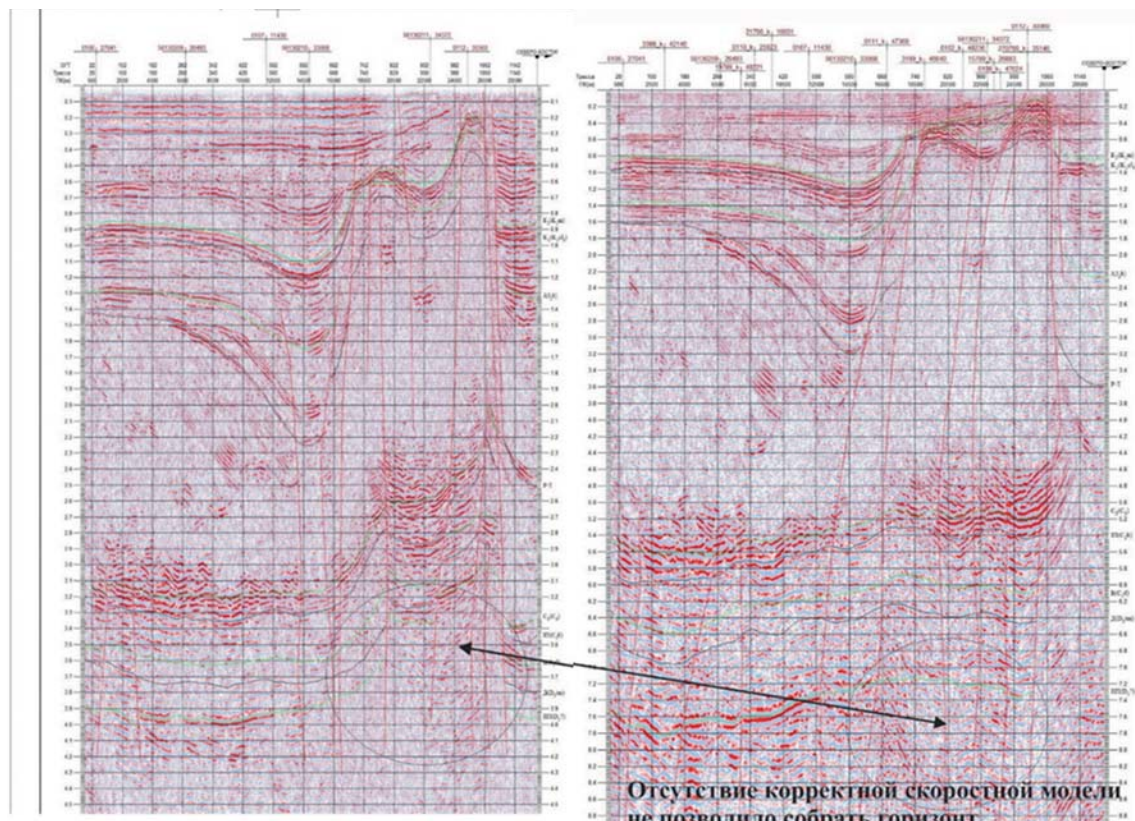


Рис. 4. Искажение подсолевых отложений на глубинном разрезе из-за отсутствия корректной скоростной модели.

- анализ скважинных данных непосредственно на участке и на сопредельных территориях;
- сейсмостратиграфический анализ с выявлением изменений скоростных параметров для каждого выделенного сейсмокомплекса,
- выполнение скоростного анализа по сейсмическим материалам, что в данных сейсмогеологических условиях не очень просто из-за негиперболичности годографов ОГТ;
- проведение и увязка всей полученной информации.

### Литература

1. Соколин Х.Г. Общие закономерности нефтегазонакопления в соляно-купольных бассейнах и их значение для поисково-разведочных работ в бортовой зоне Прикаспийской впадины // Материалы выездной сессии Ученого совета Министерства геологии СССР. – 1969. – С. 351–369.
2. Эвентов Я.С. История формирования и особенности тектоники западной части Прикаспийской впадины в связи с оценкой перспектив нефтегазонакопления // Материалы по тектонике Нижнего Поволжья. – 1962. – С. 62–66.
3. Сокулина К.Б., Попова П.Ф., Сивожелезов Е.В. Геологическое изучение недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья в надсолевых отложениях Северо-Западной части Прикаспийской впадины // Приборы и системы разведочной геофизики, выпуск 02/2023-2023. – С. 32–37.



**ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ:  
НЕИССЛЕДОВАННЫЕ НЕДРА**

**А.П. Шиловский**

*ИПНГ РАН, г.Москва, ashilovsky08@gmail.com*

«Закон о недрах РФ», принятый в 1992 году одним махом лишил страну возможности планомерного освоения ресурсного потенциала недр, оставив возможность только быстро-быстро освоить ресурсный потенциал, созданный при советской власти в интересах только «кучки избранных приватизаторов», получивших все эти богатства даром. Россия обладает третью мировых нефтегазовых ресурсов. Однако, уровень изученности недр даже сухопутной части территории очень низкий – для примера, едва превышает 25% покрытия 200 000 масштаба геологической съёмки [1]. То есть складывается ситуация, при которой страна обладает огромными нефтегазовыми ресурсами [4, 5], но перевод ресурсного потенциала в запасы углеводородного сырья, которые можно считать, оценить и включить в промышленный оборот, до сих пор практически не выполнен. Бюджетообразующая отрасль национальной экономики, являющаяся одной из крупнейших в мировом нефтегазовом обороте, до настоящего времени основывается на наследии ещё советского времени.

Для смягчения последствий, тогда ещё двадцатилетнего опыта капиталистического способа растаскивания ресурсов недр, в нашем институте в 2014 году была разработана «Программа возрождения старых нефтегазодобывающих регионов России», показавшая наличие сотен миллиардов тнэ, хранящихся в недрах старых нефтегазодобывающих регионах, обеспеченных добывающей и транспортной инфраструктурой, квалифицированными кадрами. Конечно эти ресурсы зачастую относятся к так называемым трудно извлекаемым, но многие технологии, делающие освоение этих ресурсов рентабельными уже существуют.

Одним из направлений Программы является освоение нефтегазового потенциала больших (свыше 5–7 км) глубин.

Направления развития нефтегазовой отрасли, с учётом экономической целесообразности, не однократно публиковались и докладывались с различных трибун [2, 3]. Помимо «Программы возрождения старых нефтегазодобывающих регионов России» [4], рассматривались различные территории [2], а, кроме того, внимание привлекалось к большим глубинам [3]. В настоящей работе внимание будет сосредоточено на нефтегазовом потенциале недр на глубинах, превышающих 5–7 км различных регионов России.

*Таблица 1*

**Характеристики основных нефтегазоносных бассейнов РФ [6]**

Нефтегазоносные и перспективные бассейны	Макс. мощность и возраст осадочного чехла (км)	Остаточные ресурсы в млрд. т.т.	Перспективные глубокие горизонты (глубже 5 км)	Региональные покрывки	Степень изученности глубоких горизонтов
Западно-Сибирский	12;(Mz-Kz,Pz)	131.6	J; Pz?	Глины J	слабая
Прикаспийский	22; (R-N)	40	Pz	Соль P	Удовлет.
Южно-Каспийский	20; (J-Kz)	8	Kz	Глины, сольN	Удовлет.
Волго-Уральский	12; (R-V, D-Mz)	6.5	O-D1	Глины D3	Удовлет.
Тимано-Печорский	12; (O-Kz)	11.2	O-D1	Глины D3	Удовлет.
Лено-Тунгусский	12; (V-Kz)	44.3	V-Cm	Соль, кембрий	слабая
Предкавказско-Мангышлакский	12; (T-N)	4.6	J-T	ЭвапоритыJ3	Удовлет.
Лено-Вилюйский	14; (Pz-K)	2.5	Pz-T-	глины	слабая
Охотоморский	12; (K2-Q)	7.1	Kz	глины	слабая
Баренцевоморский	18; (Pz-Kz)	23.2	Pz-T	глины	слабая
Черноморский	12; (J-N)	2.5	J-K1	Глины N1	слабая

Прогнозный потенциал углеводородных ресурсов глубинных осадочных комплексов сухопутных территорий страны представляет собой весьма значительные величины (табл. 1) [5]. Практическое отсутствие исследований в этом направлении объясняется с одной стороны – значительным увеличением затрат на проведение поисковых работ и техническими ограничениями при проведении буровых работ; с другой – широко распространённым мнением о невозможности существования прежде всего нефти глубже «нефтяного окна» из-за повышенных температур; третьим ограничением являются законодательные рамки особенно для старых нефтегазодобывающих регионов.

Первый фактор может быть нивелирован за счёт прогноза открытия крупных, гигантских и уникальных залежей УВ и обоснованное отнесение этих ресурсов к ТРИЗ, что частично снизит финансовую нагрузку за счёт

льготного режима налогообложения. Современные технические возможности буровой техники вполне позволяют осваивать большие глубины. Второе ограничение опровергается мировым опытом добычи углеводородных ресурсов с больших глубин (Бразилия, Мексиканский залив), обусловленных гораздо более низкими температурными градиентами, чем предполагалось ранее. Третий фактор ставит более сложные условия, хотя, даже в существующих законодательных рамках при наличии совпадении интересов государства, научных организаций, мелкого и среднего частного бизнеса и ВИНК вполне возможно реализовывать крупные проекты. Готовый проект такого сотрудничества, как пример, рассматривается на принципах инвестиционного товарищества недропользователей для реализации на Астраханском карбонатном массиве [5]. Предлагаемый проект обеспечит снижение риска каждого недропользователя при освоении ресурсов глубоких горизонтов на его лицензионном участке.

Оценка неизученных глубинных осадочных комплексов [5], показывает, что практически все осадочные бассейны на территории страны могут рассматриваться в качестве перспективных территорий (рис. 1). К ним относятся недр: Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской, Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Предкавказско-Мангышлагской и Лено-Вилуйской НГП. Шельфовые НГП: Баренцевская, Охотоморская и Черноморская – ещё не исчерпали перспективы открытия нефтегазовых ресурсов на малых глубинах, что предпочтительней с учётом пятнадцатилетнего горизонта планирования для достижения результата. Поисковые работы на этих территориях вполне могут быть выполнены силами вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) в пределах территорий их интересов.

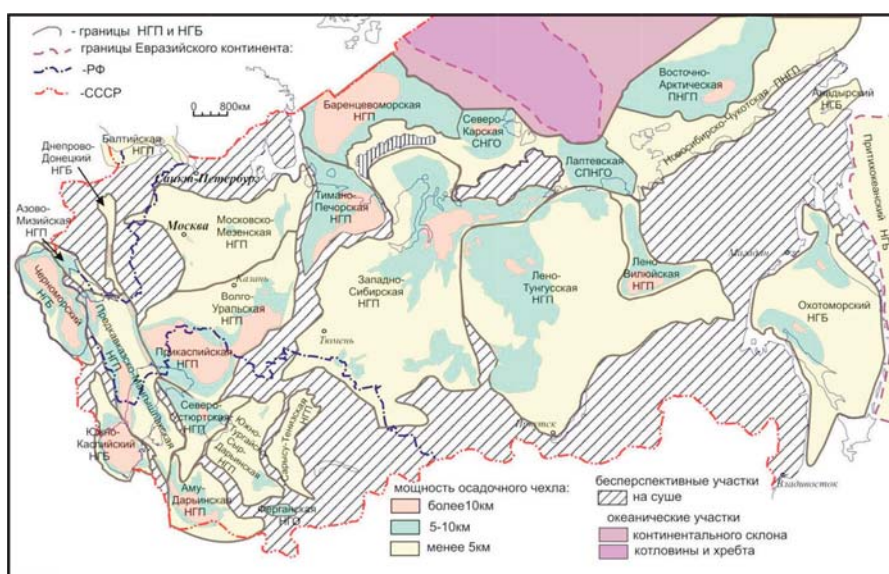


Рис. 1. Карта мощности неизученной глубокой части разреза осадочного чехла нефтегазоносных провинций России и смежных стран [5].

При этом многие перспективные зоны расположены в пределах развитых промышленных регионов, обеспеченных инфраструктурой транспорта и переработки и квалифицированными кадрами (рис. 1). Это означает, что руководствуясь экономическими соображениями и временными рамками, сформулированными выше, последние и должны являться первоочередными объектами исследований. К ним относятся глубокие части Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской, Предкавказско-Мангышлагской, Западно-Сибирской НГП и территория Московского осадочного бассейна.

В первую очередь (табл. 1) необходимо рассматривать неизученные глубокие части разреза осадочной толщи Западно-Сибирской (НГП), с начальными извлекаемыми ресурсами только по посттриасовым отложениям, оцениваемыми величиной более 34 млрд. т.уг. [5]. Кроме того, для достижения прироста запасов углеводородов интерес представляют отложения палеозойского возраста, сопряженные с присутствием трапповых формаций пермотриасового возраста, которые в значительной мере повышают ресурсный потенциал нижележащих осадочных комплексов. Присутствие в разрезе трапповых формаций свидетельствуют о контактовом метаморфизме подстилающих осадочных отложений палеозойского возраста, благодаря которому создаётся региональный флюидоупор и, кроме того, повышают углеводородный генерационный потенциал насыщенных органическим веществом осадков [8]. Дополнительным положительным фактором является присутствие примыкающей с юга территории Кузбасса – всего 95 тыс. км<sup>2</sup>, однако, это промышленно-развитый район по всем геологическим предпосылкам, имеющий высокий нефтегазовый потенциал.

Если вернуться к результатам, полученным Счётной палатой РФ [1], среднemasштабная геологическая съёмка для нефтегазовой геологии позволяет только переходить к поисково-разведочным исследованиям с целью оценки углеводородного потенциала региона. Таким образом, можно уверенно констатировать, что существующий уровень изученности недр по всем видам полезных ископаемых и по углеводородному сырью в частности даже в

первом приближении совершенно не исчерпан. Считать тот или иной регион неперспективным для обнаружения нефтегазовых ресурсов без проведения необходимых геологических исследований представляется неверным. Примером может служить территория Татарии – старейшего нефтедобывающего региона. На глубинах до 3 км практически вся территория покрыта достаточно плотной сетью геологоразведочных работ, которые, к сожалению, уже не дают удовлетворительный прирост углеводородных ресурсов соизмеримый с Ромашкинским месторождением, что заставляет подразделения ОАО «Татнефть» работать в других регионах для обеспечения сырьём предприятий татарского нефтехимического комплекса. В то же время, анализ имеющихся геолого-геофизических данных и результатов бурения глубоких скважин позволил сформулировать новую парадигму поисков углеводородного сырья на территории Татарстана [9]. В рамках этой парадигмы в соответствии с имеющимися геологическими и геофизическими данными была построена геологическая модель строения Южно-Татарского свода, на котором расположено Ромашкинское нефтяное месторождение (рис. 2). Основным объектом поисково-разведочных работ являются недра на площади более 35 тысяч км<sup>2</sup> – то есть, почти вся территория Татарстана, включающие отложения додевонского возраста на глубинах до 6–7 км.

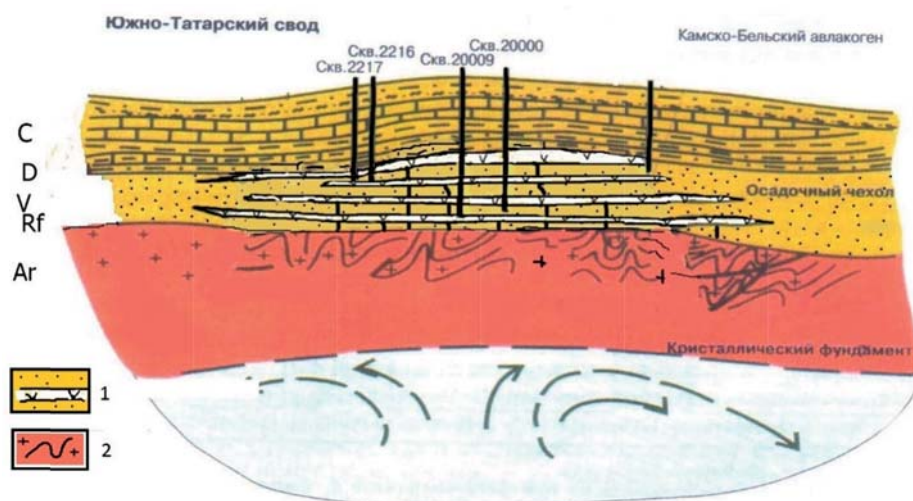


Рис. 2. Модель геологического строения Южно-Татарского свода: 1 – породы траптовых формаций; 2 – архейский кристаллический фундамент.

Китайский опыт: скважина, о которой упоминается в [10], стала самой глубокой наземной скважиной в Китае. Она станет 22-й по счёту, добыча из которой превысит 1000 тонн на нефтегазовых месторождениях Шунбэй. Разведка запасов проводилась в наклонной скважине Shunbei 84 в Таримской котловине в Синьцзяне. Этот регион, граничащий с Казахстаном и Кыргызстаном, богат углеводородами. Уже разведано и освоено семь скважин с такими же потенциальными дебитами. Также Sinopet открыла четыре месторождения нефти и природного газа в Таримском бассейне. Там находится около 83% и 64% запасов нефти и газа в Азии. В августе прошлого года нефтяная компания «Синопек» обнаружила месторождение с запасами 1,7 млрд тонн нефти. Черное золото обнаружено на глубине 7300 метров.

### Обсуждение результатов

Все вышесказанное позволяет достаточно уверенно утверждать, что нефтегазовое ресурсное обеспечение отечественного ТЭК за счёт потенциала больших глубин является весьма значительным. Значительный прогресс в современных технологиях бурения глубоких скважин позволяет прогнозировать и снижение себестоимости получаемой продукции, приближая её уровень к себестоимости нефти и газа из более мелких горизонтов. Таким образом, перед отечественной нефтегазовой отраслью стоит задача и нефтегазовые ресурсы больших глубин превратить в рентабельные запасы.

### Заключение

При краткосрочном планировании направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ концепция развития нефтегазового комплекса страны видится в необходимости руководствоваться экономическими критериями и опираться, в первую очередь, на имеющийся задел, то есть, максимально использовать потенциал традиционных регионов нефтегазодобычи и прилегающих к ним территорий – краевым зонам. При этом необходимо осваивать и неизученные глубинные осадочные комплексы.

В пределах выделенных перспективных территориях все основания ожидать новые многочисленные открытия, включая крупные и уникальные нефтегазовые месторождения, причём в самые кратчайшие сроки. При

этом ожидаемые запасы углеводородов будут приурочены к так называемым конвенциональным геологическим условиям, что обеспечит приемлемую себестоимость их добычи. Проведение геологоразведочных и поисковых работ возможно силами подразделений ОАО «Росгеология» за счёт федерального финансирования, научных организаций, мелкого и среднего частного бизнеса и ВИНК в той или иной форме содружества.

### Литература

1. Перед геологоразведкой построены бюрократические барьеры// Нефтянка. Режим доступа:<http://neftianka.ru/pered-geologorazvedkoj-postroeny-byurokraticheskie-barery/>.
2. Шиловский А.П. Ресурсный потенциал отечественной нефтегазовой промышленности//Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 г.). – Москва: ИПНГ РАН, 2022. – С. 289–292. Шиловский А.П. Проект программы «Возрождение старых нефтегазодобывающих регионов России»// «Актуальные проблемы нефти и газа», Выпуск 4(23), 2018, с.14. <http://oilgasjournal.ru/index.html> DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art13.
3. Шиловский А.П. Резервуары: поиск рентабельных углеводородных ресурсов// сборник научных трудов международной научно-практической конференции «Новые Идеи в геологии нефти и газа-2021». Режим доступа: <https://oilgasideas.ru/wp-content/uploads/2021/05/ShilovskiyAP.pdf>
4. Шиловский А.П. Проект программы «Возрождение старых нефтегазодобывающих регионов России»// «Актуальные проблемы нефти и газа». – Выпуск 4(23). – 2018. – С. 14. <http://oilgasjournal.ru/index.html> DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art13.
5. Волож Ю., Федонкин М., Гогогенков Г., Толкачев В. Новые подходы к организации и проведению регионально-поисковых работ в нефтегазоносных провинциях традиционной добычи// «Нефтегазовая вертикаль». – № 7/2020. – С. 74–80.
6. Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Патина И.С., Лоджевская М.И. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран// «Мониторинг. Наука и технологии». – № 4(25). – 2015. – С. 6–15. А.М.
7. Брехунцов, И.И. Нестеров (мл.), Л.А. Нечипорук НАО «Сибирский научно-аналитический центр»//IX Всероссийское совещание «Состояние фонда подготовленных ресурсов До (СЗ) и первоочередные объекты для поисков нефти и газа», Москва, Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации – ФГБУ «ВНИГ-НИ», 30–31.10.18. Режим доступа:<http://www.rosnedra.gov.ru/article/10238.html>.
8. Шиловский А.П. Западно-Сибирская плита: анализ строения промежуточного стратиграфического этажа// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 9. – 2016. – С. 25–29.
9. Шиловский А.П. Новая парадигма поисков углеводородного сырья на территории Татарстана// О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020. – С. 127–129.
10. Органическую теорию происхождения нефти опровергают теперь уже на опыте Китая // «Информагентство «Девон»», 17.03.2023, 17:03. Режим доступа: [https://iadevon.ru/news/oil/organicheskuyu\\_teoriyu\\_proishozhdeniya\\_nefti\\_oprovergayut\\_teper\\_uzhe\\_na\\_opite\\_kitaya-14114/](https://iadevon.ru/news/oil/organicheskuyu_teoriyu_proishozhdeniya_nefti_oprovergayut_teper_uzhe_na_opite_kitaya-14114/).

### КВАЗИНЕПРЕРЫВНЫЕ СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ – «ПАЛОЧКА-ВЫРУЧАЛОЧКА» МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Н.П. Кузьмичев

ООО «Нефть XXI век», г. Альметьевск, [Kuzmichev-NP@ya.ru](mailto:Kuzmichev-NP@ya.ru)

Во время экономических, финансовых и энергетических кризисов, мировые цены на нефть, подвержены высокой волатильности. Вследствие изменений спроса на нефть, нефтяные компании вынуждены значительно снижать объёмы добычи нефти. Часть фонда скважин приходится выводить из эксплуатации. Это сложное и дорогостоящее мероприятие. Ещё сложнее и дороже вновь вводить скважины в эксплуатацию после завершения кризисов и восстановления спроса на нефть. Особо следует отметить, что в результате проведения подобных мероприятиях, нарушаются планы разработки месторождений.

Можно было бы, не останавливать скважины, а снизить на них объёмы добычи нефти и, по окончании кризиса, вернуть добычу на прежний уровень или, даже, при необходимости, увеличить её. Но на большей части фонда скважин сделать это довольно сложно или практически невозможно.

Например, на скважинах, эксплуатируемых установками с плунжерными насосами и балансирными станками-качалками (УШГН), составляющими существенную долю фонда скважин в Российских нефтяных компаниях, изменение режима эксплуатации скважин и, соответственно, режима работы установок, должно осуществляться изменением длины хода насоса и колонны насосных штанг и/или изменением числа двойных ходов в минуту станка-качалки. После изменения режима работы станка-качалки, его необходимо балансировать. Для осуществления

данных операций необходим выезд бригад специалистов на скважины. Это сопряжено со значительными затратами времени и финансовых средств.

В России число скважин, эксплуатируемых установками погружных центробежных насосов с электроприводом (УЭЦН), в настоящее время превышает число скважин, эксплуатируемых УШГН. Для изменения производительности УЭЦН на скважинах с непрерывной эксплуатацией, необходимо наличие в составе оборудования станций управления (СУ) с преобразователями частоты (ПЧ). Они есть далеко не на всех скважинах. Но даже, если СУ УЭЦН с ПЧ на скважине есть, изменить нужным образом режим эксплуатации скважины зачастую не представляется возможным.

Причин этому несколько. Основная – сложность обеспечения нужного режима работы насоса, т.е. выбора необходимого положения рабочей точки на напорно-расходной характеристике (НРХ) насоса [1]. Какое именно положение занимает рабочая точка на НРХ ЭЦН, выясняется только при работе УЭЦН на скважине.

На рис. 1 приведены примеры оптимального сочетания семейства НРХ ЭЦН при разных скоростях вращения и характеристики скважины в абсолютных и относительных единицах [1]. Характеристика скважины выглядит как прямая линия. Параболы отображают границы рабочей зоны семейства напорно-расходных характеристик ЭЦН. Для простоты, изображены только части НРХ, расположенные в рабочей зоне. Положение рабочей точки определяется местом пересечения характеристики скважины с НРХ, соответствующей рабочей частоте вращения ЭЦН (частоте переменного тока ПЭД). При оптимальном подборе насоса к скважине, рабочая точка располагается посередине между границами рабочей зоны. В этом случае имеется возможность, как увеличения, так и уменьшения производительности УЭЦН (дебита скважины), путём увеличения или уменьшения частоты. Диапазоны увеличения и уменьшения дебита скважины примерно одинаковы.

На рис. 2 показаны примеры неоптимального сочетания семейства НРХ ЭЦН и характеристики скважины [1]. На верхнем графике рабочая точка расположена ближе к левой границе рабочей зоны. При этом, ограничен диапазон уменьшения дебита скважины. На нижнем графике рабочая точка расположена ближе к правой границе рабочей зоны. В данном случае, ограничен диапазон увеличения дебита скважины.

Изменить полученное положение рабочей точки, после согласования производительности насосной установки с дебитом скважины, не представляется возможным ввиду того, что, и производительность УЭЦН (подача ЭЦН), и развиваемое ею давление (напор ЭЦН), регулируют одновременно, за счёт изменения скорости вращения ЭЦН путём изменения частоты переменного тока, питающего ПЭД, с помощью СУ с ПЧ. Характер изменения подачи и напора разные. Зависимость подачи – прямая пропорциональная линейная, а напора – квадратичная.

Значение частоты устанавливают таким, чтобы согласовать производительность УЭЦН с необходимым (заданным разработчиками) дебитом скважины. Положение рабочей точки на НРХ насоса определяется точкой пересечения реальной НРХ с характеристикой скважины. Вид НРХ на реальной пластовой газожидкостной смеси каждой конкретной скважины слабо прогнозируем. Как правило, реальная НРХ расположена ниже паспортной, которая снимается на пресной воде. Соответственно, рабочая точка располагается на НРХ случайным образом и, чаще всего, около левой границы рабочей зоны [2]. Соответствующая гистограмма приведена на рис. 3. Причём, около 40% всех ЭЦН работают за пределами рабочей зоны [3], что видно на рис. 4. В этом случае, снижение дебита скважин невозможно.

Следствием отмеченной проблемы являются, либо невозможность снижения дебита скважины до необходимого уровня, либо оно сопровождается изменением таких показателей УЭЦН, как надёжность и энергоэффективность. Причём, чаще всего, не в лучшую сторону, т.е. при изменении режима работы добывающего оборудования, снижается межремонтный период (МРП), повышается удельный расход электроэнергии (УРЭ).

Указанная проблема решается внедрением кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) [4]. КЭС является лучшим способом эксплуатации малодобитных и среднедобитных скважин с экономической точки зрения, т.к. существенно снижает себестоимость подъёма нефти из пласта на поверхность. Это достигается благодаря следующим её достоинствам. КЭС позволяет успешно бороться с большей частью осложняющих эксплуатацию скважин факторов [5]. Причём, даже, если на скважинах проявляются одновременно несколько осложняющих факторов. КЭС – один из наиболее энергоэффективных способов эксплуатации скважин [6]. КЭС можно применять на месторождениях с нетрадиционными запасами, например: на месторождениях «сланцевой» нефти [7]. В России КЭС можно и нужно применять при разработке месторождений Баженовской свиты.

Но в рассматриваемом здесь случае, интересно ещё одно важное достоинство КЭС, а именно: возможностькратно изменять дебит скважин. Причём, без смены способа эксплуатации скважин, без замены добывающего оборудования на другой типоразмер, т.е. без проведения дополнительных подземных ремонтов скважин (ПРС). Например: без каких-либо проблем, дебит скважин при КЭС можно изменять в 3–5 раз. Сохраняя, при этом, на высоком уровне надёжность и энергоэффективность оборудования. Подобная кратность изменения дебита скважин, как правило, превышает технологически необходимую.

Данное достоинство позволяет, при значительной доле скважин с КЭС на месторождении, в значительных объёмах снижать добычу нефти в кризисных ситуациях. Причём, при наличии на месторождении промышленной системы телемеханизации, объединённой с корпоративной компьютерной сетью, можно делать это без дополнительных затрат и достаточно оперативно: «не вставая с места». Системы телемеханизации, использующие сети операторов сотовой связи, в настоящее время есть в большинстве Российских нефтяных компаний. А доля сква-

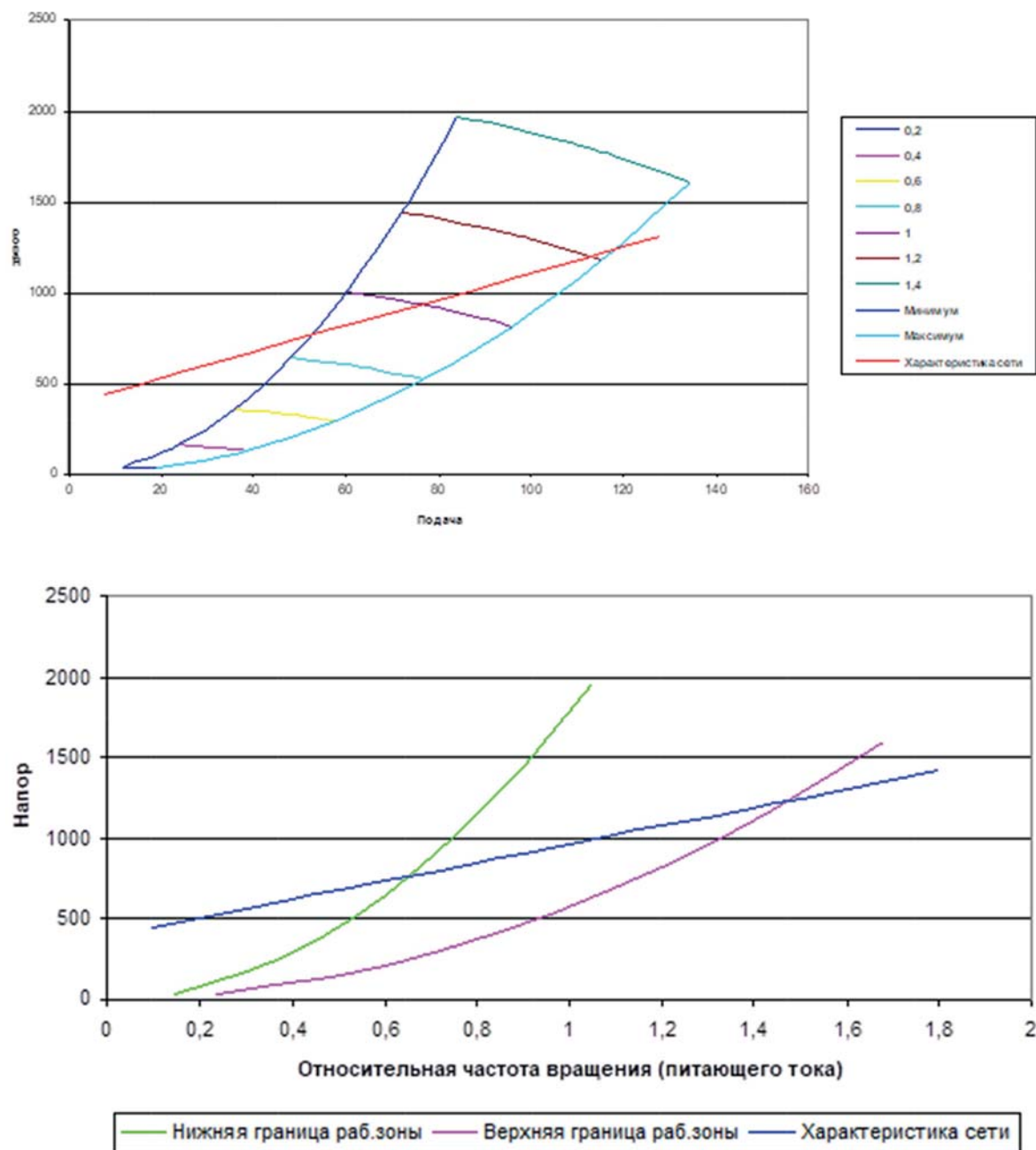


Рис. 1. Оптимальное сочетание НРХ ЭЦН и характеристики скважины.

жин с КЭС на некоторых месторождениях Российских нефтяных компаний, преимущественно малых и средних, достигает 80–90%.

Так же просто можно восстановить прежние объёмы добычи нефти после окончания кризиса. Временные и финансовые затраты в обоих случаях будут минимальными.

Но КЭС применяется на малодобитных ( $5 \text{ м}^3 < Q_c < 20 \text{ м}^3$ ) и среднедобитных ( $20 \text{ м}^3 < Q_c < 80 \text{ м}^3$ ) скважинах. На высокодобитных скважинах ( $Q_c > 80 \text{ м}^3$ ) применяются УЭЦН с непрерывной эксплуатацией. Что делать, если необходимо изменить дебит высокодобитных скважин в значительных пределах?

Нужно применять новый способ добычи нефти, изобретённый автором несколько лет назад и испытанный в Российских нефтяных компаниях в течение пяти предыдущих лет. Его название: эксплуатация скважин с кратковременными паузами (ЭСКП). Он предназначен для эксплуатации высокодобитных скважин ( $Q_c > 80 \text{ м}^3$ ), а также верхней части диапазона ( $50 \text{ м}^3 < Q_c < 80 \text{ м}^3$ ) среднедобитных скважин. ЭСКП обладает таким же, как и КЭС, достоинством: значительно изменять дебиты скважин без смены способа эксплуатации скважин и без замены добывающего оборудования на другой типоразмер. ЭСКП позволяет изменять дебит скважин в меньшем диапазоне, чем КЭС. Но для высокодобитных скважин, ввиду их большего влияния на объёмы добычи нефти на месторождениях, возможность снижения дебита в 1,5–2 раза вполне достаточна.

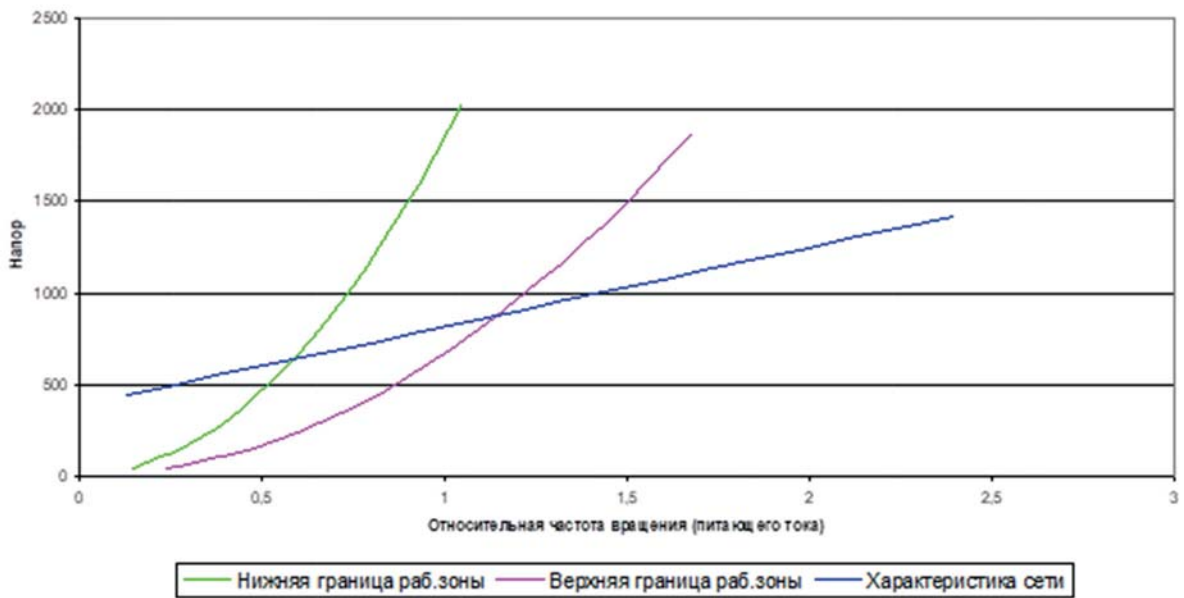
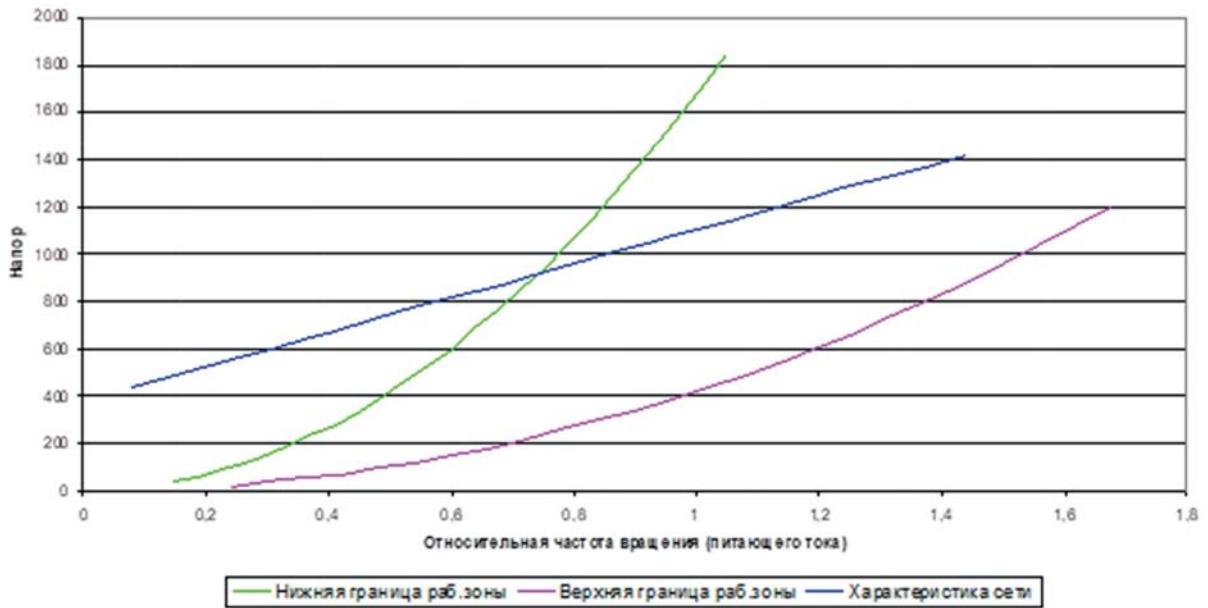


Рис. 2. Неоптимальное сочетание НРХ ЭЦН и характеристики скважины.

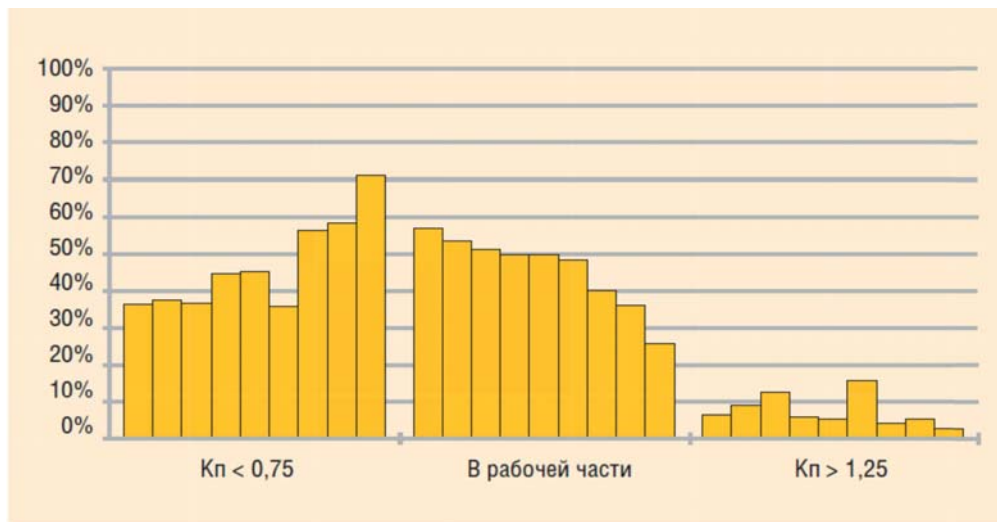


Рис. 3. Параметры эксплуатации отечественных УЭЦН.

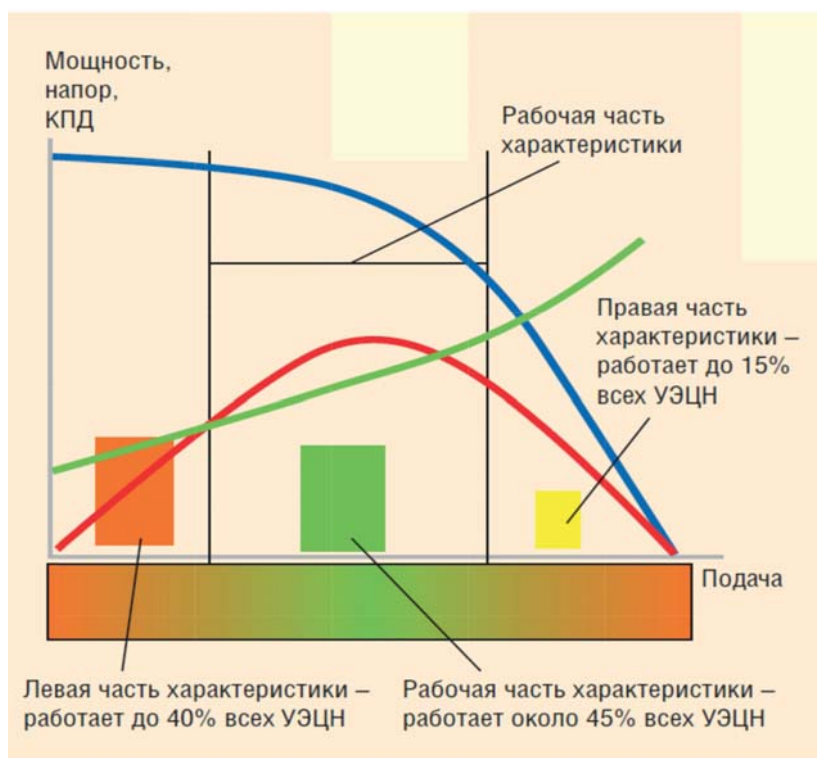


Рис. 4. Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по параметрам работы.

До появления КЭС (2005 г.), были известны два способа эксплуатации скважин, а именно: непрерывная эксплуатация скважин (НЭС) и периодическая эксплуатация скважин (ПЭС). Необходимости их классификации не было. Предпочтительным способом эксплуатации скважин была НЭС. ПЭС признавалась нежелательной, ввиду своего главного недостатка: снижению объёмов добычи нефти на 10–30% по сравнению с НЭС.

После появления КЭС и, особенно, после начала массового внедрения (2010 г.), возникла необходимость уточнить, что КЭС – это квазинепрерывный способ эксплуатации скважин. По характеру гидродинамических процессов в пласте, КЭС аналогична НЭС. Небольшие колебания забойного давления при КЭС заметны лишь в призабойной зоне скважин (ПЗС), где они затухают по мере удаления от ствола скважины. Уже в ближней зоне пластовое давление стабильно. Поэтому гидродинамические процессы в пласте при КЭС полностью аналогичны таковым при НЭС.

Но, в свою очередь, они сильно отличаются от гидродинамических процессов в пласте при ПЭС, где колебания давления могут ощущаться не только в ближней, но и дальней зоне питания скважин. Также стоит отметить, что КЭС лишена основного недостатка ПЭС: снижения объёмов добычи нефти. Отмеченные особенности позволяют сделать вывод, что КЭС и ПЭС являются принципиально отличающимися способами эксплуатации скважин, несмотря на внешнее сходство. КЭС и ПЭС – циклические способы эксплуатации скважин, в которых откачку жидкости из скважин чередуются с её накоплением в скважине.

По характеру гидродинамических процессов в пластах ЭСКП, также как и КЭС, относится к квазинепрерывным способам эксплуатации скважин. В то же время, ЭСКП (также, как ПЭС и КЭС) – циклический способ эксплуатации скважин.

После появления четвёртого способа эксплуатации скважин возникла необходимость их классификации. На рис. 5 представлен авторский вариант такой классификации. Предложенная классификация способов эксплуатации скважин позволяет обозначить их особенности, сходство и различия, а также определить область их применения.

Подводя итог всему вышесказанному, можно порекомендовать Российским нефтяным компаниям шире внедрять квазинепрерывные способы эксплуатации скважин: КЭС и ЭСКП. Конечно, ввиду относительно невысокой себестоимости добычи нефти в России, фактор высокой экономической эффективности КЭС и ЭСКП, в сложившихся условиях, не является основным аргументом их широкомасштабного применения. Вместе с тем, учитывая то, что Российские нефтяные компании, в условиях санкционных ограничений, вынуждены искать новые рынки сбыта и, при этом, продавать свою нефть со значительным дисконтом, увеличение прибыли, за счёт повышения рентабельности добычи нефти, не будет лишним.

В условиях введения новых санкций против нефтяной отрасли России, главным стратегическим аргументом в пользу увеличения фонда скважин, эксплуатируемых с помощью квазинепрерывных способов эксплуатации, является возможность быстрого и малозатратного снижения и последующего увеличения объёмов добычи нефти в кризисных ситуациях.





Рис. 5. Классификация способов эксплуатации скважин.

### Принятые сокращения

- КЭС – кратковременная эксплуатация скважин;  
 МРП – межремонтный период;  
 НРХ – напорно-расходная характеристика (ЭЦН);  
 НЭС – непрерывная эксплуатация скважин;  
 ПЭС – призабойная зона скважины;  
 ПРС – подземный ремонт скважин;  
 ПЧ – преобразователь частоты;  
 ПЭД – погружной электродвигатель;  
 ПЭС – периодическая эксплуатация скважин;  
 СУ – станция управления;  
 УРЭ – удельный расход электроэнергии;  
 УЭЦН – погружная установка центробежного насоса с электроприводом;  
 ЭСКП – эксплуатация скважин с кратковременными паузами;  
 ЭЦН – погружной центробежный насос с электроприводом.

### Литература

1. *Ивановский В.Н.* Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добычных возможностей с помощью частотных преобразователей. XXI Всероссийская техническая конференция. Альметьевск, 27–30 сентября 2004 г.
2. *Ивановский В.Н.* Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом. – Инженерная практика, № 7. – 2010.
3. *Ивановский В.Н.* Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления. – Инженерная практика. – № 6, 2011.
4. *Кузьмичев Н.П.* «Кратковременная эксплуатация скважин – инновационный способ добычи нефти». Доклад на международной научно-практической конференции «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа». – Казань, 8–10 сентября 2010 г.
5. *Кузьмичев Н.П.* «Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами». Экспозиция Нефть Газ. – № 4. – 2012 г. – стр. 56–59. <http://runeft.ru/upload/iblock/fa8/fa8302543969955956fc4cd314e8806d.pdf>.
6. *Кузьмичев Н.П.* «КЭС – энергоэффективный способ добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин». – Нефтегазовая вертикаль. – № 2. – 2013 г. – стр. 70–72. <http://ngv.ru/upload/iblock/f75/f7588f402125d530ae3d7aa2deea470e.pdf>
7. *Кузьмичев Н.П.* «КЭС – эффективный способ эксплуатации месторождений «сланцевой нефти». – ROGTEC, № 43. – Декабрь 2015 г. – стр. 72–78. [http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/12/06\\_Short-Term-Well-Operation-STWO-as-Effective-Method-of-Shale-Oil-Extraction.pdf](http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/12/06_Short-Term-Well-Operation-STWO-as-Effective-Method-of-Shale-Oil-Extraction.pdf).

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОГО МОДУЛЯ «ИНТЕГРАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ» С ЦЕЛЬЮ СИСТЕМАТИЗАЦИИ ГЕОИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН**

**Ш.А. Умаров<sup>1</sup>, С.Э. Рузикулов<sup>2</sup>, С.С. Хабибуллаев<sup>2</sup>, М.Х. Искандаров<sup>3</sup>, Ш.М. Кодиров<sup>4</sup>, А.К. Глух<sup>5</sup>**

<sup>1</sup>Навоийское отделение Академии наук, г.Навои, Республика Узбекистан, shakhumarov@gmail.com

<sup>2</sup>Министерство геологии, Республики Узбекистан, г. Ташкент, saidoas@yandex.com

<sup>3</sup>ООО «GeoResearch and Development Company», г. Ташкент, Республика Узбекистан, manholiskandarov@gmail.com

<sup>4</sup>Агентство Космических исследований и технологий, г. Ташкент, sh.kadirov@uzspace.uz

<sup>5</sup>Государственное Учреждение «Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов»

В настоящее время космогеологические исследования становятся одним из приоритетных, трендовых и относительно недорогих методов геологического изучения территорий, а также определения глубинного строения земной коры.

В ряде исследований приводятся данные, которые отрицают существование ранее проведённых каких-либо изысканий в этом направлении. На самом деле данные исследования являются фундаментальной базой для проведения будущих научно-исследовательских работ (НИР), которые могли бы послужить основой для проведения исследований по этому направлению. В частности, в Узбекистане, в геологической отрасли уже много лет проводятся и успешно развиваются научные исследования по изучению геолого-геофизического строения Земли с применением методов космического мониторинга, дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), магнитотеллурического зондирования Земли, космодешифрирования материалов ДЗЗ. Современные методы и методики позволяют детально и на высококачественном уровне получать изображения, космоснимки, материалы с целью выполнения глубоких аналитических исследований и соответственно в итоге появляются возможности получения интересных научных результатов.

Поэтому в целях систематизации геологической информации, которая необходима для сопровождения космогеологических исследований требуется проводить изучение и анализ ранее проведённых работ, с учётом их использования в последующих исследованиях. Сложность и трудоёмкость самого процесса систематизации требуют создания модулей, которые будут способствовать классификации геоинформации, а также их практическому применению в аналитических процессах. И далее, полученные результаты должны применяться при комплексном анализе по результатам фундаментальных исследований.

В данном случае возникает вопрос: как совместить разнонаправленные результаты с помощью единого ключа? Именно в этом случае работа по метаданным не актуальна, так как её список должен совершенствоваться. При выполнении научных исследований предлагаемый нами аналитический модуль «Интегральная геология» является одним из путей решения выбора данных интегрированных систем, которые можно успешно и эффективно применять при систематизации космогеологических данных [1].

*«Везде полным-полно людей, самозабвенно и наивно полагающих, что им понятно, как устроен этот мир с его причинно-следственными связями. Наука из всех сил помогает им удерживать эту спасительную для душевного спокойствия иллюзию»*

*Игорь Губерман*

Истинная цель настоящей науки и её возможности не изучены – безграничны, являются лишь каплей в море на пути изучения Вселенной. Но и в гармонии с человеческими талантами и способностями в науке нужно совершенствоваться.

Одним из наиболее важных инструментально-аналитических аппаратов и программных продуктов, которые открывают новые перспективы и пути решения является наука – Космогеология. В предыдущих исследованиях в разных интерпретациях она носила разное название, но именно это название сейчас точно соответствует духу времени и в терминологическом плане. Космогеология стала актуальной, так как учёные мира сего активно изучают космическое пространство и геоинформацию о планетах, их строении и движениях.

Космогеология – это смелый шаг вперёд в изучении геологии Вселенной, учитывая, что любая планета или звезда без изучения, прогнозирования, выстроенной гипотезы и её судьбы в дальнейшем при изучении геологического строения невозможна для понимания и осмысления происходящих процессов в течение миллионов лет как на планете Земля, так и на других планетах.

В процессе эволюционного развития этого направления, геологическая наука преодолела большой путь от малых изобретений до усовершенствованных летающих аппаратов и их верификации на точность по местности геологических построений, картографических моделей земной коры, регионов, местностей.

На пороге третьего десятилетия XXI века космонавтика – это не только важнейшее научное направление современного научно-технического прогресса, но и одновременно она существенно влияет на все сферы экономики, общественного бытия и человеческого сознания. Ускоренное развитие научных направлений – **космическое**

**землеведение** или **космическая геология**, сформировало целую отрасль, так называемых порталов спутниковых карт, космического мониторинга и космического анализа. Все эти направления в своей основе имеют физическое и биологическое представление о природе, как о едином целом, на базе установления причинно-следственной взаимосвязи геологических, техногенных, инфраструктурных объектов и взаимообусловленности глубинных геологических процессов и на поверхности Земли.

*«С помощью пространства Вселенная охватывает и поглощает меня, как некую точку, с помощью мысли я охватываю всю Вселенную».*

*Блез Паскаль*

Узбекистан как страна, географически расположенная в Центральной Азии является территорией с развитой инфраструктурой для создания геологических, горнодобывающих, энерго-вырабатывающих сетей, уникальных в своём роде комплексов и их моделирования, строительства, внедрения крупных проектов. В результате принятых в предыдущие годы решений были построены промышленные предприятия-гиганты по добыче полезных ископаемых и гидро-электро-сооружений, ирригационно-мелиоративных сетей по водоснабжению даже в пустынных зонах, как Кызылкумы и Каракумы. В настоящее время в период освоения новых земель, все исследования, моделирование, строительство не может быть реализовано без аэрофотосъёмки.

Начало развития космогеологии, как отдельного направления науки по пространственному мониторингу объектов, получила именно от дешифрирования материалов, полученных путём ДЗЗ.

В начальный период геологического моделирования территорий Узбекистана на основе дешифрирования материалов аэрофотосъёмки, далее ещё и космофотосъёмки в отрасли было очень много специалистов и учёных-энтузиастов. Среди них можно отметить кандидата геолого-минералогических наук Алексея Кондратьевича Глуха (*светлая память нашему наставнику*), который является автором многих уникальных трудов, положивших фундамент космогеологических построений деформационно-тектонических структур, кольцевых структур, моделей тектонических элементов разных масштабов, начиная от локальных и включая их в региональные структуры [2-4].

В Узбекистане в числе первых применивших результаты обработки и дешифрирования материалов ДЗЗ для геологических построений, а также геолого-тектонического строения являются О.М. Борисов, А.К. Глух, Ш.Э. Эргашев и другие, которые разработали руководствующие и методические основы дешифрирования многозональных космических снимков и нормативные документы [2].

На территории Центральной Азии в целом, в том числе и Узбекистане, первоначально разработана методика геологического дешифрирования материалов ДЗЗ, которая состояла из следующих этапов:

1. Эпизодический (1956–1966 гг.). Использование аэрофотоматериалов в отдельных геолого-съёмочных работах – геоморфологическое картирование в пределах Чаткало-Кураминских гор.

2. Внедрение аэрофотометодов геологических исследований в практику геологоразведочных работ и аэрофотогеологическое картирование отдельных районов Узбекистана разных масштабов – как основы для прогнозных исследований (1967–1978 гг.). По результатам разработки методик геологического дешифрирования аналоговых снимков и интерпретации материалов дистанционных съёмки (МДС) были составлены разномасштабные структурно-тектонические схемы эталонных участков, макеты аэрокосмофотогеологических карт.

3. Производственный и научно-исследовательский этап (с 1978 г.). Материалы космического зондирования вошли обязательной частью в геолого-съёмочные, поисковые, гидрогеологические и другие работы. Проводились аэрофотогеологическое и космогеологическое картирование в Западном Узбекистане, Чаткало-Кураминском регионе, Приаралье. В том числе, при выполнении этих исследований участвовал А.К. Глух.

Возникла необходимость разработать общую терминологию для условий Узбекистана, что выполнено О.М. Борисовым и А.К. Глухом [3]. В дальнейшем данная работа была усовершенствована и на пороге первого десятилетия XXI века она преобразовалась в разработанные библиотеки метаданных, к которым в дальнейшем были приурочены библиотеки индексов гиперспектрального анализа по выделенной территории части Центральные Кызылкумов Узбекистана.

*«Сколько бы раз ни погибала, вследствие космических переворотов, земная поверхность со всеми живыми существами и сколько бы ни появилось новых, – всё это будет не что иное, как лишь перемена декорации на всемирной сцене».*

*Артур Шопенгауэр*

Согласно мнениям Э. Баррета и Л. Куртиса, при описании материалов дешифрирования большое внимание уделяется *дешифровочным признакам*, т.е. тем особенностям фотоизображения, которые позволяют сопоставить его с теми или иными природными объектами.

Существует несколько классификаций дешифровочных признаков. Дешифровочные признаки делятся на

прямые и косвенные. Прямые – относятся непосредственно к выделяемому геологическому объекту, выражают в понятийной, словесной форме его образ.

В настоящее время при изучении геологического пространства и в научных исследованиях учёными применяется космогеологический метод, который основан на следующих критериях:

1. Огромный массив данных о геологическом ландшафте.
2. Экзогенная и эндогенная природа объектов, которые изучаются, эталонируются и сопоставляются.
3. Генетические связи с глубинным строением геосферы, которые описаны или обнаружены, обогащаются накапливаются путём создания базы данных исследованных объектов, изученных пространственных единиц.
4. Часть геологических объектов не фиксируется другими методами, они и становятся объектами последующих работ, как эталоны.
5. Информативность при комплексном применении с другими геолого-геофизическими данными повышает заполняемость геосферы, которая в дальнейшем будет систематизироваться по классификаторам.
6. Высокая степень субъективности, этот критерий как положителен, так и слабо обоснован. Опыт прошлых лет и реализованных проектов доказывает полезность данной статьи работ над космогеологическими материалами, необходимые при составлении пространственных моделей геосферы.
7. Особенности дешифрирования – преобладание косвенных признаков.

Все вышеуказанные критерии и признаки детально анализируются аналитическим модулем «Интегральная геология», который проявит свою эффективность в ближайшие годы, так как сегодня Узбекистан проходит этапы создания и формирования базы информации, данных, пространственных признаков описывающие геосферу [7, 8].

**Всё это способствует созданию и развитию нового научного направления и формированию научной школы в Узбекистане [5-9].**

Рассмотрим некоторые позиции классификатора материалов космосъёмки:

1. Космосъёмки континентального уровня генерализации («Terra», NOAA, «Метеор-Природа».
2. Космосъёмки регионального уровня генерализации («Landsat», Ресурс- камера МК-4, КАТЭ-200).
3. Космосъёмки локального и детального уровней генерализации (SPOT, Ресурс – камера КФА-1000, КАТЭ-140, Quick Bird).
4. Фиксируются границы седиментационных бассейнов нефтегазового бассейна, глубинные тектонические нарушения, крупные блоки фундамента.
5. Выделяются блоки второго порядка, валы своды, авлакогены, прогибы. Намечаются наиболее поднятые и опущенные участки, выявляются особенности дизъюнктивов, распространение региональных надвигов.
6. Детали складчатых и разрывных дислокаций нефтегазовых структур и зон прилегающих территорий.

*«Космос есть внутри нас, мы сделаны из звёздного вещества,  
мы – это способ, которым Космос познаёт себя».*

*Карл Саган*

В настоящем исследовании при описании применяемых методов космогеологического анализа и системных подходов в исследованиях рассмотрим модули аналитических программ, систем, разработок, которые выполнены учёными в предыдущие годы.

В частности А.К. Глух в совместных работах предложил следующие космогеологические критерии по выделению прогнозных, перспективных для обнаружения мест скопления полезных ископаемых:

1. **Структурные критерии:** локализация оруденения в клиновидных блоках, узлах пересечения субмеридиональных разломов с субширотными, северо-восточными разломами, в местах искривления разломов.
2. **Литологические критерии** определяют химическую и физико-механическую обстановку процесса минерализации.
3. **Магматические критерии** играют весьма значительную роль в размещении гидротермальных месторождений, для которых наблюдается генетическая связь с конкретными комплексами магматических пород.

Дайки используются как поисковый признак и как важный структурно-морфологический элемент, трассирующие мобильные магмо- и рудоконцентрирующие тектонические разломы и зоны смятия глубинного происхождения.

С использованием данных МДЗ, геолого-структурных, литологических и магматических данных, контролирующих оруденение, выделены прогнозныe участки.

На основании выше перечисленных данных, представлена Схематическая основа, которую используем в научно-практической деятельности при проведении космогеологических исследований (рис. 1).

## Схематическая основа создания космогеологических карт - дистанционных основ с дешифрированием материалов космосъёмки по территории Республики Узбекистан

(автор принципиальной основы Глух А.К., 2011 год)



Рис. 1. Схематическая основа космогеологических исследований при прогнозировании перспективных для обнаружения мест скопления полезных ископаемых.

В настоящее время авторами настоящей статьи представлены ряд актуальных тематических проектов, реализация которых и их результаты позволят внести существенный вклад при дальнейшем изучении пространственного моделирования геосферы Республики Узбекистан:

1. Изучение геологического строения месторождений с применением современных методов космогеологического анализа и мониторинга с целью определения перспективных площадей золотосодержащих руд на открытых и погребённых частях (на примере территории месторождения Турбай).

2. Комплексный анализ перекрытых территорий золотосодержащих месторождений Кызылкумского региона (на примере месторождений «Заркатлам», «Барханлы» и «Сардор») с целью разработки эффективной методики применения методов анализа космического мониторинга и результатов космосъёмки совместно с имеющимися геолого-геофизическими данными региональных поисковых работ.

3. Разработка методологической основы по созданию платформы научно-практической изученности территорий Узбекистана с применением современного ландшафтно-параметрического моделирования участков местности для приоритетного анализа.

Инновационная работа полностью соответствует уровню требований Стратегической программы «Цифровой Узбекистан-2030», а также основным положениям и принципам создания «Цифровой экономики».

4. Применение инновационных и совершенствуемых методов ландшафтно-параметрического моделирования с целью создания платформы научно-практического изучения территории труднодоступных регионов Узбекистана.

В заключение следует подчеркнуть, что методические основы космогеологических исследований с применением аналитического модуля «Интегральная геология», на сегодняшний день являются наиболее эффективным механизмом реализации больших задач нефтегазогеологической науки, обладая прекрасным программным обеспечением и возможностями их использования при проведении геологоразведочных работ.

Аналитический модуль «Интегральная геология» позволяет систематизировать как ретроспективную информацию и очень большой объём баз данных, так как может предоставить возможность проводить системный анализ полученных данных при пространственном моделировании геосферы.

## Литература

1. *Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Нестерова Л.И., Урманов А.Х.* Применение модуля «Интегральная геология» при геологическом моделировании и его место в процессе формирования критического мышления (анализа) специалиста геологической отрасли Республики Узбекистан. // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Решение Европейского союза о декарбонизации. Год спустя». 31.08–1.09.2022 г. – Казань. – С. 49–53.

2. *Глук А.К.* Методические рекомендации по космогеологическому картированию на территории Узбекистана. // САИГИМС. – Ташкент, 1982.

3. *Глук А.К.* Совершенствование методик обработки результатов дешифрирования материалов космических съёмок с целью повышения эффективности геологоразведочных работ. Координация аэрокосмогеологических исследований в организациях Госкомгеологии. // Научно-технический отчёт ГП «ИМП». – 2009.

4. *Глук А.К., Аvezов А.Р., Чемборисов Р.А.* Повышение эффективности поисковых работ на золото и других оруденений с помощью применения материалов космического зондирования земли и современных программных продуктов – программный продукт ArcGIS 9.2. – Ташкент, 2012.

5. *Бикеева Л.Р., Юлдашева М.Г., Умаров Ш.А.* Структурно-геологическое дешифрирование с целью выделения неотектонически активизированных участков предгорья Гималаев (foothill of Naini Tal-lesser Himalayan). // Сборник материалов конференции «Современные проблемы геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии Таджикистана», посвящённый 70-летию со дня Хаитского землетрясения 10 июля 1949 года в Таджикистане (Институт геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии Академии наук Республики Таджикистан (ИГССС АН РТ). – Душанбе, 2021. – С. 29–39.

6. *Баратов А.Х., Хабибуллаев С.С., Жамолов А.Т., Умаров Ш.А.* Опыт цифрового геологического картирования гор Кулджуктау при региональном изучении недр на поиски месторождений полезных ископаемых. // Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжёлых нефтей». 8–9 декабря 2021. – Ухта. – С. 242–249.

7. *Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С., Хакимзянов И.Н., Нестерова Л.И.* Методологические основы геологического моделирования недр Узбекистана на примере рассмотрения и использования модуля «Интегральная геология». // Нефтяная провинция. – № 2 (30). – 2022. <https://doi.org/10.25689/NP.2022.2>. – С. 19–43.

8. *Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Баратов А.Х.* Применение целевых методов аэро-космо-геологического анализа и мониторинга при определении перспективных площадей золотого оруденения на открытых и погребенных частях горных сооружений Узбекистана. // Сборник материалов тезисов XII Международной научно-практической конференции «Научно-методические основы прогноза, поисков, оценки месторождений алмазов, благородных и цветных металлов». ФГБУ «ЦНИГРИ». – Москва.: 11–14 апреля 2023. – С. 499–502.

9. *Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Имомов Д.Д.* Анализ аэро-космо-геологических данных с целью их применения в исследованиях по поиску точек геодинамических нагрузок и сейсмических следов. // Сборник материалов XIV Международной молодежной конференции «Современные техника и технологии в научных исследованиях». 28-30 апреля 2023 г. Научная станция РАН. Бишкек. В печати. <http://mmk.gdirc.ru/>.

## НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

С.А. Пунанова

*Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, punanova@mail.ru*

В Решении Международной научно-практической конференции (Казань, 21.02.2023), подписанном О.В. Коробченко (заместитель Премьер-министра Республики Татарстан – министр промышленности и торговли Республики Татарстан) подчеркивается, что экономическая политика государства и стратегия действий нефтегазовых компаний России в условиях геополитического и экономического перелома должна выстраиваться в соответствии с национальными интересами, а также с целями развития России до 2030 года. Гарантом этого в настоящее время и в обозримом будущем выступают нефть, уголь и особенно газ.

(<http://www.antat.ru/ru/activity/conferences/Neft/%D0%A0%D0%B5%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5%20%D0%9C%D0%9D%D0%9F%D0%9A%202022.pdf>).

Условия новой геополитической и экономической нестабильности и ограничения добычи и разработки нефтяных и газовых ресурсов в стране активизируют научные и производственные разработки. В этой связи показателен ряд решений о принятии парадигмы развития нефтегазового комплекса (НГК) России, которая в новой редакции была озвучена академиком А.Э. Конторовичем в его докладе на Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» (МГУ, май, 2023). Предлагается усилить направления развития НГК России за счёт технологий поисков, разведки и разработки месторождений традиционной нефти и освоения залежей нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, тяжёлая нефть, природные битумы и др.), а также учитывать все запасы нефтяных залежей, включая не только кондиционные пласты и пропластки, но и нефть во всех нефтесодержащих породах. Среди важных моментов развития и дополнения положений новой парадигмы, отмеченные в «Решении...», 2023», значатся увеличение геолого-разведочных работ, активизация и активное соединение (проникновение) прикладных разработок и фундаментальных новаций, развитие НГК России с учётом научных представлений о процессах формирования и переформирования месторождений УВ осадочного чехла за счёт подпитки эксплуатируемых залежей из глубинных отложений. Особенно важным является активизация нефтехимических разработок. Нефтяная химия особенно востребована при разработке сланцевых формаций и в силу необходимости на всех этапах геолого-разведочных работ оценивать качество углеводородного сырья, его физико-химические свойства и металлогеническую специализацию. В докладе рассматриваются результаты нефтехимических исследований нафтидов Ромашкинского месторождения Республики Татарстан и доманиковых отложений сланцевых формаций – как одно из основных приоритетных направлений развития НГК России [1].

Юбилейные даты – 80-летие нефтедобычи в Республике Татарстан и 75-летие открытия Ромашкинского месторождения.

**80 и 75 лет** – много это или мало? В геологическом исчислении – это один миг, или даже доля мига, в историческом – все-таки эпоха – середина XX века и начало XXI, а в плане человеческой жизни – целое поколение. 25 июля 1943 года – скв. № 1 (село Шугурово), 25 июля 1948 года – скв. № 3 (Ромашкино) – скважины первооткрывательницы. Геологические запасы 5 млрд. тонн. «Второе Баку» – высказался И.М. Губкин. Ромашкинское нефтяное месторождение является одним из основных месторождений, на котором «Татнефть» осуществляет добычу нефти. «Татнефть» получила в 2022 году прирост извлекаемых запасов нефти по кыновско-пашийским отложениям на Ромашкинском месторождении в Татарстане, который позволит разрабатывать его до 2130 года. Об этом сообщил главный геолог компании Ринат Афлятунов в интервью журналу «Энергетическая политика» (<https://tass.ru/ekonomika/17387833>).

По данным Р.Х. Муслимова [2] на Ромашкинском месторождении за счёт доразведки первоначальные запасы увеличились в 1,32 раза, а с учётом дальнейшей переоценки за счёт перехода на подсчёт геологических запасов и повышения коэффициента извлечения нефти превышение увеличится в 2,1 раза (более 1,7 млрд. т.). Дальнейшая доразведка позволит ещё более нарастить геологические запасы. Все это увеличивает сроки разработки месторождения с 40–50 лет (как планировалось первоначально) до 200 лет.

На сегодняшний день на месторождении открыто более 400 залежей нефти. В результате большого комплексного исследования (Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова, В.А. Трофимов, Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская и др.) на площади огромного поля месторождения выделены так называемые «аномальные» скважины, которые приурочены к залежам, находящимся в начале последнего этапа разработки и характеризуются повышенными концентрациями лёгких миграционных УВ. Как отмечается (Гаврилов, 2007), на Ромашкинском месторождении в последние годы у ряда старых скважин наблюдается «второе дыхание» – поступление лёгкой газированной нефти на фоне общего увеличения плотности. При этом некоторые скважины характеризуются пульсирующим режимом нефтедобычи – падение дебитов сменяется долговременным ростом. В отношении этих участков на основании пяти геолого-промысловых признаков высказаны суждения о возможности их дополнительной подпитки подтоками глубинных УВ [3].

В связи с выявленными притоками и перерасчётом запасов предложена [4] уточнённая схема балансовых запасов на Ромашкинском месторождении (рис. 1). При такой геологической модели месторождения (при снижении кондиционных значений проницаемости с 30 мПа•с до 1 мПа•с, когда с применением гидроразрыва пласта и другими методами уже получены притоки нефти), применив новую методологию построения модели, можно увеличить балансовые запасы на 15%.

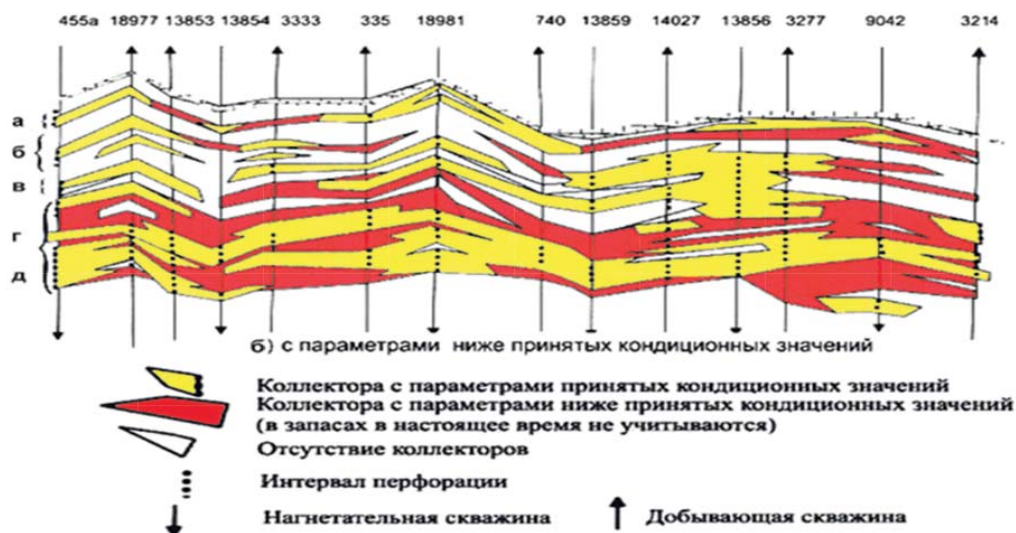


Рис. 1. Изменение балансовых запасов на Ромашкинском месторождении (фрагмент) [4].

Микроэлементный состав нафтидов Ромашкинской группы месторождений как отражение дополнительного «притока» углеводородов.

Процесс нафтидогенеза обусловлен совместным взаимодействием экзогенных и эндогенных факторов. Действие этих процессов находит отражение в составе микроэлементов (МЭ) нефтей, которые являются важным источником информации о процессах нефтегазообразования. Анализ и обобщение обширного материала даёт возможность предполагать существование нескольких источников МЭ в нефтях – унаследованного от живого вещества (V, Ni, Zn, Cu, U, Fe, Co, As, Mo, Ag, I, Br, B), заимствованного нефтью из окружающих пород и пластовых вод (Si, Al, Ti, K, Na, Ca, Mg, Ba, Sr, U) и привнесённого (As, Hg, Sb, Li, Al, B, лантаноиды и РЗЭ) по проницаемым зонам из глубинных нижнекоровых участков земной коры, т.е. полигенное их происхождение [5].

Проведены исследования по выявлению влияния состава элементов земной коры на МЭ состав нефтей Ромашкинской группы месторождений на основе корреляционных зависимостей. К настоящему времени накоплен большой объём данных по содержанию МЭ в нефтях Ромашкинской группы месторождений. Такой прогресс был достигнут в связи с использованием метода масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой (ICP-MS), что позволило более точно и быстро определять концентрации около 60 МЭ в пробах (Иванов и др., 2005; 2013; 2022; Маслов и др., 2015; Федоров и др., 2007; 2010; Каюкова и др., 2022). Типичные значения концентрации различных МЭ в нефтях и других каустобиолитах (углях и сланцах), в верхней, средней и нижней континентальной коре и в живом веществе различаются на несколько порядков. Проанализировав результаты анализов упомянутых авторов, было сделано заключение, что исследовались в основном пробы нефтей из аномальных скважин: нефти имели очень низкие концентрации V и Ni, с преобладанием Ni над V, что является нехарактерным явлением для нефтей Урало-Поволжья и в частности для нефтей месторождений Ромашкинской группы.

Анализ корреляционных связей МЭ состава нефтей с химическим составом земной коры разного уровня показал следующее (данные по земной коре Тейлор, МакЛеннан, 1988; Rudnick, Gao, 2003). Практически для всех проб наблюдается более высокая корреляционная связь МЭ состава нефтей Ромашкинской группы месторождений с химическим составом средней и нижней континентальной коры, нежели с верхней. При этом, вниз по разрезу, от тульских отложений нижнекаменноугольного возраста до пашийских отложений верхнего девона связь МЭ состава нефтей с составом коры устойчиво возрастает (рис. 2).

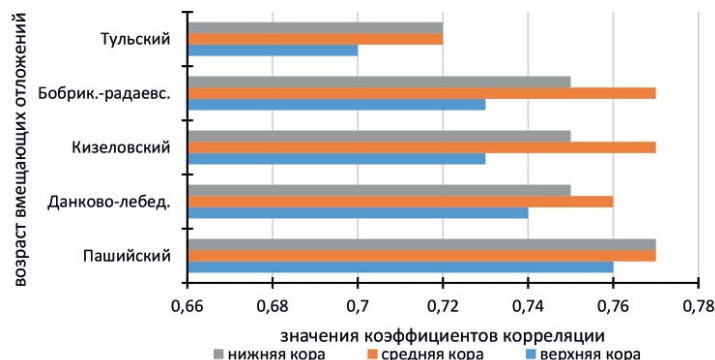


Рис. 2. Зависимость коэффициентов корреляции между МЭ составом нефтей и средним составом верхней, средней и нижней коры от возраста вмещающих отложений и приближения к породам фундамента (коэффициент корреляции нарастает вниз по оси у).



Выявляется высокая связь МЭ состава изученных нефтей с составом как морской, так и наземной биоты (данные по биоте Ковальский, 1970). Связь МЭ состава нефтей с МЭ составом биоты наземного происхождения несколько выше ( $r = 0,81$ ), чем с морской, что отвечает данным о смешанном типе исходной органики в этих отложениях – сапропелево-гумусовом органическом веществе (ОВ). Важно отметить, что установлена при этом некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов, тогда как, напротив, при сравнении характера распределения содержаний элементов в одной предполагаемой генетической группе, в данном примере биогенной (V и Ni), отмечается довольно тесная связь между концентрациями этих элементов [6]. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов убедительно свидетельствует об их независимом формировании из различных источников. Такая несогласованность в распределении различных генетических типов МЭ не уникальна для Ромашкинской группы месторождений. Аналогичные выводы были нами получены при сравнении редкоземельных и «биогенных» элементов (V+Ni+Fe) в нефтях месторождений Ханты-Мансийского региона Западной Сибири.

Сравнение содержаний МЭ в нефтях и битумоидах, извлечённых из пород фундамента и из осадочных отложений на Ромашкинском месторождении, также свидетельствует о возможном привносе МЭ в аномальных зонах из глубинных толщ, что связывается с влиянием МЭ состава как исходного ОВ, так и глубинных толщ (Жаюкова и др., 2009). По МЭ показателям проявилась связь типов флюидов с зонами разрывных нарушений, и сделан вывод о формировании регионально нефтеносных пластов терригенного девона за счёт поступления и смешения УВ из разных источников.

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений и выявленные корреляционные зависимости, представленные выше, подтверждают факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов, либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния, что является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Здесь, в зонах развития аномальных скважин и возможного подтока глубинных флюидов формируются нетрадиционные ловушки, как правило, это неструктурные залежи сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных; возможно образование коллекторов-ловушек в разуплотнённых массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках. Можно прогнозировать лёгкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Заполняются, и возможно будут заполняться подобные ловушки нефтью никелевой специализации с набором МЭ, характерных для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния с набором более миграционно способных элементов (As, Hg, Eu, La, Nb) по отношению к биогенным (V, Ni, Mo, Co).

Предложены различные объяснения восполнения запасов Ромашкинской группы месторождений. Существование современного восполнения запасов согласуется также как с данными о режиме добычи, так и с указаниями на недостаточность УВ потенциала известных здесь предположительно нефтематеринских свит, которые в силу своей низкой прогретости не прошли главную фазу нефтеобразования. Ввиду такой недостаточности предполагается миграция УВ в Ромашкино из области Предуральяского прогиба на расстояние в несколько сот километров, а также и из более близко расположенных нефтематеринских отложений Мелекесской впадины, прогретых до стадии «нефтяного окна» и выше (Гамалева, Галимов, 2015). В работе (Бочкарев, Остроухов, 2012) также считается недоказанной гипотеза об мантийном источнике УВ и высказана интересная концепция о двухфазной генерации УВ, заполняющих залежи Ромашкинской группы месторождений. Предполагается, что на аномальных скважинах происходит увеличение дебитов и меняется состав нефтей или газоконденсатов в результате молодого этапа нефтегенерации и их подпитки новообразованными нефтями. При этом второй этап нефтегенерации связывается не с глубинным подтоком УВ, а с более молодой фазой генерации флюидов из ОВ осадочных толщ. Возможно и влияние пластов каменного угля мощностью от 10 до 30 м, залегающих в северо-восточных частях Ромашкинского месторождения в угленосном горизонте нижнекаменноугольного возраста.

Инновационные и актуальные нефтехимические исследования, проводимые в институте органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН по изучению гидротермальных преобразований ОВ доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть, а также преобразований высокомолекулярных компонентов тяжёлой нефти и керогена в суб- и сверхкритической воде, подтверждают и добавляют сделанные выводы о различных группах металлов, ассоциированных с нефтями различного генезиса [7] и о их возможно эндогенной природе. На основании значений биомаркерных параметров, характеризующих распределение алканов, арилизопреноидов, стеранов и терпанов в извлекаемых нефтях и показателям асфальтенов ( $R^*/V4+$ ,  $R^*$ , V/Ni) установлено, что нефти после гидротермальных опытов, как и исходные нефти, дифференцируются на две группы, отражающие различные условия формирования ОВ данных пород. Получено экспериментальное подтверждение внутрипластового разбавления нефти доманиковых отложений лёгкими углеводородами, генерированными вероятно этой же толщей, что позволяет прогнозировать перспективность внутрипластового преобразования сланцевых толщ Ромашкинского месторождения. На основе изучения 45 МЭ в нефтях, экстрактах из пород и нефтяных фракциях показано, что биогенные элементы имеют максимальные содержания в смолах, асфальтенах и керогенах по сравнению с радиоактивными и редкоземельными [8].

Таким образом, на примере изучения нафтидов Ромашкинского месторождения и доманиковых углеродсодержащих формаций показана значимость нефтехимических методов исследования УВ флюидов. Этому направ-

лению придаётся огромное значение, так как с его внедрением связано повышение эффективности и снижение затрат на поиски, разведку, добычу и переработку УВ. Эти направления работ способны изучать и учитывать весь спектр как генетических факторов, контролирующих образование месторождений – от очага генерации до залежи, так и промышленных задач при процессах разработки и переработки УВ сырья.

**Финансирование.** Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

### Литература

1. Пунанова С.А. Оценка микроэлементного состава нафтидов – необходимый этап нефтехимических исследований // Деловой журнал «Neftegaz.RU». – 2022. – № 2. – С. 56–63.
2. Муслимов Р.Х. О новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России, исходя из опыта Татарстана по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр // Бурение и нефть. – 2020. – № 9. – С. 6–14.
3. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2018. – № 20(3). – Ч. 1. – С. 186–192.
4. Муслимов Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 2. – С. 80–87.
5. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. – 2004. – № 8. – С. 893–907.
6. Пунанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разнотермных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. – 2019. – 21(3). – С. 14–24.
7. Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Насырова З.Р., Вахин А.В. Гидротермальные преобразования органического вещества пород доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть. – М.: ГЕОС. – 2022. – 328 с.
8. Пунанова С.А., Михайлова А.Н. Нефтехимические исследования при разработке сланцевых формаций: особенности микроэлементного состава и экологические риски // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 5. – С. 70–80.

## ОБОСНОВАНИЕ НАЛОГОВЫХ РЕЖИМОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили

Институт проблем нефти и газа РАН г. Москва, [ubgt@mail.ru](mailto:ubgt@mail.ru)

Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов является основной проблемой нефтегазового комплекса РФ. К таким запасам относятся большинство месторождений, которые разрабатываются длительное время или находятся в сложных геолого-технологических условиях. Одним из ключевых способов повышения технико-экономической эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов является обоснование применения разных налоговых режимов для недропользователей.

В настоящее время в РФ основным налоговым режимом для недропользователей является налоговый режим с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Однако, в ряде случаев применяются другие налоговые режимы, а также льготы по уплате налогов. С 1 января 2019 г. в РФ приняты решения об изменении налоговых режимов (налоговый маневр) [1, 2]. Сущность налогового маневра состоит в постепенном росте НДПИ при одновременном снижении вывозной таможенной пошлины. В ходе маневра размер пошлины к 2024 году должен уменьшиться с 30% до нуля, а НДПИ увеличиться на эквивалентную сумму. Цель данного закона в снижении зависимости российского бюджета от цен на нефть. Налоговый маневр начал проводиться с 1 января 2019 года с поэтапным снижением вывозной таможенной пошлины на нефть [3]. Кроме этого был предусмотрен переход от НДПИ к налогу на дополнительный доход (НДД) [2]. Этот налоговый режим предполагает сохранение НДПИ, но с пониженной ставкой равной 50% от его расчётной среднегодовой ставки. Налоговый режим с применением НДД применяется для некоторых групп месторождений: новые месторождения в Восточной Сибири, зрелые и новые месторождения в Западной Сибири [4]. Под действие данного режима попадают лицензионные участки в Ненецком автономном округе [4]. В целом переход на НДД должен стимулировать компании к вводу нерентабельных месторождений, что, в свою очередь, увеличило бы инвестиции в разработку этих месторождений.

Преимущество НДД состоит в том, что он призван унифицировать подход к налогообложению проектов и заменить множество льгот по НДПИ прозрачной и понятной налоговой схемой налогообложения.

Рассмотрим оценку технико-экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов с использованием разных налоговых режимов на примере освоения Средне-Назымского нефтяного месторождения.

Средне-Назымское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, трудноизвлекаемыми запасами и низкой степенью изученности. Поисковые работы на Средне-Назымском лицензионном участке проводились в конце 80-х годов прошлого века. Средне-Назымское месторождение является многопластовым. Недропользователем является ОАО «РИТЭК».

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, трудноизвлекаемыми запасами и низкой степенью изученности пластов Баженовской свиты. Необходимо отметить крайне низкую эффективность разработки объектов на режиме использования запасов природной пластовой энергии. По данным ОАО «РИТЭК» показано, что при разработке на естественном режиме дебиты скважин быстро падают, и достигаемая нефтеотдача не превышает нескольких процентов. В этой связи, ввиду явной неэффективности разработки на режиме истощения и невозможности достижения на таком режиме утверждённых коэффициентов нефтеотдачи, варианты с режимом разработки на истощение не рассматривались и не подвергались технико-экономическому анализу.

Более того и варианты разработки с применением заводнения также не включены в рассмотрение в связи с крайне высокой гидрофобностью коллектора. Пласты при умеренных депрессиях воду не принимают. Повышение депрессий может привести к разрыву пластов и кинжальным прорывам воды к добывающим скважинам. Эффективной технологией разработки таких пластов, позволяющей вовлечь в разработку запасы лёгкой нефти, является термогазовая технология [5, 6].

Это один из современных методов повышения нефтеотдачи пласта в условиях низкопроницаемых коллекторов [7 и др.]. Термогазовый способ разработки реализуется путём закачки в пласт водовоздушной смеси. В результате реакций формируется высокоэффективный вытесняющий газовый агент. Забор воздуха происходит из атмосферы, откуда он поступает в компрессорный блок, где сжимается до необходимого давления. После этого сжатый воздух подаётся в скважину, в которую также поступает вода из артезианской скважины с помощью насосного блока. При реализации термогазового воздействия наблюдается рост пластового давления по всем скважинам месторождения [7].

С 2022 года Средне-Назымское месторождение находится на стадии падающей динамики добычи нефти. В настоящее время разработка Средне-Назымского месторождения ведётся согласно действующему проектному документу «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки Средне-Назымского месторождения» (ОАО «РИТЭК»). По состоянию на начало 2022 г. на месторождении пробурено 78 скважин (в том числе 68 добывающих, 10 нагнетательных). Накопленная добыча нефти на основе прогнозных данных за 25 лет составляет 3160 тыс. тонн, текущий средний дебит нефти – 7,96 т/сут, средняя обводнённость продукции – 1,19%, КИН не превышает 1,1%. Максимальное значение годовой добычи нефти приходится на 2022 год и составляет 328 тыс. т.

Технико-экономический анализ проектных решений по освоению остаточных запасов Средне-Назымского месторождения выполнен с применением динамических моделей оценки на основании исходных технико-экономических показателей, представленных в табл. 1 [7].

Таблица 1

**Исходные технико-экономические показатели**

Показатели	Значение
1. Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной нагнетательной скважины, тыс.руб./скв.,	65980
2. Норматив капитальных затрат в обустройство скважины, тыс. руб./скв.	37740,00
3. Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы, тыс. руб./скв.	12887
4. Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы, руб./т. жидкости	488,00
5. Налог на добычу полезных ископаемых, руб/т.	12844
6. Таможенная пошлина, руб/т.	1201
7. Цена нефти на внешнем рынке, руб./т.	32 024
8. Цена нефти на внутреннем рынке, руб/т.	20000
9. Доля реализации нефти на внешнем рынке, д.ед.	0,4
10. Доля реализации нефти на внутреннем рынке, д.ед.	0,6

Основными критериями экономической оценки остаточных извлекаемых запасов месторождения являются чистый доход и чистый дисконтированный доход недропользователя, индекс доходности инвестиций, а также доход государства без дисконтирования и с дисконтированием. Технико-экономическая оценка эффективности раз-

работки проведена на основе доходного метода, который используется при подготовке проектов и технологических схем. Для расчетов применялась разработанная в ИПНГ РАН, интеллектуально-логическая система «ГРАФ» [8].

Оценка технико-экономической эффективности на основе доходного метода была проведена по чистому дисконтированному доходу (ЧДД). Были проведены три серии исследований при различных налоговых режимах:

- применение НДС;
- применение НДС;
- применение налогового маневра (переход от НДС к НДС, когда выработанность извлекаемых запасов превысила 80% (НДДМ)).

Расчётные технико-экономические показатели данные представлены в табл. 2.

Таблица 2

Расчётные технико-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели	НДС	НДДМ	НДД
Добыча нефти, тыс.т	3160	3160	3160
Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	386	386	386
Выручка от реализации нефти, млн.руб.	78401	78401	78401
Выручка от реализации газа, млн.руб.	6450	6450	6450
Суммарная выручка, млн.руб.	84852	84852	84852
Капитальные вложения, млн.руб.	1113	1113	1113
Эксплуатационные расходы без амортизации, млн.руб.	73067	65633	32478
В том числе:			
Условно-постоянные эксплуатационные расходы, млн.руб.	29156	29156	29156
Условно-переменные эксплуатационные расходы, млн.руб.	3090	3090	3090
Налоги в составе себестоимости, млн.руб.	40821	33387	233
Налоги и отчисления вне себестоимости, млн.руб.	10108	10642	16874
Себестоимость (руб./т.)	21083	18970	9547
Поток денежной наличности, млн.руб.	564	6121	12895
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	4324	5167	8486
Срок окупаемости, лет	0	0	0
Рентабельный срок разработки, лет	25	25	25
Внутренняя норма рентабельности, %	50	50	50
Индекс доходности, ед.	1,06	1,16	2,16
Доход государства, млн.руб.	50928	44028	17106
Дисконтированный доход государства, млн.руб.	29066	27988	10596

Рентабельный срок доразработки месторождения по всем вариантам составляет 25 лет при суммарном значении извлекаемых запасов в 3,1 млн. т. При этом суммарная выручка составила 84,9 млрд. руб.

Применение НДС показало, что ЧДД равен 4,3 млрд. руб., доход государства составил 51 млрд. руб., а его дисконтированное значение 29 млрд. руб.

Применение НДДМ показало, что ЧДД значительно больше, чем в первом варианте. При этом ЧДД равен 5,2 млрд. руб. при доходе государства без дисконтирования – 44 млрд. руб., а с дисконтированием – 28 млрд. руб.

Применение НДС показало, что значение ЧДД значительно выше, чем в предыдущих вариантах, а значение дохода государства значительно ниже, что вызывает сомнение о принятии данного варианта к рассмотрению.

На основании анализа результатов проведённых исследований показано, что оптимальным для освоения запасов Средне-Назымского месторождения является применение налогового режима НДДМ, при котором инвестор получает высокий доход при сохранении высокого дохода государства.

Доклад подготовлен по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

## Литература

1. Сафонова Т.Ю. Эволюция налогообложения в нефтегазовой отрасли // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 11. – С. 2757–2790.
2. Федеральный закон № 366 «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 24.11.2014. [Электронный ресурс], URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_171242/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_171242/) (дата обращения 2023-03-23).
3. Федеральный закон РФ № 507 «О внесении изменений в статью 3.1 закона РФ «О таможенном тарифе» от 28 декабря 2016 г. [Электронный ресурс], URL: <https://baza.np.ru/gd-rf-zakon-n507-fz-ot28122016-h2901195/> (дата обращения 2023-03-23).
4. Справочная информация ФНС РФ Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья [Электронный ресурс], URL: <https://www.nalog.gov.ru> (дата обращения 2023-03-23).
5. Ивановский В.Н., Кокорев В.И., Боксерман А.А. и др. Техника и технология термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2014. – 30 с.
6. Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 37–45.
7. Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадейшин И.А. и др. Результаты промысловых испытаний и перспективы развития термогазового способа разработки залежей Баженовской свиты в ОАО «РИТЭК» // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 26–28.
8. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс. – 2020. – 248 с.

## НЕФТЬ РОССИИ – РАЗНЫЕ СУДЬБЫ (КАЗАНЬ, ТЮМЕНЬ, НОВОСИБИРСК)

Н.П. Запывалов

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск,  
ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

Нефть и газ – это энергия, топливо и сырьё для многочисленных, разнообразных потребностей человечества нашей планеты. Как бы население планеты не стремилось к альтернативным источникам энергии, найти полноценную замену углеводородам пока не удаётся и в ближайшие десятилетия вряд ли это изменится.

Сейчас нефть используется в 2–5 раза больше, чем 30–40 лет назад. Согласно оценке Министерства природных ресурсов и экологии РФ, текущих запасов нефти России хватит на 59 лет, а газа – на 103 года. В Роснедрах дают более консервативную оценку размера нефтяных ресурсов – 58 лет, при этом уточняя, что рентабельных запасов хватит только на 20 лет.

В Российской Федерации находится порядка десяти эксплуатируемых месторождений нефти с потенциальными запасами более 1 млрд. т каждое.

Рассмотрим несколько российских нефтегазоносных районов России, которые являются в текущем 2023 году *юбилярами*. Заслуги в открытиях и последующей добычи и эксплуатации нефтяных месторождений были у них в чем-то схожими, а во многом – разными.

Послевоенный период стал переломным в истории нефтяной промышленности. При всех героических усилиях советских нефтяников война нанесла огромный ущерб.

Тем не менее в те сложные и тяжёлые годы для страны, была обозначена задача: увеличивать и увеличивать запасы нефти для увеличения промышленного роста. И тогда помимо добычи нефти на Каспии, было решено развить поиск и разработку месторождений в Волго-Уральском регионе.

### 1. Татарстан

Нефтяной промысел в Татарстане известен давно – с конца XIX века. К настоящему времени в Республике Татарстан были открыты и известны более 120 месторождений углеводородов с запасами около 6 млрд. т.

Особое значение имело открытие в июле 1948 года недалеко от города Бугульма в Татарии первого в СССР супергигантского месторождения – Ромашкинского, которое находится теперь в Республике Татарстан в Волго-Уральской провинции. Предполагаемые геологические запасы оцениваются в 5 млрд. т, доказанные и извлекаемые запасы – в 3 млрд. т. Невероятная «Ромашка» стала одним из крупнейших нефтяных месторождений мира.

В современное время специалисты отмечают пульсирующее состояние скважин, которые периодически снова заполняются. Согласно последним исследованиям учёных (академик Татарстана Р.Х. Муслимов и др.) нефть в Ромашкинском месторождении постоянно подпитывается из глубин, а потому срок добычи удлинится [1].

В районе данного месторождения планируется дальнейшая доразведка недр, внедрение новейших технологий – всё это предполагает продлить добычу ещё на несколько десятилетий (рис. 1). Такой бережный и заботливый подход к Ромашкинскому месторождению делает высокую честь геологам и нефтяникам Татарстана.

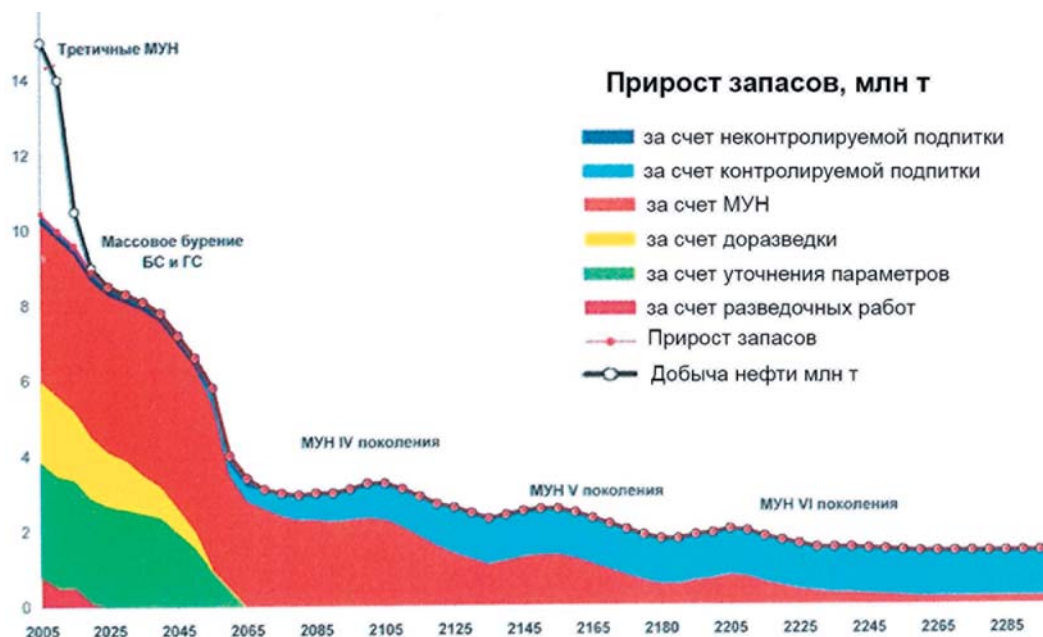


Рис. 1. Динамика добычи и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению за счёт подпитки с 2005 г.

## 2. Западная Сибирь. Тюменская область, ХМАО

Путь к большой нефти Западной Сибири был долог и тернист. После тяжёлой Второй мировой войны в декабре 1947 – январе 1948 г. начались планомерные нефтепоисковые работы в Западной Сибири, которые ознаменовали так называемое открытие XX века. Крупнейшая в мире Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция была открыта благодаря самоотверженному героическому труду первопроходцев: ученых, геологов, геофизиков, партийных работников – дерзающих советских людей.

Советские ученые-геологи убеждали руководство страны в больших перспективах Западной Сибири даже в военные годы. А в первые послевоенные годы государство не скупилось и полностью обеспечивало дорогие и трудные поиски нефти необходимой помощью и постоянным вниманием.

Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию сделали тюменские геологи разных специальностей. В «Главтюменьгеологии» под руководством Ю.Г. Эрвье и Ф.К. Салманова насчитывалось более 100 тысяч сотрудников [2]. В Тюменской области работали лучшие кадры; туда направлялась лучшая техника и транспортные средства; там создавалась прекрасная производственная и социальная инфраструктура.

Открытие века позволило обеспечить экономическую стабильность и мощь СССР в XX веке и современной России в XXI веке. За 75 лет открытия и освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции **тюменские геологи** заслужили 12 званий Героя Социалистического Труда, 20 орденов Ленина, 20 Ленинских премий. Особая благодарность – тюменским нефтяникам «Главтюменьнефтегаза» под руководством Виктора Ивановича Муравленко, которые умело добывали нефть. Среди них тоже были и есть герои и лауреаты. Логично и правильно, что в Тюмени и Тюменской области много памятных знаков в честь геологов и нефтяников.

Известно, что на территории Западной Сибири сосредоточены крупнейшие запасы российского сырья – около 70%.

Ещё одно из крупнейших нефтяных месторождений в России – **Самотлорское**. Расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) в Западной Сибири, в районе озера Самотлор. Предполагаемые геологические запасы нефти составляют 7,1 млрд. т. Днём открытия Самотлора считается 29 мая 1965 года, когда из разведочной скважины Р-1, пробурённой бригадой бурового мастера Григория Норкина, забил первый нефтяной фонтан. Промышленная добыча ведётся с 1969 года. По началу она стремительно росла и в 1980 году вышла на свой пик – 158,8 млн. т, затем пошло снижение. В 2013 г. были приложены колоссальные усилия недропользователя по восстановлению и поддержанию этого гигантского месторождения, внедрены новые технологии.

Продуманные научно-профессиональные подходы и технологии позволяют разрабатывать месторождения в течение длительного времени (нескольких десятилетий) и с более устойчивым уровнем добычи – так называемой «полкой». *Удерживать «полку» на длительное время – главная задача разработчиков любого месторождения.*

### 3. Западная Сибирь. Новосибирские месторождения

В 1957 году был начат крупномасштабный проект – создание Академгородка под Новосибирском. Это научный центр в Сибири, в котором совместно развивались: наука, производство и образование. Для освоения и изучения сибирских недр было принято решение о создании нескольких профильных институтов. Одним из первых открылся Институт геологии и минералогии АН СССР, основателями его были академики Андрей Трофимук и Владимир Соболев.

Во время войны, когда немецкие войска отрезали путь к Кавказу и оставили Советский Союз практически без нефти, Андрей Алексеевич открыл уникальное высокодебитное Кинзебулатовское, затем Серафимовское месторождение в Башкирии. 26 сентября 1944 года в девонских породах было обнаружено гигантское Туймазинское нефтяное месторождение. После этих важных событий Башкирию стали называть «Вторым Баку». За открытие нового месторождения нефти, внедрение прогрессивных методов добычи А.А. Трофимуку, одному из первых советских геологов, в 1944 году было присвоено звание Героя Социалистического Труда.

Далее последовали открытия по Сибири.

Кстати, в эти же годы – 1947–1948 в Новосибирске создавались и активно действовали специализированный союзный геофизический трест «Союзсибгеофизтрест» и нефтеразведочная экспедиция – трест «Запсибнефтегазгеология». Это имело огромное значение для организации и успешного проведения поисково-разведочных работ в Тюменской, Томской и соседних областях. Новосибирские геологоразведчики первыми начинали штурм болот и снегов Западной Сибири, реализуя государственные планы.

Благодаря невероятным усилиям новосибирских геологов и буровиков 12 мая 1970 – скважина набрала давление и вспыхнул на выкиде факел. Заполняем ёмкость – есть 150 кубометров в сутки. Получай, Сибирь, ещё один подарок, ещё одно месторождение. Много всего непредсказуемого было в процессе разведки Верх-Тарского месторождения. В те годы главным для страны были рекордные объёмы нефти, и добыча велась интенсивными методами.

Верх-Тарское месторождение было закончено разведкой в 1973 г., в следующем 1974 году было открыто ещё одно нефтяное месторождение в северном районе Новосибирской области – Малоическое в девонских карбонатных толщах. Суточный дебит нефти на данной площади превысил 400 т.

Именно на Малоическом месторождении впервые в Сибири были открыты залежи **палеозойской нефти**

(рис. 2), что стало первой ласточкой принципиально нового палеозойского нефтегазоносного этажа [3, 4]. Научное руководство этим направлением активно осуществлял и продвигал академик А.А. Трофимук. Благодаря этому открытию, значимость Западно-Сибирского фундамента как потенциального объекта нефтеносности существенно возросла. **Глубинный палеозой ещё нужно исследовать, он не исчерпан.**

В день своего 85-летнего юбилея А.А. Трофимук сделал доклад, который назывался «Палеозой – золотая подложка Западной Сибири». Историческим фактом является обсуждение этого открытия в 1977 г. в Кремле с участием руководителей государства (председатель Совета Министров СССР А.Н. Косыгин и председатель Госплана СССР с 1965 по 1985 г.г. – Н.К. Байбаков) [4]. Подробнее о некоторых трудностях исследований и обоснованиях перспективности нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири описано в книге А.А. Трофимука «Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири».

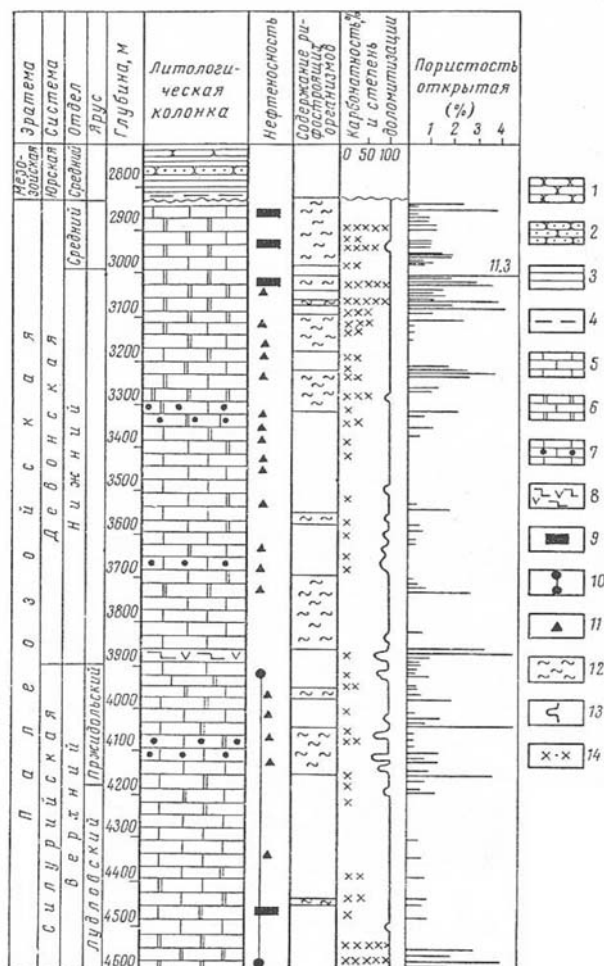


Рис. 2. Геологический разрез скважины 4 Малоического месторождения.

- 1 – песчаники; 2 – алевриты; 3 – аргиллиты; 4 – угли;
- 5 – известняки; 6 – доломиты; 7 – битуминозные известняки; 8 – вулканогенные породы; 9 – промышленный приток нефти; 10 – приток нефти (опробование в открытом стволе); 11 – признаки нефти.

В оценке высокой нефтегазоносности Сибири А.А. Трофимук всегда был большим оптимистом, считая, что главные открытия ещё впереди.

Территория России богата нефтяными месторождениями и пусть открытия новых месторождений продолжатся сегодня и в будущем для последующих поколений.

### Литература

1. *Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н.* Возобновляются ли запасы нефти? // ЭКО. – 2012. – № 1. – С. 29–34.
2. *Зативалов Н.П.* Западносибирская нефть: история и перспективы // СНИИГГиМС: Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 2. – С. 104–111.
3. *Зативалов Н.П.* О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2018. – С. 5–20.
4. *Зативалов Н.П.* Золотая подложка Сибири // Недра и ТЭК Сибири: информационно-аналитический отраслевой журнал. – 2019. – № 2. – С. 18–19.



**Круглый стол 1**  
«80-ЛЕТИЕ НЕФТЕДОБЫЧИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН»

**Круглый стол 2**  
«НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ»

**ТАТАРСТАН КАК ВАЖНЕЙШАЯ ТРАНСПОРТНАЯ АРТЕРИЯ СТРАНЫ**

**А.В. Замрий, С.П. Черных, Е.Д. Котикова, Е.М. Ипполитова**

*Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза Нефтегазопромышленников России,  
г. Москва, ked@sngpr.ru.com*

Нефтегазовый комплекс Республики Татарстан играет важную роль в экономическом развитии региона. Он является базовым сектором промышленности республики и составляет 51,9% общего объема выпуска продукции, приносит 86% прибыли в регион, а также предоставляет порядка 28% рабочих мест для жителей. На долю отрасли приходится треть местного ВВП. Комплекс играет определяющую роль во внешней торговле, обеспечивая до 91% всего объема экспорта Республики Татарстан. Республика долгое время занимает второе место среди субъектов Российской Федерации по объемам добычи нефти.

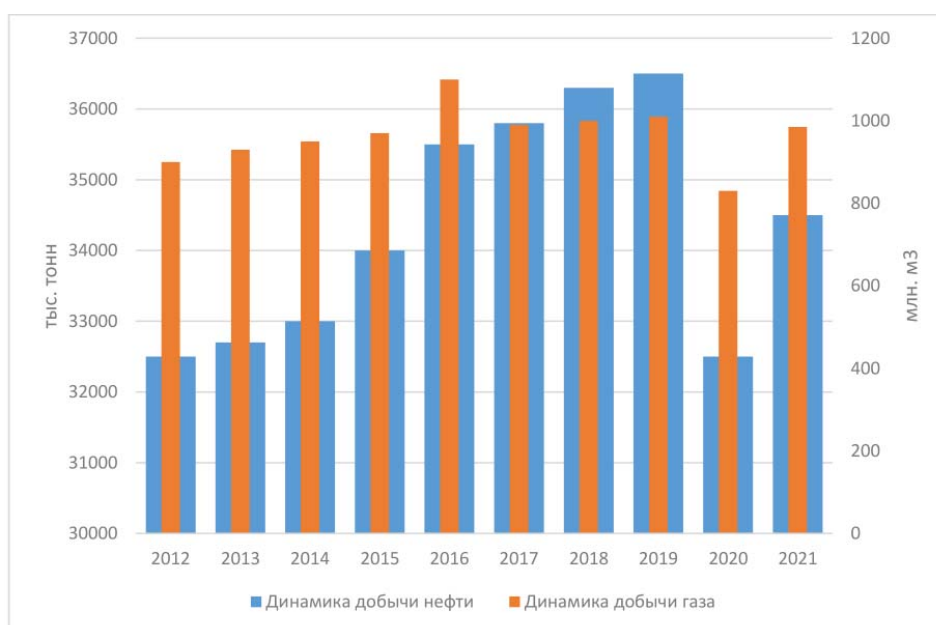


Рис. 1. Динамика добычи нефти и природного газа в Республике Татарстан.

Достижение подобных результатов было бы невозможным без своевременного развития детально проработанной системы трубопроводов. Оценивая сейчас, можно с уверенностью заявить, что многие из принятых ранее организационных решений относительно приоритетных направлений строительства трубопроводов стали ключевыми для развития страны и Республики Татарстан.

Началом нефтедобычи в Республике считается 1943 год, когда впервые на территории Татарстана была найдена нефть. Особо значимым событием в истории региона является открытие уникального Ромашкинского месторождения, входящего в первую десятку крупных месторождений мира. Оно и по сей день остаётся одним из главных в России. Половина объемов нефти, около 15 млн. т., добываемых в Республике Татарстан, приходится именно на Ромашкинское месторождение. Для транспортировки нефти из Республики в центральную часть России, а далее и в Европу в 1964 году был запущен магистральный нефтепровод «Дружба», который по сей день является самым известным трубопроводом страны. Так, татарстанская нефть пошла на экспорт.

Ещё одним из важнейших этапов развития нефтяной промышленности России можно назвать запуск в 1973 году нефтепровода «Усть-Балык–Курган–Уфа–Альметьевск», связавшего нефтяные месторождения Западной Сибири с Европейской частью СССР [1]. Конечной точкой был выбран Альметьевск, поскольку именно оттуда начинался нефтепровод «Дружба», к которому впоследствии и был присоединён УБКУА. Так, нефть Западной Сибири через Республику Татарстан достигла Европы. Благодаря этому Татарстан стал главной нефтетранспортной артерией СССР, а позднее и России.

С середины 1950-х годов газовая отрасль стала объектом пристального внимания государства. Газовая отрасль Республики Татарстан началась в 1953 году со строительства газопровода «Миннибаево–Казань», занявшего третье место по протяжённости среди газопроводов, построенных на территории СССР в послевоенные годы. Газопровод «Миннибаево–Казань» стал проводником газа к столице республики, вскоре после этого в Казани начались работы по прокладке внутригородской распределительной сети [2]. Газовое хозяйство республики развивалось динамично и поступательно, число сданных в эксплуатацию газопроводов постоянно возрастало.

В 1965 году были сданы в эксплуатацию участок газопровода «Миннибаево–Ижевск» и газопровод «Казань–Йошкар-Ола». В 2003 году была введена в эксплуатацию перемычка между магистральными газопроводами «Уренгой–Ужгород» и «Казань–Нижний Новгород», позволившая обеспечить надёжное газоснабжение районов Чувашской Республики и Ульяновской области. Перемычка стала важным элементом завершения газификации республики [4]. И к этому моменту общая протяжённость газопроводов на территории Республики Татарстан составила 1273 километра. Так, Татарстан вышел на лидирующие позиции в Российской Федерации по уровню газификации природным газом.

На данный момент на территории Республики Татарстан насчитывается около 210 месторождений нефти, несколько из них квалифицированы как крупные, одно как уникальное. Добыча нефти на месторождениях в 2022 году составила 35,7 млн. т. В 2023 году поставлена задача сохранения уровня добычи по сравнению с предыдущим годом [3]. Ведётся большая работа по содержанию и обеспечению нефтепроводов Татарстана, общая протяжённость которых составляет 6 тысяч километров. Система нефтепроводов республики показана на рис. 2.



Рис. 2. Исторические фотографии с места строительства.

Развитие газовой промышленности тоже не стоит на месте. На территории Республики Татарстан пролегает более 5,8 тысяч километров магистральных газопроводов. Ежегодно в центральные районы Российской Федерации и страны зарубежья экспортируется татарстанский природный газ. Помимо этого, по территории Республики проходят магистральные газопроводы, по которым природный газ Уренгоя и Ямбурга направляется в Европу. Система газопроводов Республики показана на рис. 3.

Подводя итог, можно сказать, что нефтегазовая отрасль Татарстана продолжает своё успешное развитие, сохраняя главенствующую роль в экономическом развитии региона.

При этом не стоит останавливать развитие трубопроводной инфраструктуры региона. Необходимо продолжать решение важнейших стратегических задач, не только сегодняшнего, но и завтрашнего дня. Для обеспечения развития нефтеперерабатывающего комплекса Республики Татарстан потребуется соответствующее развитие транспортной инфраструктуры, в частности, строительство дополнительного нефтепровода для транспортировки нефти в район г. Нижнекамска. Основные задачи, которые потребуются решить специалистам, описаны в стратегии развития транспортного комплекса Республики Татарстан и стратегии социально-экономического развития республики до 2030 года.

Кроме того, с недавнего времени, Российская Федерация стала переориентировать вектор нефтяного экспорта с запада на восток. В значительной мере энергетические ресурсы были перенаправлены на новые рынки. Так, в 2023 году в восточном направлении планируется запустить около 140 млн. тонн нефти и нефтепродуктов. Тем не менее на западном направлении останется 80–90 млн. т. нефти.

Республика Татарстан занимает центральное положение в системе межрегиональных транспортных связей европейской части России. Несмотря на описанные изменения, Республика Татарстан продолжит играть существенную роль в формировании нефтегазового и экспортного комплексов Российской Федерации, поскольку выгодное географическое положение региона позволяет осуществлять сбыт в новых направлениях.

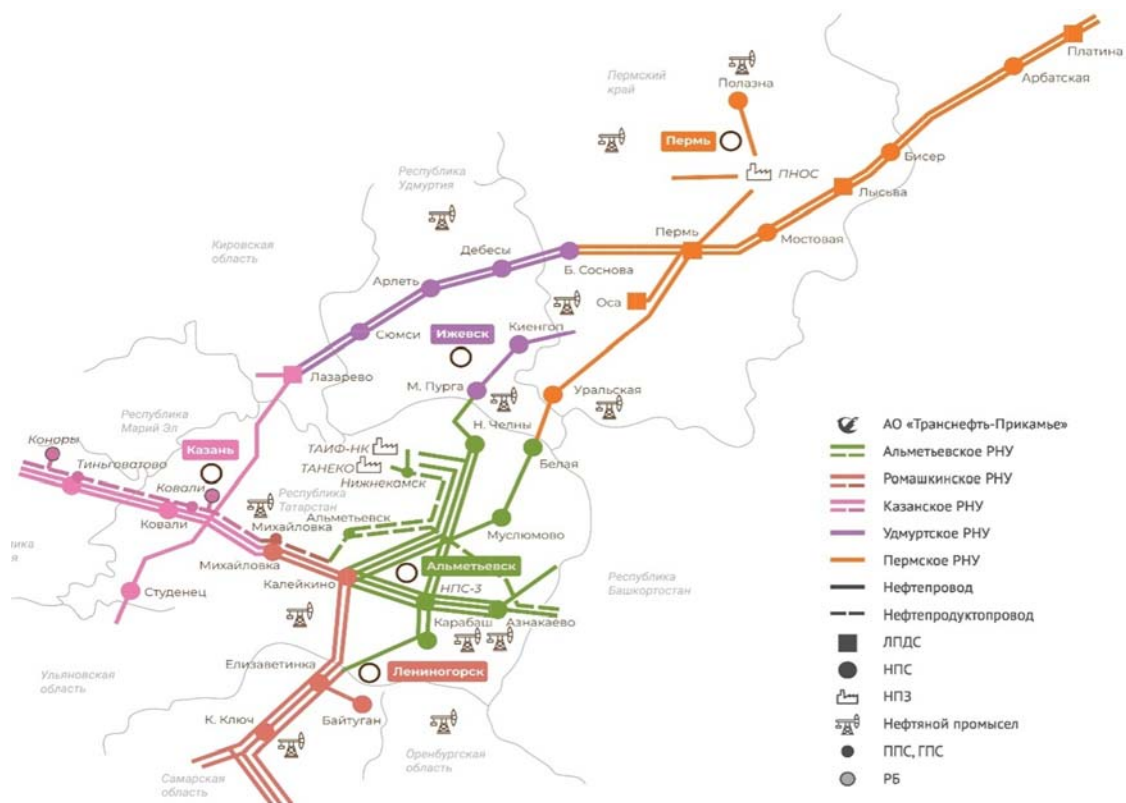


Рис. 3. Система нефтепроводов Республики Татарстан (открытые данные АО «Транснефть–Прикамье»).



Рис. 4. Система газопроводов Республики Татарстан (открытые данные ООО «Газпром трансгаз Казань»).

### Литература

1. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Республики Татарстан на 15.06.2022 г.
2. «Нефтепровод «Усть-Балык–Курган–Уфа–Альметьевск». – Москва. – 2023.
3. «60 лет «Газпром трансгаз Казань». История в пятилетках». – Казань: Издательство «Kazan-Kazan». – 2015. – 304 с.: илл.
4. Тухватуллина Г.З. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «История нефтегазовой отрасли (в т.ч. история нефтегазодобычи в РТ)». – Альметьевск: типография АГНИ. – 2011.
5. Программа развития нефтегазохимического комплекса Республики Татарстан на 2020–2024 годы и перспективу до 2034 года.

## РОЛЬ КАЗАНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В КАДРОВОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

**Б.В. Успенский**

*Казанский (Приволжский) Федеральный университет,  
Институт проблем экологии и недропользования Академии наук РТ.  
borvadás@rambler.ru*

В этом году Республика Татарстан отмечает 80-летие нефтедобычи и 75-лет открытия Ромашкинского месторождения. К этим событиям пришли благодаря огромному труду не одного поколения геологов.

Большой вклад в теорию и практику этих исследований внесли учёные и выпускники Казанского университета, геологи треста «Татнефтегазразведка», объединения «Татнефть», «ТатНИПИнефть», объединения «Татнефтегеофизика» и других организаций.

Систематическое изучение территории Татарстана начато в 1860 г. геологами Казанского университета. В течение 1860–1870 гг. профессором Н.И. Головкинским и его учениками обследованы выходы пород по Волге, Каме, Вятке, Свияге, Казанке и другим рекам.

Преемником Н.И. Головкинского стал А.А. Штукенберг, в течение 30 лет (1870–1900 гг.) производивший вместе со своими последователями геологические исследования Прикамья и Поволжья. В частности, в 1888 г. П.И. Кротов, А.В. Лаврский и А.В. Нечаев произвели геологическую съёмку всей площади Казанской губернии [1].

Эта работа относится к числу первых сводных трудов, посвящённых геологическому строению республики. В начале двадцатого столетия исследования продолжались проф. М.Э.Ноинским. Им и его учениками выполнена геологическая съёмка территории Татарстана. Профессор Казанского университета Михаил Эдуардович Ноинский (1913) разработал хорошо аргументированную гипотезу о вторичности скоплений битума в верхней части разреза и его проникновении в эти породы в жидком виде снизу, из более глубоких горизонтов по дислокационным трещинам.

Известный нефтяник И.М. Губкин посетил районы Сюкеево и Шешмы в 1919 г.

С позиций антиклинальной теории распределения нефтяных залежей И.М. Губкин рассматривал широко развитые в Поволжье поверхностные нефтепроявления как прямое свидетельство наличия нефтяных залежей в недрах, а не как остатки некогда существовавших месторождений.

Блестящим подтверждением взглядов И.М. Губкина и его сторонников стало открытие в 1929 г. промышленной нефти в артинских известняках скважиной у с. Верхне-Чусовские городки на западном склоне Урала, заложённой с целью разведки месторождения калийных солей. В последующие годы наряду с поисками нефти в пермских отложениях было принято глубокое бурение вестей с заданием разведки каменноугольных и девонских отложений.

Основную роль в подготовке первоочередных нефтепоисковых площадей сыграли съёмки, проведённые под руководством профессора Казанского университета Е.И. Тихвинской на Ромашкинской и Бавлинской площадях (1933–1934 гг.).

Открытие промышленной нефти на Шугуровском поднятии, расположенном на центральном участке Сокско-Шешминских дислокаций с интенсивными поверхностными нефтепроявлениями в верхах уфимского яруса, блестяще подтвердило правоту многих прогрессивных геологов, связывавших присутствие нефти в пермских отложениях с глубоководными горизонтами карбона и девона. Это знаменательное событие положило начало развитию нефтедобывающей промышленности республики и подтвердило перспективность дальнейших поисков нефти.

Следующим объектом для разведки девона выбрано Ромашкинское поднятие.

Как известно, Ромашкинская структура закартирована ещё в 1934 г. Е.И.Тихвинской.

В 1946 г. началось строительство первой девонской скважины № 3.

Бурение Ромашкинской скважины 3 продолжалось около года: было много аварий и осложнений. В июне 1948 г. бурением вскрыты нефтяные песчаники пашийского горизонта франского яруса девона, а в июле этого же года при испытании нефтеносного горизонта получен фонтан нефти с суточным дебитом 120 т.

Широко развернутые геологоразведочные работы вскоре выдвинули республику в число наиболее богатых нефтью районов Волго-Уральской провинции.

Понадобилось более 30 лет геологических исследований, чтобы установить тот факт, что, открыв Шугуровское месторождение в 1943 г., нефтеразведчики тем самым выявили Ромашкинское месторождение.

Большая заслуга в развитии нефтепоисковых работ в ТАССР на данном этапе принадлежит Е.И. Тихвинской, А.А. Трофимуку, А.М. Мельникову, С.П. Егорову, М.В.Мальцеву, В.И. Троепольскому, И.А. Шпильману, Ф.А. Бегишеву, А.Р. Кинзикееву, Н.С. Ерофееву, Р.О. Хачатряну, С.С. Эллерну, Г.П. Батановой, Г.М. Донову и др.

Особое место в истории освоения нефтяных богатств Татарстана занимает изучение битуминозности пермских отложений. Природные битумы, сконцентрированные в пермских отложениях, залегают на глубинах до 400 м и частично в поверхностных условиях.

Они представляют собой тяжёлые, высоковязкие гипергенно преобразованные нефти, содержащие, кроме углеводородной основы, другие полезные продукты [2].

Целенаправленное изучение пермских битумов начато [3] в 1970 г. Толчком этим работам послужили исследования и подсчёт запасов ПБ, выполненные под руководством зав. кафедрой геологии нефти Казанского университета Троепольского В.И.

В настоящее время начавшееся освоение пермских битумов может заметно повысить нефтяной потенциал республики. Только в 2022 г. нефтяники Татарстана добыли по всем месторождениям ПБ, находящимся в разработке более 3 млн. т.

После открытия «Большой нефти Урало-Поволжья» в 30–40-х годах XX-го века и прежде всего уникального по размерам (запасам) Ромашкинского месторождения нефти (1948 г.) в Республике Татарстан, перед страной в целом и Татарстаном в частности возникла острая необходимость подготовки геологов-нефтяников. Старейший российский университет – Казанский откликнулся на призыв правительства созданием специальной кафедры, так как такие минеральные образования, как нефть и газ, по своей природе, условиям залегания, методам поисков и добычи сильно отличаются от других полезных ископаемых и требуют знания специфических нефтегеологических наук. Но сначала, в 1952 г. на геологическом факультете КГУ была организована кафедра геологии нефти и геофизических методов разведки. А в мае 1954 г. кафедра геологии нефти и газа выделилась в самостоятельную.

Первый коллектив кафедры состоял из 3 преподавателей – В.И. Троепольского, С.П. Егорова, С.С. Эллерна и 3 лаборантов – Ю.П. Баранова, В.Н. Десятковой, А.Е. Казаковой. В.И. Троепольский и С.П. Егоров были опытными геологами-производственниками. Виктор Иванович на протяжении нескольких лет руководил Центральной научно-исследовательской лабораторией «Татгеолтрест» (позднее трест «Татнефтегазразведка»), принимал участие в работе по оценке нефтеносности девонских отложений, которая привела к открытию Бавлинского, Ромашкинского и других месторождений. Сергей Петрович, бывший в то время начальником геологического отдела треста, является одним из первооткрывателей татарской нефти, лауреатом Сталинской премии. Семён Самуилович проявил себя как высоко эрудированный специалист, человек разносторонних интересов. Они с первых дней работы на новой кафедре щедро делились своим опытом и знаниями со студентами, аспирантами, соискателями. Коллектив кафедры за годы своего существования подготовил свыше 2000 специалистов, бакалавров, магистров и аспирантов, которые работают во всех уголках России и за рубежом. Среди них выдающиеся ученые, доктора наук, профессора, крупные руководители нефтяной и газовой промышленности, лауреаты государственной премии, академики. Наши выпускники пользуются большой востребованностью на предприятиях нефтяной и газовой промышленности России и Татарстана. Три четверти всех выпускников работало и продолжает трудиться в ПАО «Татнефть» и малых нефтяных компаниях Республики Татарстан.

За годы своего существования кафедра выросла в слаженный научно-педагогический коллектив, и сегодня она является одной из ведущих в институте геологии и нефтегазовых технологий. В следующем году кафедра будет отмечать свой 70-летний юбилей, который в 2024 г. совпадает с 210-летием Казанского университета. Она желает успехов и плодотворной деятельности всем своим выпускникам и сотрудникам, настоящим и бывшим, и навсегда сохранит добрую память о тех, кого уже нет в живых. И, конечно, всегда будет рада встрече с самими творцами истории нашей кафедры, которые на студенческой скамье, за лекторской кафедрой или в лаборатории стремились наполнить реальным и нужным содержанием два слова: геолог-нефтяник.

## Литература

1. Атлас нефти. Очерки о нефтегазовой истории России / под ред. И.А. Яшкова, И.Г. Якуповой, Е.С. Подкопной и др. – Екатеринбург: Издательский дом Баско. – 2021. – 320 с. – ISBN 978-5-6046643-3-9
2. Комплексное освоение тяжёлых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. – 2012. – 396 с.
3. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во ООО «ПФ Гарт». – 2008. – 347 с.

## ЭЛЕКТИВНЫЙ КУРС ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПРОФИЛЬНЫХ ВУЗОВ: НЕФТЬ И ГАЗ

А.С. Сигов<sup>1</sup>, В.Г. Мартынов<sup>2</sup>, Д.К. Нургалиев<sup>3</sup>, И.А. Чукмаров<sup>3</sup>, А. Л. Сидоров<sup>4</sup>, Ю.М. Аверина<sup>5</sup>,  
С.П. Черных<sup>6</sup>, Л.А. Алиева<sup>6</sup>, Е.Д. Котикова<sup>6</sup>, Т.М. Зубарев<sup>6</sup>

<sup>1</sup> Акад. РАН, МИРЭА, г. Москва, <sup>2</sup> Акад. РАО, РГУНГ, г. Москва, <sup>3</sup> КФУ, г. Казань, <sup>4</sup> СурГУ, г. Сургут,

<sup>5</sup> РХТУ, г. Москва, <sup>6</sup> ООО «МЭАЦ», г. Москва, [csp@sngpr.ru.com](mailto:csp@sngpr.ru)

Рассмотрены пути реализации прикладной профессионально-ориентированной направленности обучения инженерным специальностям в рамках нефтегазового сегмента, с целью расширения возможностей профориентации учащихся и способствования более чёткому представлению студентов и старшеклассников о своей будущей учебной и профессиональной деятельности. Акцент при этом сделан на возможностях профессионально-ориентированных элективных курсов.

В докладе уточнены отличия целей и содержания профильного обучения инженерным дисциплинам от базового (общеобразовательного) уровня; конкретизированы положения концепции профильного дополнительного обучения применительно к нефтегазохимическому профилю на примере элективных курсов; разработаны теоретические основы создания прикладного профессионально-ориентированного элективного курса, нацеливающего учащихся школ и ВУЗов на будущую специальность.

Достижение данной цели возможно путём интегрирования студентов в условиях структурированной системы, способствующей освоению актуальной информации о современных производствах, промышленных зон, существующих технологиях путём подробного изучения актуальных теоретических материалов и прямого практического взаимодействия с крупными российскими компаниями в рамках решения кейсов.

Практическая значимость освещаемого проекта наглядно продемонстрирована на примере курса «Введение в промышленную органическую химию», сделанного совместно с компанией ПАО «СИБУР».

Личностно ориентированный подход как ведущая парадигма образования заставляет по-новому отнестись к вопросам преподавания инженерных дисциплин, исходя из актуальных потребностей, запросов и возможностей самих студентов. Помимо социального эффекта разработка подобных курсов несёт с собой и экономический эффект для государства и частных компаний. Ниже представлен график зависимости годового экономического эффекта от снижения отчислений студентов химических ВУЗов на 20%.



Рис. 1. Зависимость годового экономического эффекта при снижении отчислений студентов химических ВУЗов на 20%.

## ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТРАЕКТОРИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Л.Б. Хузина, С.В. Любимова

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск, [lbhuzina@agni-rt.ru](mailto:lbhuzina@agni-rt.ru)

В условиях современного мира все активнее развивается обучение по индивидуальным образовательным траекториям (ИОТ). Так, уже порядка 4–6 лет публикуются научные и методические статьи, рассказывающие об опыте отдельных вузов по реализации ИОТ и о проблематике этого актуального вопроса. Например, такие материалы опубликованы в журналах «Современные наукоёмкие технологии», «Высшее образование в России», «Вестник МГИМО-Университета» и др.

Проведя небольшой анализ выявлено, что существуют линейная и сетевая модель индивидуализации обучения [1]. Для линейной модели, по мнению автора, типично следование за логическим освоением учебного содержания, при этом средства выбираются преподавателем. Сетевая модель, предполагает организацию взаимодей-

ствия студентов с преподавателем и другими студентами, она регламентирует выбор активных методов обучения. В рамках сетевой модели студенту предоставляется выбор средств, форм учебной работы, сложности и логики изучения материала.

Разумеется, выбор индивидуальных траекторий обучения подразумевает значительный объем самостоятельной работы обучающихся. В различных научных изданиях уже есть исследования, которые посвящены вопросам развития умений самостоятельной работы обучающихся, например Н.Ф. Коряковцевой [2]. Под самостоятельной работой, по мнению автора, понимается «вид познавательной деятельности, регулируемой и управляемой учащимся как субъектом данной деятельности и направленной на освоение предметных знаний и умений и культурно-исторического опыта» [3].

Обучающиеся направления подготовки «Нефтегазовое дело» в результате освоения образовательной программы должны сформировать ряд универсальных (УК), общепрофессиональных (ОПК) и профессиональных (ПК) компетенций, которые обозначены в стандарте направления подготовки ФГОС по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» [4]. Согласно анализу современных нормативных документов, по сравнению с предыдущими, настоящие стандарты предъявляют новые, более высокие требования к подготовке обучающихся. Развитие умений самостоятельной учебной деятельности в ходе обучения в учебном заведении расширяется до способностей обучающихся выстраивать индивидуальные образовательные траектории.

В государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт» (ГБОУ ВО АГНИ) также применяются ИОТ. Обучающиеся в конце второго курса выбирают ИОТ, по которому они в дальнейшем будут проходить обучение в течение 5–7 семестров. В рамках обучения кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» предлагает для выбора обучающимся следующие майнеры (ИОТ): Wellинжиниринг, нефтегазовая инженерия, геонавигация. Рассмотрим подробнее каждую из них.

**Wellинжиниринг.** При обучении по ИОТ «Well инжиниринг» обучающимися будут изучены дисциплины, которые позволят получить профессиональные компетенции в области строительства нефтяных и газовых скважин [5-10], автоматизации производственных процессов в бурении, разработки нефтяных месторождений и др. (табл.1).

**Нефтегазовая инженерия.** При обучении по ИОТ по «Well инжиниринг» обучающимися будут изучены профессиональные компетенции в области строительства нефтяных и газовых скважин [5-10], а также разработки нефтяных и газовых месторождений (табл. 2).

**Геонавигация.** При обучении по ИОТ по «Геонавигация» будут рассмотрены профессиональные компетенции в области строительства нефтяных и газовых скважин [5-10] и геологии (табл. 3).

Необходимо отметить, что при выборе той или иной ИОТ выпускник получит дополнительный диплом о профессиональной переподготовке по окончании ГБОУ ВО АГНИ.

Таблица 1

ИОТ «Wellинжиниринг»

№ п/п	Учебные дисциплины	Ведущая кафедра	Зач. с оценкой	Всего
1	Технологические процессы разработки нефтяных месторождений	РЭНГМ	5	108
2	Технологическое обеспечение НГО	НГОиТМ	5	108
3	Технология бурения нефтяных и газовых скважин	БНГС	6	108
4	Буровые технологические жидкости	БНГС	7	108
5	Автоматизация производственных процессов в бурении	АиТ	7	108
6	Геофизические исследования скважин	Геология	6	108
Всего часов теоретического обучения				648

Таблица 2

ИОТ «Нефтегазовая инженерия»

№ п/п	Учебные дисциплины	Ведущая кафедра	Зач.с оценкой	Всего
1	Технологические процессы разработки нефтяных месторождений	РиЭНГМ	5	108
2	Технология бурения нефтяных и газовых скважин	БНГС	5	108
3	Скважинная добыча нефти	РиЭНГМ	6	108
4	Буровые промывочные и тампонажные растворы	БНГС	6	108
5	Программные продукты в бурении	БНГС	7	108
6	Инжиниринг технологий сбора и подготовка продукции скважин	РиЭНГМ	7	108
Всего часов теоретического обучения				648

## ИОТ «Геология»

№ п/п	Учебные дисциплины	Ведущая кафедра	Зач.с оценкой	Всего
1	Нефтепромысловая геология	Геология	5	108
2	Технология бурения нефтяных и газовых скважин	БНГС	5	108
3	Буровые промывочные и тампонажные растворы	БНГС	6	108
4	Программные продукты в бурении	БНГС	7	108
5	Нефтепромысловая геофизика	Геология	6	108
6	Геонавигация	Геология	7	108
	Всего часов теоретического обучения			648

Таким образом, у обучающегося при выборе ИОТ есть возможность получить дополнительные профессиональные компетенции в области строительства нефтяных и газовых скважин, что позволит ему быть более востребованным на рынке труда.

## Литература

1. Машевская Ю. А. Теория и практика проектирования индивидуальных образовательных траекторий освоения информатических дисциплин будущими учителями: учебно-методическое пособие / Ю. А. Машевская, Т. К. Смыковская, А. М. Коротков. – Волгоград: Волгоградский государственный социально-педагогический университет, 2016. – 76 с.
2. Коряковцева Н.Ф. Новые современные образовательные стандарты по иностранным языкам. 2004.
3. Коряковцева Н.Ф. Современная методика организации самостоятельной работы изучающих иностранный язык: пособие для учителя. – М.: АРКТИ, 2002.
4. Федеральный государственный образовательный стандарт высшего образования – бакалавриат по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело. Приказа Министерства образования и науки РФ от 9 февраля 2018 г. – № 96.
5. Л.Б.Хузина, В.А.Соловьев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Часть 1: Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Бурение нефтяных и газовых скважин». Альметьевск: АГНИ, 2019. – 194 с.
6. Л.Б.Хузина, В.А.Соловьев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методические указания по выполнению курсового проектирования для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Бурение нефтяных и газовых скважин». Альметьевск: АГНИ, 2019. – 188 с.
7. Л.Б.Хузина, С.И.Голубь. Учебная научно-исследовательская работа студентов: Методические указания по проведению практических занятий и организации самостоятельной работы для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Бурение нефтяных и газовых скважин». Альметьевск: АГНИ, 2019. – 120 с.
8. Л.Б.Хузина, С.В.Любимова. Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин» для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» очной и заочной форм обучения. Альметьевск: АГНИ, 2020. – 60 с.
9. Л.Б.Хузина, Любимова С.В., Шайхутдинова А.Ф., Голубь С.И. Задачник по дисциплинам «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Буровые технологические жидкости», «Буровое оборудование», «Заканчивание скважин» для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» очной и заочной форм обучения. Альметьевск: АГНИ, 2020. – 44 с.
10. Хузина Л.Б., Любимова С.В. Методологические аспекты преподавания дисциплины «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» Теория и практика современного профессионального образования: Материалы всероссийской научно-методической конференции «Теория и практика современного профессионального образования» 30 марта – 3 апреля 2015 года – Альметьевск: Типография АГНИ. – 2015.



## ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИТ-ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ОБУЧЕНИИ СТУДЕНТОВ ПО НАПРАВЛЕНИЮ «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»

Миннибаев Р.Ш.<sup>1</sup>, Гайфуллина Э.Т.<sup>2</sup>, Султанов В.А.<sup>3</sup>, Шагеев А.Ф.<sup>3</sup>

<sup>1</sup>732 военное представительство МО РФ, г. Казань,

<sup>2</sup>МБОУ «Татарская гимназия №17 им.Г.Ибрагимова», г. Казань,

<sup>3</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, VASultanov@kpfu.ru

Новые реалии российского рынка информационных технологий – его стремительно покидают иностранные поставщики аппаратного и программного обеспечения, в связи с чем появляются новые вызовы для государства. И образовательный сектор не исключение. В Минобрнауки РФ проведена первичная инвентаризация имеющегося в организациях программного обеспечения и оборудования, в ходе которой установлено, что образовательными организациями высшего образования используются подписки на продукты компании Microsoft и другое иностранное ПО. В настоящее время большая часть сервисов уже недоступна, а какая-то часть может стать недоступной в ближайшее время, что ставит под угрозу информационную безопасность учреждений. Однако новые вызовы открывают новые возможности. Намечены планы по совместной работе Минобрнауки России и ведущих отечественных разработчиков по направлению импортозамещения.

«Минобрнауки России однозначно и полноценно будет переходить на российское ПО. В настоящее время сложилось четкое понимание о том, что российский рынок ИТ способен удовлетворить не только спрос с нашей стороны, но и требования законодательства по информационной безопасности. Ведомство изучает вопрос обеспечения сбора сведений и формирования единого технологического стека программных решений для образовательных организаций высшего образования и научных организаций», – прокомментировал Александр Наукавников, заместитель министра науки и высшего образования Российской Федерации. Разработчики, которые приняли участие во встрече, подтвердили готовность работать вместе с представителями министерства в направлении импортозамещения ПО для моделирования процессов разработки нефтегазодобычи.

«Политика импортозамещения и перехода на преимущественное использование отечественного ПО активно реализуется в стране в течение последних 8 лет. Реестр отечественного ПО впервые заработал в 2016 году, и сегодня в нём уже насчитывается более 13 тысяч программных продуктов по всем классам ПО, в том числе для моделирования процессов разработки месторождений нефти и газа. Это даёт основание говорить о готовности России к любым вызовам в части замещения иностранных программных решений на отечественные. Ассоциация занимается импортозамещением в ИТ-отрасли уже много лет. Поэтому накоплен значительный опыт, который и ляжет в основу нового некоммерческого проекта «Российское ПО для импортозамещения».

На сайте Ассоциации мы открыли специальный раздел, где собираем и размещаем всю актуальную информацию о российских программных продуктах, в том числе, аналогах зарубежного ПО, приостановившего свою работу в России. Собранный в каталоге информация поможет сориентироваться в мире отечественного ПО, правильно подобрать компоненты для формирования полноценных программных и программно-аппаратных комплексов для нефтегазовой отрасли, а также в кратчайшие сроки спланировать переход на использование российских решений взамен зарубежным. Каталог поддержан Центром компетенций по импортозамещению в сфере ИКТ. Также мы планируем запустить серию вебинаров, где будем рассказывать о российских ИТ-продуктах по всем категориям ПО», – отметил Ренат Лашин, исполнительный директор АРПП «Отечественный софт» [1].

«Наша компания, разработчик операционной системы РЕД ОС и СУБД «Ред База Данных», так же как и многие коллеги по отрасли, готова предоставить линейку своих решений образовательным и научным организациям на льготных условиях. Более того мы готовы провести серию учебных курсов для повышения квалификации технических специалистов вузов с целью максимально облегчить процесс миграции. Российский рынок информационных технологий уже накопил необходимый опыт и компетенции для реализации проектов по импортозамещению практически во всех секторах, в том числе в образовательном. Поэтому могу с уверенностью сказать, что мы, разработчики, окажем всю необходимую поддержку», – добавил Рустам Рустамов, заместитель генерального директора «РЕД СОФТ».

Важно отметить, что Минобрнауки России прорабатываются меры поддержки отечественных разработок, в том числе инфраструктурных решений и программного обеспечения, а также дополнительные меры поддержки научных и образовательных организаций высшего образования в целях импортозамещения. В ближайшее время такие предложения будут представлены [4].

Дополнительно Минобрнауки России инициировало создание единого реестра отечественных продуктов, которые разрабатывают вузы и научные организации. Такой реестр позволит оперативно обеспечить интеграцию необходимых решений для бесперебойной и качественной работы организаций, а также их полное масштабирование [2].

На ситуацию с импортозамещением в образовании можно посмотреть с двух сторон.

С одной стороны, на российском ИТ-рынке давно существуют крупные производители отечественного программного обеспечения, продукты которых используются как внутри страны, так и за рубежом. Например, это продукты компаний 1С, «Гарант», «Консультант Плюс», InfoWatch, Dr.Web, «ИнфоТекС», «Яндекс» и других. Их широко применяют предприятия, компании малого и среднего бизнеса, образовательные организации.

С другой стороны, в школах, колледжах и вузах по-прежнему используется преимущественно зарубежный

софт. Соревноваться с крупными иностранными корпорациями, такими как Microsoft, Adobe, Oracle, российским разработчикам крайне сложно. Иностранные компании давно развили свою представительскую сеть на территории РФ, выстроили партнёрские программы и реализуют в том числе образовательные инициативы. Все образовательные учреждения на протяжении длительного периода получали льготные условия использования лицензий на ПО и пользовались этой возможностью.

Менять привычный уклад работы никто не хотел. Импортозамещение в образовательных учреждениях шло в основном на уровне «пилотирования». Большинство университетов, в том числе и крупных московских, просто игнорировали необходимость ориентации на российский софт, да и сейчас продолжают использовать зарубежные решения для построения внутренней инфраструктуры, для реализации образовательных программ. В том числе по перспективным ИТ-направлениям, которые важны для реализации программы «Кадры для цифровой экономики». На импортозамещение смотрели как на что-то происходящее в стороне, их не касаящееся, и убеждали себя и всех вокруг, что переход на российский софт попросту невозможен.

Из массовых продуктов наибольшая зависимость сохраняется от продуктов компании Microsoft. ОС Windows и офисный пакет Office стали образцом пользования для нескольких поколений. В этот набор ПО входят даже облачные системы и системы ВКС.

Однако и этот пакет легко заменить. На рынке уже представлены российские ОС, такие как ОС «Альт», «Астра Линукс», Ред ОС. Например, компания «Базальт СПО» развивает и поддерживает продукт «Альт Образование» – это дистрибутив операционной системы «Альт» для образовательных учреждений всех уровней. Он включает в себя всё необходимое для ежедневной работы школьника, студента, педагога, специализированное образовательное программное обеспечение, которое широко применяется в образовательном процессе школ, колледжей, вузов, а также серверные компоненты, которые позволяют развернуть облачное хранилище документов, систему электронного обучения, проводить централизованное тестирование, удалённо управлять компьютерами в защищённой среде. На любую из российских ОС можно установить российский офисный пакет «Мой Офис» или «Р7-Офис», а также использовать облачный вариант офисного пакета, в том числе и для совместного редактирования документов. Предложений по видео-конференц-связи тоже достаточно: TrueConf, Videomost, Mind, Vinteo, «Сферум», «Яндекс.Телемост» и другие, причём все они без проблем работают на российских ОС.

Можно посмотреть и в сторону свободного ПО. Например, JitsiMeet – используйте браузерную версию или разверните собственный сервер. Недостаточно функций? Можно доработать систему под запросы образовательного учреждения, как, например, это сделали в Московском институте электроники и математики ВШЭ.

На данный момент проблем с ПО с открытым исходным кодом нет. Хотя многие эксперты выражают обеспокоенность в этом вопросе. Важно продолжать развивать международное сотрудничество разработчиков свободного ПО, несмотря ни на что, вовлекать студентов в открытые проекты.

Специализированное ПО – это профессиональные программы, например, приложения для VR, дизайнерское ПО, САД-системы. Сказать, что их нельзя заменить, неправильно. На рынке есть российские решения, разрабатываемые, например, компаниями АСКОН, Varwin, «Нанософт», АССОЛЬ. Неслучайно говорю именно о профессиональных программах, которые давно и успешно развивают крупные корпорации. Этот софт предоставляет широкий функционал для решения самых разных задач и обладает удобным графическим интерфейсом. Широкий функционал и интуитивно понятный интерфейс представленного ПО позволит студентам, обучающимся по направлению Нефтегазовое дело и смежных направлений, приобрести необходимые навыки и компетенции.

Конечно же, можно услышать возражение, что вуз или колледж должен готовить будущие кадры для работы с ПО мировых лидеров, поскольку именно с ним молодому специалисту предстоит столкнуться в профессиональной деятельности. Но события, которые происходят сейчас – это своего рода контраргумент.

Сейчас будет в выигрыше тот, кто за время своего обучения освоил не один продукт, например, САД-систему, а несколько, в том числе – российские или свободно распространяемые.

Тем самым студент повышает уровень своих профессиональных компетенций и увеличивает шансы на трудоустройство, а также готовит себя морально к работе в условиях, когда использовать зарубежное ПО невозможно.

Сейчас потерять лицензии на использование иностранного ПО и доступ к иностранным цифровым сервисам рискуют абсолютно все российские вузы и не только те, которые попадают или попадут в санкционные списки.

Мы живём в такое время, когда нас окружает множество рисков. Крупные корпорации показали нам, как десятилетиями отлаженная ИТ-инфраструктура учреждения, построенная на основе доверительных отношений «заказчик – поставщик», в одночасье может «превратиться в тыкву». Поэтому риски будут при любом развитии событий, вопрос только в их количестве и масштабе. Снизить число рисков можно, переводя ИТ-инфраструктуру образовательного учреждения на российские решения, репозитории или каталоги программ которых находятся в российской юрисдикции, обновляются и поддерживаются российскими компаниями, с отлаженной схемой технической поддержки, с возможностью работы в защищённой среде.

Риски тотального прекращения поддержки и продажи лицензий уже реализовались. Из России ушли и Oracle, и RedHat. Риски по свободному ПО есть там, где правообладателем свободного продукта является зарубежная корпорация, но их нет, когда правообладателем является большое сообщество разработчиков (что характерно для проектов GNU). На площадке комитета в Ассоциации завершается подготовка каталога образовательных про-

грамм и инициатив российских компаний, входящих в состав АРПП «Отечественный софт». В каталоге собрано более 40 предложений, включая льготные условия на лицензии, программы сотрудничества, а также информацию по учебно-методическим материалам, программам повышения квалификации и переподготовки. Все эти предложения сформированы и уже опробованы в школах, колледжах, вузах при непосредственном участии отечественных ИТ-компаний. Этот ресурс поможет российскому образовательному сообществу сориентироваться в мире отечественных ИТ-продуктов и ускорит переход школ и вузов на российский импортонезависимый софт. Вот несколько конкретных рекомендаций (табл. 1):

Таблица 1

Российский импортонезависимый софт

Категория	Ссылки
Для видеоконференций и вебинаров	<a href="#">TrueConf</a> , <a href="#">VideoMost</a> , <a href="#">Mind</a> , <a href="#">Vinteo</a> , «Сферум», «Яндекс.Телемост»
Для хранения и обмена файлами	«Яндекс.Диск», «МойОфис Частное Облако», персональное облако (например, на основе <a href="#">Nextcloud</a> )
Для совместного создания и редактирования текстов, таблиц, презентаций	«МойОфис», «Р7-Офис», «Яндекс. Документы»
Для размещения и просмотра видео	<a href="#">RuTube</a> , «ВКонтакте», персональное облако (например, на основе <a href="#">Nextcloud</a> )
Платформы для цифрового обучения	Для школ и колледжей есть рекомендованный Министерством просвещения каталог цифрового образовательного контента. Решение для вузов – развернуть собственный сервер с системой цифрового обучения, например, на базе Moodle. Кто выбрал такой способ – сейчас в выигрыше: продолжает работать в штатном режиме
Специализированные решения (CAD-системы, дизайн и прочее)	АРПП «Отечественный софт» подготовила каталог «Российское ПО для импортозамещения», в котором можно подобрать российские аналоги зарубежному ПО в зависимости от потребности образовательного учреждения

Остро стоит вопрос нехватки российских аналогов образовательных веб-сервисов. Все популярные, удобные, интуитивно понятные, завоевавшие любовь преподавателей онлайн-сервисы в текущей ситуации не дают уверенности в том, что завтра не закроют доступ к своему функционалу. Очень жаль, ведь на этих ресурсах учителя и преподаватели уже много лет размещают интерактивные задания, образовательные квесты, интерактивные плакаты, быстренько в несколько кликов создают инфографику, кроссворды и другие нужные, полезные в работе материалы. Будем надеяться, что российские EdTech-компании смогут заполнить эту нишу в скором времени.

Отключение от глобальной Сети не будет препятствием для дистанционного обучения, поскольку внутророссийский сегмент будет работать. Весь необходимый набор российских решений для обеспечения дистанционного образования есть, и его можно эффективно использовать в школах, вузах и колледжах. Но зарубежные информационные ресурсы станут недоступны [3].

Учительское сообщество, конечно же, беспокоит то, что ожидает школы в свете последних событий. Очень хочется надеяться, что импортозамещение, которое происходит в экономике, коснётся и социальной сферы, а том числе и школы. Мы убедились, что слепое копирование западных идей, которые стали чуть ли не базовыми в нашем образовании (болонская система высшего образования, «ЕГЭизация» среднего общего образования) привели к значительной потере престижа отечественной школы, породило массу проблем не только в обучении, но и в воспитании детей. Беспокоят и вопросы цифровизации образования, где замечается явная пробуксовка.

Конечно же, впечатляют результаты в развитии школьной инфраструктуры.

Однако беспокоит старый подход Министерства просвещения к вопросам цифровизации образования. По-прежнему цифровизация продвигается по пути «наращивания мускулов». В этом нас убеждают данные Министерства по проекту Цифровая образовательная среда.

Помимо впечатляющих достижений в оборудовании и интернет-обеспечении нам необходимо обратить самое серьёзное внимание на цифровые образовательные ресурсы.

Дидактор уже писал о явной попытке навязать монополию министерства на цифровое обучение. Об этом ваш покорный слуга писал все 12 лет существования сайта. Что из себя представляют государственные дистанционные платформы мы уже знаем. Опубликованная ещё 31 октября статья в Дидакторе о онлайн платформе Цифровой образовательный контент продолжает дополняться возмущёнными комментариями педагогов, учеников и родителей.

Между тем, возникла и другая головная боль, к которой наша школа явно не готова. По данным всероссийского исследования, проведённого «Академией ИТ» российские школы до сих пор используют **88,8% импортного ПО.**

По тем же данным проникновение отечественного софта в российских школах не превышает 6%, при этом до 30% опрошенных педагогов ничего не знают о российском ПО. По мнению исследователей, проблемы импортозамещения ПО в школах связаны с отсутствием чётких ориентиров и планов перехода.

### Литература

1. *Лапшин Р.Л.* Импортозамещение ИТ в новых условиях /Р.Л. Лапшин. – Москва: Изд-во «Отечественный софт». – 2022. – С. 1–3.
2. *Челозерцева А.* Импортозамещение в России. Москва: Изд-во «Теория и практика». – 2021. – С. 1–3.
3. *Губина Т.Н.* Отечественное программное обеспечение: варианты есть. – Москва: Образовательное интервью. 23.03.2022 г.
4. *Фролова М.А.* Высокоточный расчёт: как в вузах проводят цифровое импорто-замещение, газета «Известия». – 2022. – С. 1.

## ГЕОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНЫХ ГОРИЗОНТОВ РОМАШКИНСКОГО И ДРУГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.Н.Плотникова<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан, г. Казань

<sup>2</sup>КНИТУ, Казань

Для многопластовых месторождений, находящихся на различных стадиях разработки, важное значение приобретает необходимость установления перетоков нефтей из одних горизонтов в другие, а также процесс перестроения залежей вследствие природных и техногенных причин. Для нефтяных месторождений одним из эффективных способов стратиграфической идентификации нефти (принадлежности её к тому или иному продуктивному горизонту) является геохимический метод, основанный на определении в нефтях порфириновых комплексов.

Природу этих металлоорганических соединений обычно связывают с источником нефтеобразования, хотя ряд исследователей считает, что в определённой мере концентрации этих металлов в нефти могут частично изменяться в процессе миграции нефти по осадочным породам, либо за счёт деятельности бактерий на ВНК залежей.

Наиболее надёжно идентифицированными ванадий- и никельсодержащими комплексами нефтей являются ванадил и никельпорфирины.

Порфирины представляют собой природные органические пигменты, которые играют важную роль в процессах жизнедеятельности растений и животных. К наиболее известным порфиринам относятся витамин В<sub>12</sub>, гемато-, дейтеро-, копро-, мезо-, прото-, уро-, цито-, хлорокруоропорфирины и др. Порфиринами являются такие важнейшие пигменты, как гемоглобин и хлорофилл [1].

В основе скелета молекулы порфирина лежит порфин, содержащий замкнутый цикл из четырех пиррольных колец, связанных метиновыми (СН) мостиками.

Исследование содержания порфириновых комплексов ванадия и никеля в нефтях может быть использовано как для получения общей информации об их концентрациях и учёте при подсчёте запасов, так и для разработки мероприятий по их извлечению на стадии нефтепереработки. Кроме этого, изучение металлопорфириновых комплексов и их распространения в нефтях различного возраста позволяет решать ряд фундаментальных научных задач, связанных с формированием месторождений нефти и её генезисом [1, 2].

Объектом исследования явились более 100 проб сырой нефти, отобранные на более чем 30-ти месторождениях и площадях из всех шести продуктивных нефтегазоносных комплексов, выделенных в разрезе осадочного чехла. Коллекция проб включала в себя нефти 14-ти продуктивных горизонтов, разрабатываемых в настоящее время на месторождениях Южно- и Северо-Татарского сводов и прилегающих к ним территорий.

Пробы нефти отбирались на промыслах нефтегазодобычи. Сырая нефть подвергалась обезвоживанию и обессоливанию, после чего из неё извлекались порфириновые комплексы ванадия и никеля.

В настоящее время не существует какой-либо единой методики выделения порфириновых комплексов из нефти. Как правило, объектом аналитических исследований становится выделенная из нефти фракция, наиболее обогащённая порфиринами. Наиболее часто для извлечения порфиринов из нефти используется последовательная экстракция полярными растворителями, которыми нефть обрабатывается в течение определённого времени. В данной работе, согласно методике ВНИГРИ [3] для извлечения порфиринов из нефти использовалась последовательная экстракция образца нефти этиловым спиртом и ацетоном. Спектрофотометрическая обработка бензольных растворов полученных экстрактов проводилась на японском спектрофотометре «Shimadzu».

Проведённые исследования показали следующее. Ванадий- и никельпорфириновые комплексы обнаружены почти во всех изученных нефтях, где их средние концентрации составили соответственно 3,7698 и 1,6731 мг на 100 г нефти. Минимальное содержание этих порфиринов, граничащее с точностью использованной методики (0,6 мг на 100 г нефти), выявлено в нефти пластов D<sub>III</sub> и D<sub>IV</sub>. Точность метода позволяет считать, что нефть из скв. № 20123

(пласт  $D_{III}$ ) не содержит ванадиевого и никелевого порфиринов, а в нефтях из скв. № 8665 (пласт  $D_{IV}$ ), 88 (пласт  $D_{III}$ ) и 14707 (пашинский горизонт) отсутствуют никельпорфириновые комплексы. Максимальным содержанием изученных металлокомплексов характеризуется нефть данково-лебедянского горизонта в скв. № 3799. Сравнение средних значений содержания металлопорфириновых комплексов V и Ni для отложений девона на территории Ромашкинского месторождения приведены на рис. 1.

Установлено, что количество ванадиевого и никелевого порфиринов закономерно увеличивается снизу – вверх по разрезу (рис. 2). В частности, в терригенном девоне наибольшее содержание этих металлокомплексов характерно для нефтей кыновского горизонта, а наименьшее – для ардатовского и воробьевского горизонтов. Вверх по разрезу в нефтях карбонатного девона и турнейского яруса количество порфириновых комплексов ванадия и никеля заметно возрастает, и его наибольшие значения характерны для нефтей бобриковского и тульского горизонтов. Средние концентрации ванадий-порфириновых комплексов в нефтях бобриковского горизонта – 4,7325, тульского – 4,6218, уфимского яруса – 4,3054 мг на 100 г нефти. Соответственно изменяется содержание никельпорфириновых комплексов, которого в нефтях бобриковского горизонта в среднем 2,1348, тульского – 2,0824, уфимского яруса – 1,3279 мг на 100 г нефти.

Проведённые исследования показали следующее: ванадил- и никельпорфириновые комплексы обнаружены почти во всех изученных нефтях. Минимальное содержание этих порфиринов, граничащее с точностью использованной методики (0,6 мг на 100 г нефти), выявлено в нефти ардатовского и воробьевского горизонтов среднего девона.

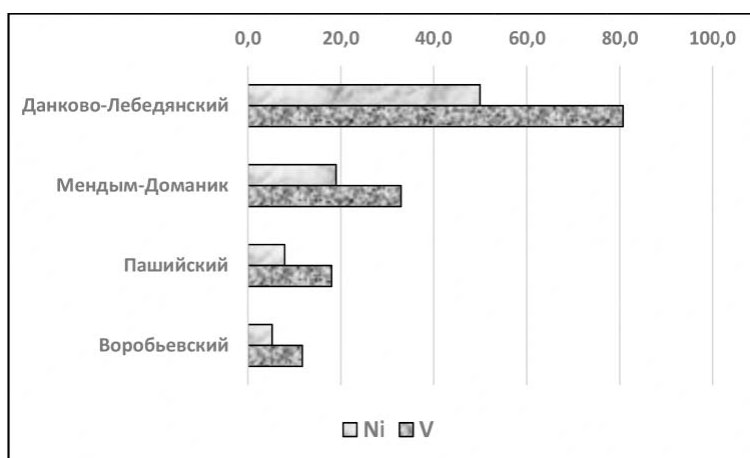


Рис. 1. Диаграмма содержания ванадил-(V) и никелевых (Ni) порфиринов в нефтях среднего и верхнего девона Ромашкинского месторождения (в мг/100 г нефти).

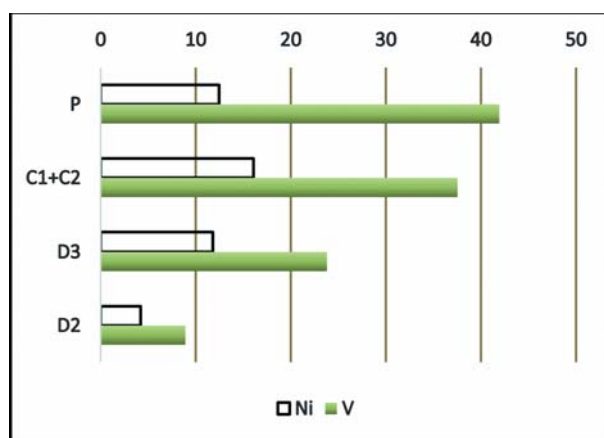


Рис. 2. Диаграмма содержания ванадил- (V) и никелевых (Ni) порфиринов в нефтях среднего (D2), верхнего (D3) девона, нижнего и среднего карбона (C1+C2) и перми (P) в мг/100 г нефти (по данным [4]).

Установлено, что содержание в нефти порфиринов ванадия и никеля закономерно увеличивается снизу – вверх по геологическому разрезу. Наименьшее содержание этих металлокомплексов характерно для нефти среднего девона – из ардатовского и воробьевского горизонтов. Вверх по разрезу в нефтях карбонатного девона и турне количество порфириновых комплексов ванадия и никеля заметно возрастает, и его наибольшие значения зафиксированы в высоковязких тяжёлых нефтях пермских отложений.

Мигрирующая нефть может обогащаться порфиринами в процессе движения по поровому пространству осадочных пород, содержащих рассеянное сингенетическое органическое вещество. Следовательно, содержание

порфиринов в нефти может отражать дальность горизонтальной миграции нефти от источника её поступления в конкретный геологический объект (пласт, горизонт, толщу). Увеличение содержания порфиринов вверх по разрезу осадочного чехла доказывает доминирующую роль вертикальной восходящей миграции при формировании промышленных скоплений нефти в продуктивных комплексах Татарстана.

Следовательно, изучение содержания порфириновых комплексов в нефтях позволяет не только уверенно дифференцировать нефти по их принадлежности к различным стратиграфическим горизонтам в случае их перетоков в скважинах или на участках с нарушенными непроницаемыми перемычками или маломощными покрышками, но и трассировать зоны тектонических нарушений и трещиноватости, с которыми также могут быть связаны участки переформирования залежей и возникновения локальных линз с невыработанными запасами. Метод выделения порфиринов из нефтей не отличается большой трудоёмкостью и позволяет оперативно получать информацию.

## Литература

1. Краюшкин В.А., Гусева Э.Е., Морозова Р.М. Геологический журнал. – 4. – С. 26–38. (2008).
2. Плотникова И.Н., Краюшкин В.А. Геохимические аспекты поиска нефти в фундаменте Татарии // Проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ в Татарской АССР. – Альметьевск: КИВЦ «Татнефти». – С. 55–57. (1989).
3. Современные методы исследования нефтей. Под ред. А.И.Богомолова и др. – Л.: Недра. – 1984. – 431 с.
4. Плотникова И.Н. Ванадий и никельсодержащие комплексы в нефтях Татарстана // Вестник- технологического университета. – 2022. – Том 25. – № 8. – С. 174–178.

## ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Р.Н. Бурханов<sup>1</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>, И.В. Валиуллин<sup>1</sup>, М.В. Швыденко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт,  
г. Альметьевск, burkhanov\_rn@mail.ru, <sup>2</sup>ПАО «Татнефть»

**Введение.** В условиях высокой разведанности Республики Татарстан поиск и разведка дополнительных скоплений нефти в слабоизученных карбонатных породах фаменского яруса, в том числе на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения, приобретает актуальность. Нефтеносность фаменского яруса, сложенного карбонатными породами елецко-задонского el-zd, данково-лебедянского dn-lb и заволжского zvl горизонтов, доказана, но мало изучена. Недостаточная изученность связано с тем, что эти отложения относятся к возвратным объектам, и не вызвали большого интереса при освоении и активной разработке ниже залегающих более продуктивных верхнедевонских пластов. Выявление новых нефтеперспективных участков и залежей в фаменских отложениях достигается при детальном анализе ранее проведённых исследований и условий нефтегазонакопления, переинтерпретации каротажных материалов на основе уточнённых критериев нефтеносности и геологического доизучения современными методами. Интерес к фаменским отложениям и перспективы вовлечения их в активную разработку стимулируются совершенствованием технологии горизонтального и многозабойного бурения, забуривания боковых стволов с применением технологий гидро-разрыва пластов ГРП, соляно-кислотной обработки СКО и других эффективных технологий, применяемых в карбонатных коллекторах.

**Геологическая характеристика фаменских отложений.** Объектом исследования являются фаменские отложения Абдрахмановской площади, распространённые повсеместно и залегающие с размывом на евано-ливенских ev-lv отложениях франского яруса (рис. 1). Фаменский ярус включает нижний, средний и верхний подъярусы [1]. Нижний подъярус представлен елецким и задонским горизонтами el-zd, сложенными мелко-зернистыми известняками и доломитами, включает прослои глинистых интервалов с линзами гипса и ангидрита, толщина изменяется в пределах 80–111 м. Установлена промышленная нефтеносность елецкого горизонта. Средний подъярус, включающий лебедянский и данковский горизонты dn-lb, сложен органогенными известняками, участками доломитизированными и кремневыми с прослоями мергелей, толщина изменяется

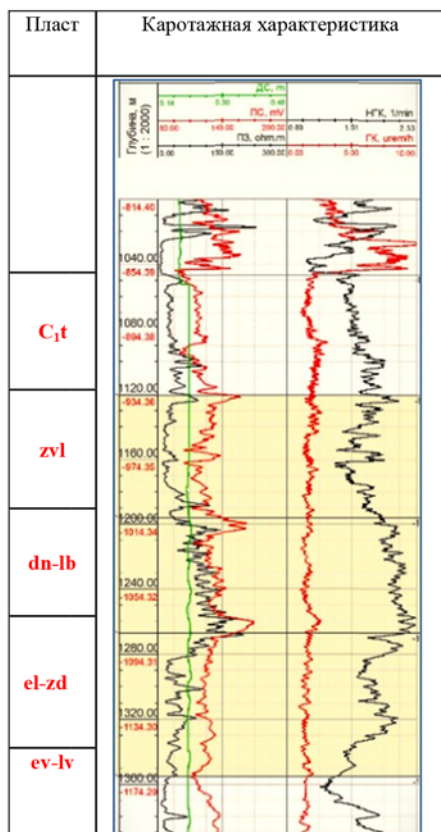


Рис. 1. Выделение горизонтов в фаменском ярусе.

от 50 до 101 м. Кровля и подошва подъяруса отличаются повышенными показаниями на диаграммах собственной поляризации (рис. 1). Промышленная нефтеносность установлена на залежах 578, 501 и 569 [2, 3]. Верхний подъярус включает заволжский горизонт zvl с доказанной нефтеносностью на залежах 767 и 769, сложен чередованием известняков разной плотности, с неравномерной доломитизацией, и коллекторами порово-кавернозно-трещинного типа [4]. Перекрывается известняками турнейского яруса нижнекаменноугольного отдела C<sub>1t</sub>.

**Методика исследования.** В работе проводился анализ геологической изученности фаменских отложений (на примере блока 1, включающего 375 пластопересечений), являющейся характеристикой полноты и степени надёжности знаний об их геологическом строении. Составлялась по видам (атрибутам) изученности и определяется масштабом карты, на которую наносится (чем крупнее масштаб такой карты, тем детальнее исследована территория, тем выше её геологическая изученность). К картам изученности подготовлен каталог изученности, который позволяет: производить поиск по основным атрибутам изученности; просматривать результаты поиска в табличной форме с настраиваемым количеством атрибутов; просматривать все атрибуты изученности в форме, максимально приближённой к первичной полученной форме. На основе отбивок кровли и подошвы горизонтов производилось построение и анализ структурных карт, карт истинной и накопленной толщины с целью анализа структурного каркаса и изучения структурного и литологического факторов нефтеносности.

**Анализ геологической изученности фаменских отложений.** В рамках работы геолого-геофизические сведения о фаменском ярусе, найденные в разных источниках, аккумулировались в виде единого каталога изученности. К таким источникам относятся паспорта скважин, las файлы, сканы и результаты интерпретации геофизических исследований РИГИС, акты испытания комплектом испытательных инструментов КИИ и отбора образцов пород сверлящими керноотборниками СКО, а также керны при первичном вскрытии, сведения по вторичному вскрытию и эксплуатации скважин. Дополнительными источниками являются первичные необработанные данные бурения и каротажа в открытом стволе, а также сведения, представленные в цифровой среде «Автоматизированное рабочее место инженерно-технологической службы» Армитс. Атрибутами изученности являются пластопересечения, керн, акты опробования, диаграммы и результаты интерпретации каротажа РИГИС, исследования в колонне, вторичное вскрытие (рис. 2). В каталог изученности сведены отбивки по горизонтам, заключения по насыщенности, РИГИС, исследования в колонне. Собранная информация применена для построения структурных карт, карт истинной и накопленной толщины, а также карт изученности, ставших основой для выявления нефтеперспективных зон. Изученность керном (отбор керна, исследования фильтрационно-ёмкостных свойств ФЕС образцов пород, макроописания) фаменского яруса составила 1,8%. Керн отбирался в 8 скважинах, в 4 скважинах производился отбор образцов пород сверлящими керноотборниками СКО. В 2 случаях установлены признаки нефтенасыщения пород при макроописании, в 1 случае при СКО, в 6 при исследовании ФЕС образцов. Опробование фаменского яруса осуществлялось комплектом испытательных инструментов КИИ-146 или КИИ-95 в 17 скважинах, в 4 из них в заволжских отложениях при опробовании была получена нефть. Изученность по опробованию составила 3,79%. Первичное вскрытие осуществлялось бескорпусными и корпусными аппаратами с применением зарядов глубокого проникновения, в 1 случае применён боковой ствол на разрабатываемой залежи 767. В 13 случаях получена нефть, изученность первичным вскрытием составила 3,30%.

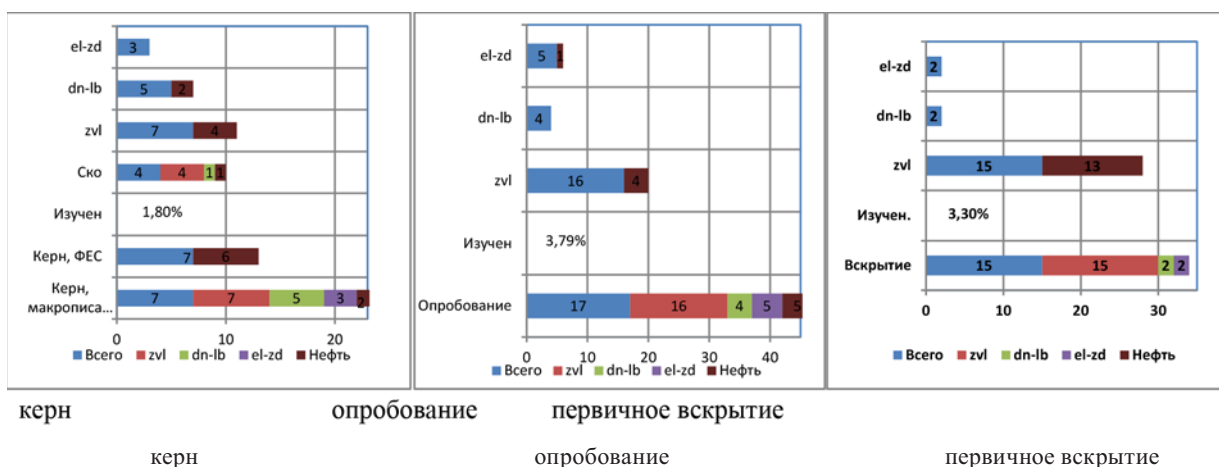


Рис. 2. Анализ изученности по керну, данным опробования и первичного вскрытия.

Наиболее распространённым атрибутом изученности фаменских отложений является каротаж в открытом стволе, менее распространённым исследования в колонне. Однако фаменские отложения детально геофизическими методами не изучались, основной их объём представлен стандартным и радиоактивным методами масштаба 1:500. В подавляющем числе скважин не проводилась интерпретация ГИС по причине недостаточности исследований по видам, масштабу, корректности или качеству. Если в небольшой части скважин исследования не проводились вообще, то в других не проводились исследования индукционным или боковым зондом для определения нефтенасыщения. В ряде скважин производилась интерпретация и переинтерпретация каротажа (заключение АГНИ),

приводится не значительное количество исследований в колонне импульсным генератором нейтронов в сочетании с СО каротаж или другими методами (рис. 3). Для фаменских отложений характерна не высокая изученность, что потребует в дальнейшем проведения дополнительной переинтерпретации диаграмм ГИС с уточнением граничных значений выделения коллекторов и нефтенасыщенности, дополнительных исследований в колонне, развития геологических моделей осадконакопления и накопления нефти, так как устаревшие представления и данные не помогут открытию новых скоплений нефти.

**Анализ структурного каркаса.** Отбивки кровли и подошвы горизонтов фаменского яруса и репера «аяксы» (разделяет терригенный и карбонатный девонский разрез) производились на диаграммах стандартного каротажа масштаба 1:500 (рис. 1), при наличии данных уточнялись по диаграммам масштаба 1:200. На рис. 4 приведены фрагменты построенных по залежи нефти 769 карт для заволжского горизонта – структурной карты по кровле, истинной и накопленной (в интервале аяксы-кровля заволжского горизонта) толщины. На кровле горизонта выделяется небольшое по размерам куполовидное поднятие, к которому приурочена залежь нефти 769. Поднятию соответствуют уменьшенная толщина заволжских отложений и увеличенная накопленная толщина, что указывает на то, что структура в фаменское время формировалась в конседиментационном режиме [5]. Это доказывается уменьшением толщины отложений на куполе в сочетании с увеличением толщины в депрессии.

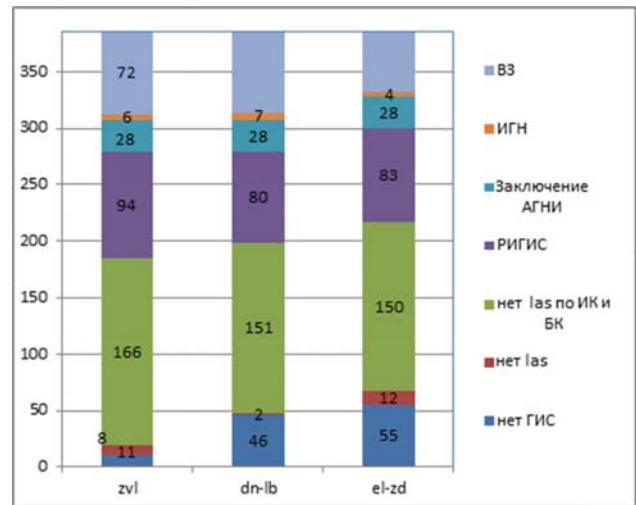


Рис. 3. Анализ изученности методами ГИС.

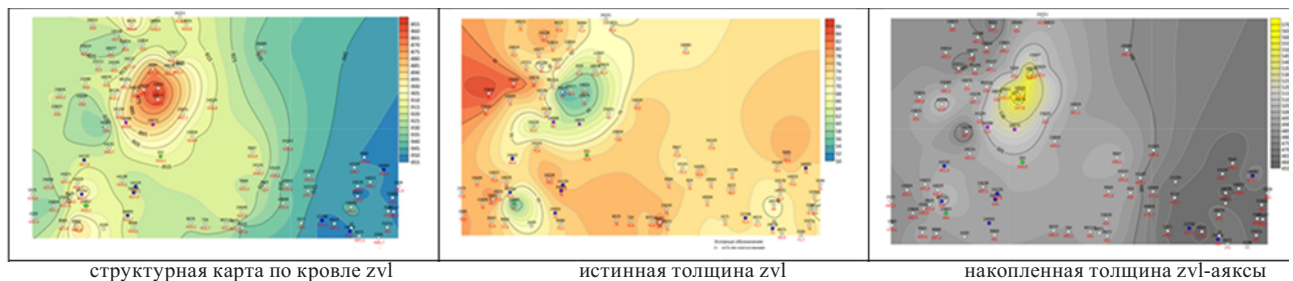


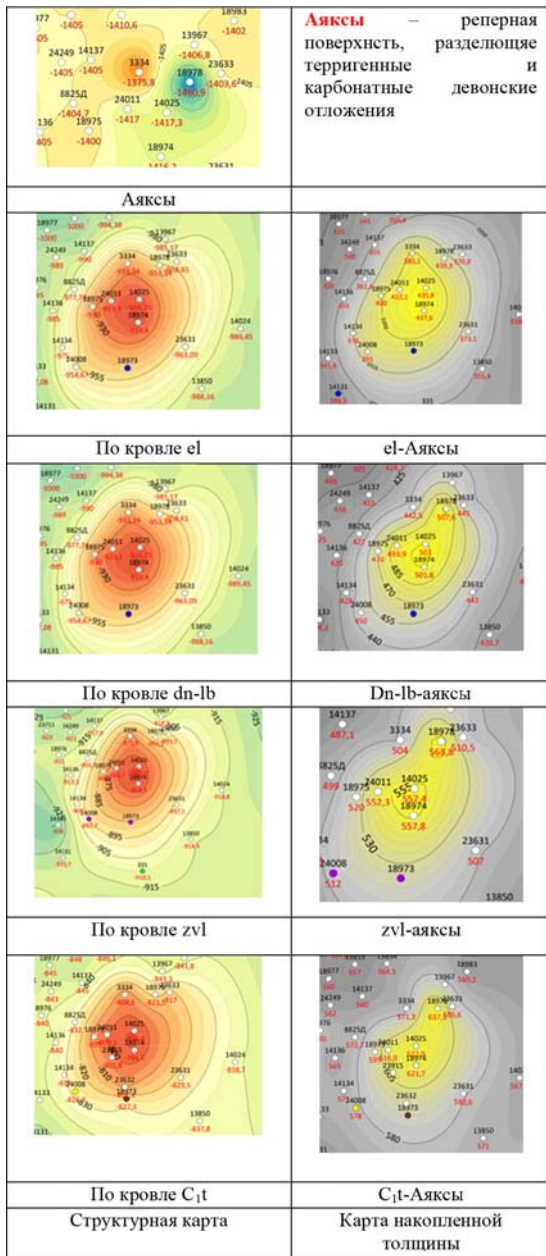
Рис. 4. Структурная карта и карты изопахит (залежь 769).

Структурный каркас фаменских отложений на залежи 767 представлен на рис.5, иллюстрируется фрагментами структурных карт снизу вверх – «аяксы», по кровле елецко-задонского, данково-лебединского и заволжского горизонтов, а также по кровле турнейского яруса. На поверхности «аяксы» выражен слабоволнообразный рельеф с мелкими малоамплитудными поднятиями, причём поднятию в фаменских отложениях на кровле аяксов соответствует понижение. По кровле елецкого горизонта хорошо выражено одиночное поднятие, которое наследуется в верх по разрезу на кровле данково-лебединского и заволжского горизонтов, а также турнейского яруса. Нефтеносность фаменского яруса связана с заволжским горизонтом, отмечаются заметное уменьшение амплитуды и размеров сводов поднятия снизу вверх, тем не менее, в турнейском ярусе устанавливается нефтеносность или признаки нефтеносности. Нефтеносность в данково-лебединском и елецко-задонском горизонтах может быть связана с менее выраженными по амплитуде поднятиями, в отличие от вышележащих заволжских и турнейских отложений, нефтеносность которых связана с хорошо выраженными в подземном рельефе локальными амплитудными поднятиями [5]. На поднятии наблюдается увеличение накопленной толщины отложений, менее выраженное вверх по разрезу. Рассмотренная структура возникла в дофаменское время как одиночное поднятие седиментационно-органического типа, является контролирующим нефтеносность заволжского горизонта фактором. Структура фаменского яруса наследуется в общих чертах современном рельефе, кроме куполовидных нефтеносных поднятий.

На карте изученности заволжских отложений на структурной основе кровли различными условными знаками в виде пиктограмм показаны основные атрибуты изученности – керн, КИИ, СО каротаж и другие исследования в колонне, первичное вскрытие и ГИС (рис. 6). Цветовая раскраска пиктограмм указывает по результат исследования – нефть, вода, остаточная нефть, возможно нефть, неясно. Наиболее изученные участки приурочены к локальному поднятию, его склонам и подножию. Перспективные участки выделены полупрозрачной голубой сеткой и приурочены к небольшим малоамплитудным поднятиям, пологим склонам и подножиям поднятий.

**Обсуждение результатов.** Заложение выявленных локальных структур происходило в дофаменское время, в фаменском веке структуры формировались в конседиментационном режиме. Формирование первичной пористости происходило в фаменское время, в том числе на крыльях и подножиях локальных структур под дей-





ствием склоновых гравитационных процессов, а формирование трещиноватости и кавернозности в послетурнейское время. Структурный (наличие куполовидных поднятий) и литологический (распространённость коллекторов) факторы являются главенствующими контролирующими нефтенакпление факторами. Наиболее изучены участки поднятий и примыкающие к ним территории. Устанавливается, что нефтеносность фаменских отложений связана со следующими закономерностями: 1. Приурочена к поднятиям или к одному из крыльев поднятий; 2. Может быть установлена на наименее выраженном крыле структуры; 3. Связана не только высокоамплитудными, но и малоамплитудными мелкими структурами в данково-лебедевских и елецких отложениях; 4. Связана с участками увеличенной накопленной толщины или уменьшенной истинной толщины; 5. Связана с локальными участками увеличенной истинной толщины на крыльях или подножиях локальных поднятий; 6. Геоморфологически приурочена к левому борту речной долины р. Степной Зай.

**Выводы и рекомендации.** Фаменские отложения Абдрахмановской площади отличаются сложной структурой порового пространства и нефтенасыщенности в сочетании с их низкой изученностью. Новые залежи в них не могут быть открыты на основе устаревших граничных критериев нефтеносности и коллекторских свойств, без разработки новых геологических гипотез осадкообразования и нефтенакпления. Анализ геологической изученности позволяет прогнозировать новые перспективные на нефть участки, которые рекомендуется подтвердить переинтерпретацией ГИС или проведением в колонне исследований методами ИГН в сочетании с СО-каротаж, а в случае подтверждения нефтеносности рекомендуется разработка мероприятий по их доизвлечению с применением существующей сетки скважин.

Рис. 5. Структурный каркас залежи.

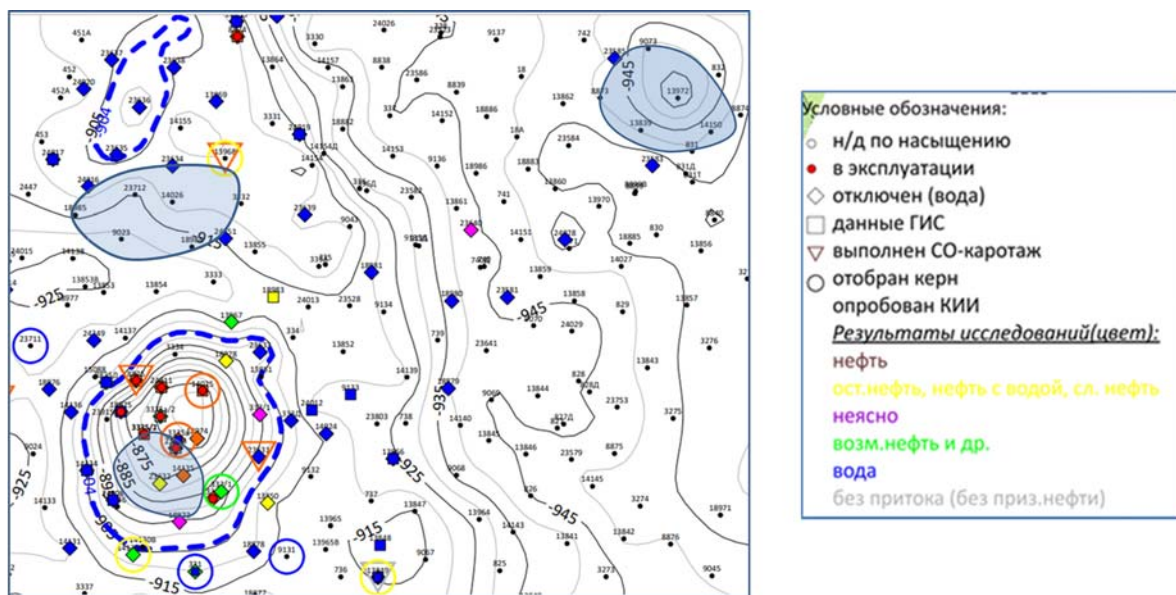


Рис. 6. Карта изученности заволжских отложений (фрагмент).

## Литература

1. Хисамов Р.С. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / А.А. Губайдуллин, В.Г. Базаревская, Е.А. Юдинцев//под редакцией доктора геолого-минералогических наук, профессора Р.С. Хисамова. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук РТ. – 2010. – 283 с.
2. Зарипова Л.Р. Технологическая схема разработки Данково-Лебедянских залежей Ромашкинского месторождения//Галеева Т.С., Исаева В.В., Филин Р.И. – Бугульма: ТатНИПИнефть. – 2008 г.
3. Базаревская В.Г. Методы повышения прироста запасов нефти на территории деятельности НГДУ «Иркен-нефть»// О.Г. Фахреева, И.Н. Файзуллин, В.Ф. Шарафутдинов и др.// Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 7. – С.44–46.
4. Шафикова С.Х. Технологическая схема разработки залежей № 767, 769 заволжского горизонта Ромашкинского месторождения//Хисамов Р.С. – Бугульма: ТатНИПИнефть. – 2006.
4. Милосердова Л.В. Структурная геология// Л.В. Милосердова, А.В. Мацера, Ю.В. Самсонов; под ред. В.П. Филиппова. – Москва: Нефть и газ. – 2004. – 536 с.
5. Лозин Е.В. Детализация геологии карбонатов фаменского яруса в платформенном Башкортостане в связи с доразведкой их нефтеносности// Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 3. – С. 11–13.

### ОБЪЯСНЕНИЕ ЯВЛЕНИЯ ВОСПОЛНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ НАУЧНЫХ ОТКРЫТИЙ РОССИЙСКИХ УЧЁНЫХ

А.А. Баренбаум

*Институт проблем нефти и газа РАН, г Москва, azary@mail.ru*

**Аннотация.** Явление восполнения разрабатываемых месторождений получает объяснение в биосферной концепции нефтегазообразования, которая впервые решает проблему происхождения нефти и газа как комплексную междисциплинарную биосферную проблему. Биосферный подход выявляет обязательное участие в процессах нефтегазообразования геохимического круговорота углерода и воды на нашей планете, а также трех ранее не учитывавшихся фундаментальных явлений природы, открытых российскими учеными: первое – геохимическое, второе – гидрогеологическое, а третье – астрофизическое. Показано, что без учета круговорота углерода и воды, а также этих явлений адекватно объяснить происхождение на Земле нефти и газа и восполнение их месторождений невозможно.

#### Введение

Происхождение нефти и газа – одна из наиболее значимых для человечества проблем геологии, которая на протяжении последних 150 лет осталась нерешенной в споре сторонников органической и минеральной гипотез образования углеводородов (УВ). До недавнего времени обе эти гипотезы играли в нефтегазовой геологии роль самостоятельных научных парадигм. По органической гипотезе УВ образуются в осадочном чехле земной коры в результате катагенеза отмершего органического вещества (ОВ). Тогда как по минеральной гипотезе УВ синтезируются из неорганического вещества в глубоких недрах Земли, откуда затем поступают к поверхности, где накапливаются в виде нефти и газа в ловушках осадочного чехла. Обе гипотезы, однако, имеют серьезные недостатки, которые не позволяют научному сообществу отдать предпочтение ни одной из них.

В настоящее время это многолетнее противоборство сторонников разных парадигм потеряло смысл. Причиной тому стало открытие в России 30 лет назад факта пополнения УВ в эксплуатируемых месторождениях. Этот феномен не предполагался обеими гипотезами, обнаружив при своем объяснении их полную беспомощность и несостоятельность.

Первыми правильно поняли природу этого феномена Б.А. Соколов и А.Н. Гусева [1], в 1993 г. заявив, что: «нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться, исходя из баланса объемов генерации УВ и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений».

В начале 2000-х годов автор разработал биосферную концепцию нефтегазообразования, которая подвела под вывод Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой необходимое теоретическое обоснование [2-5]. Построена теоретическая модель, которая впервые позволила адекватно решить проблему происхождения нефти и газа. В этом решении, ставшем по существу новой нефтегазовой парадигмой, нефть и газ рассматриваются как неуничтожимые полезные ископаемые нашей планеты, пополнение которых в месторождениях является современным феноменом, зависящим от деятельности людей.

Биосферная концепция связывает образование УВ с геохимическим круговоротом углерода и воды, согласно учению В.И. Вернадского о биосфере [6]. Поэтому проблема нефтегазообразования автором решается как комплексная междисциплинарная проблема, учитывающая процессы не только в недрах, но и в биосфере в целом. При этом решение проблемы нефтегазообразования должно обязательно принимать во внимание три фундаментальных явления природы, открытых российскими учеными в последние 40 лет. Первое явление – геохимическое, второе – гидрогеологическое, а третье – астрофизическое. Все три явления участвуют в образовании УВ совмест-

но, и без учета любого из них решить проблему происхождения на нашей планете нефти и газа, а также объяснить современное пополнение их месторождений не удастся.

Рассмотрим каждое из этих открытий отдельно. А также привлекая биосферную концепцию, обоснуем их единство в процессах нефтегазообразования.

### **Открытие 1: Геосинтез углеводов**

Данное геохимическое явление [7-14] является предметом Научного открытия № 326 [10], зарегистрированного Комитетом СССР по изобретениям и открытиям в 1982 г. Предмет открытия его авторами сформулирован так: «Экспериментально установлено неизвестное ранее явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры, заключающееся в повышении карбонизации и генерирования углеводов в результате механохимических реакций, возникающих под действием переменных механических напряжений».

Позже авторы открытия установили, что в механически активированных породах УВ образуются не только из органического (ОВ), но также из неорганического [11] и предельно окисленного углеродсодержащего вещества [12]. В этом механохимическом процессе донорами водорода в УВ является  $H_2O$  [7-9], а углерода – ОВ, водорастворённый  $CO_2$  и легкорастворимые карбонатные породы [13, 14].

Активацию пород могут создавать не только тектоно-сейсмические процессы, но и суточное приливное влияние Луны, а также процессы, вызванные деятельностью людей. Под действием этих механических процессов в минералах пород возникают внутрикристаллические дефекты, которые диффундируют к поверхности минеральных зерен, создавая энергонасыщенный слой свободных радикалов (разорванных химических связей). Наличие такого слоя [13], снижает энергию Гиббса химических реакций, протекающих на поверхности матрицы пород. В результате реакции, термодинамически возможные при температурах  $\geq 500^\circ C$ , происходят в геологических средах при «стандартных» условиях ( $T = 25^\circ C$  и  $P = 1$  атм), сопровождаясь к тому же большим тепловыделением.

Тем самым, еще 40 лет назад было доказано, что УВ не обязательно образуются в термобарических условиях астеносферы и мантии Земли, как считают сторонники глубинной минеральной гипотезы, а синтезируются при температурах  $< 150^\circ C$  в водонасыщенных породах осадочного чехла, механически активированных природными процессами.

Начиная с 2000-х годов, данное явление, получившее название – геосинтез [15], экспериментально изучалось в ИПНГ РАН. Эксперименты показали, что геосинтез относится к широкому классу поликонденсационных реакций синтеза УВ из оксидов углерода ( $CO$ ,  $CO_2$ ) и водорода ( $H_2$ ,  $H_2O$ ), что и синтез Фишера-Тропша (ФТ-синтез) по реакции ( $CO+H$ ), синтез Кельбеля-Энгельгардта ( $CO+H_2O$ ) и реакция ( $CO_2+H$ ). Однако отличается от трёх последних типов синтеза тем, что является реакцией эндотермической и происходит в активированных минеральных средах. Другое отличие этой реакции [16] состоит в том, что геосинтез УВ сопровождается разрушением в породах большой массы воды с образованием  $H_2$ , включая атомарный водород, являющийся очень сильным восстановителем.

### **Открытие 2: Климатический цикл круговорота углерода**

В гидрогеологии считается, что метеогенные воды проникают на глубину не более  $\sim 0,5$  км от поверхности. Ниже эти воды не опускаются, поскольку там находятся зоны «замедленного» и «весьма замедленного» водообмена с низкой подвижностью флюидов. Это мнение сложилось более полувека назад, и сегодня полностью несостоятельно.

Многочисленные факты свидетельствуют об очень интенсивной циркуляции вод на всех доступных изучению глубинах континентальной земной коры. Циркуляция носит как нисходящий, так и восходящий характер и обнаруживается не только в приповерхностной зоне, но и внизу осадочного чехла на границе с фундаментом, нередко залегающим на глубине десяти и более километров. При этом в континентальной земной коре почти все подземные воды являются метеогенными, хотя и в разной степени изменёнными.

Показано [17], что естественные водоёмы на континентах пополняются со скоростью  $(2,0 \pm 0,5) \times 10^{19}$  г/год за счёт двух циклов круговорота воды: наземного – климатического ( $\sim 90\%$ ), и подземного – геологического ( $\sim 10\%$ ). Первые воды – метеогенные, имеют местное происхождение, в виде дождя и снега они выпадают из атмосферы и затем, фильтруясь через земную поверхность, поступают в области питания водоёмов. Вторые – морские воды глубокого залегания, входящие в систему циркуляции подземных вод с участием Мирового океана. Оба типа вод различаются содержанием солей, а также изотопией водорода и кислорода, что позволяет их надежно идентифицировать [18].

Выпадая в виде осадков на поверхность, а затем инфильтруясь в осадочный чехол, метеогенные воды в ходе климатического круговорота ежегодно переносят из атмосферы  $\sim 10^{15}$  г водорастворённого  $CO_2$ , который в породах земной коры участвует в геосинтезе УВ.

Известно, что в нефтегазоносных осадочных бассейнах имеется чёткая гидродинамическая зональность давлений в подземной коровой гидросфере [19]. Если на глубинах до  $\sim 1-2$  км градиент давлений является гидростатическим и вызван тесной связью подземных вод с поверхностью, то на глубинах более  $\sim 5-6$  км породы сильно уплотнены, и градиент давлений становится литостатическим. Происхождение промежуточной зоны флюидных давлений в гидрогеологии и в литологии не имеет общепринятого объяснения.

Следуя биосферной концепции, этот интервал глубин в нефтегазоносных бассейнах является «главной зоной нефтегазообразования», в которой процессы геосинтеза происходят наиболее интенсивно. Расход воды в пределах этой зоны при геосинтезе столь велик, что она полностью распадается и перестает существовать физически. Образующиеся  $H_2$  и значительная часть  $CH_4$ , а также  $N_2$  из растворенного в воде воздуха дегазируют в атмосферу, тогда как более тяжелые УВ создают в породах – коллекторах собственные скопления.

Другое следствие геосинтеза состоит в том, что в результате распада воды и процесса дегазации в этой зоне возникает дефицит пластовых давлений – пьезоминимум, который играет роль насоса «засасывающего» метеогенные воды с поверхности, поддерживая их нисходящее конвективное течение [20].

### Открытие 3: Струйное истечение газа и пыли из центра Галактики

Данное астрофизическое явление было открыто в конце 1980-х годов [21]. В результате этого открытия установлено, что наша планета регулярно через каждые 20–30 млн. лет подвергается сравнительно коротким (~1–5 млн. лет) очень мощным бомбардировкам галактическими кометами, которые поставляют на Землю воду, углерод и другие химические элементы. Поэтому именно в эпохи бомбардировок на Земле отлагаются «нефтематеринских» породы с повышенным содержанием ОВ. Кометные бомбардировки являются главной причиной цикличности всех планетарных геологических процессов (биотических, климатических и тектонических), определяющих границы геохронологической шкалы фанерозоя, начиная с ранга систем и выше. Последняя такая бомбардировка произошла в интервале времени с 5 до 0,7 млн. лет назад на границе неогена и квартера.

### Биосферная концепция

Биосферная концепция реализует взгляды В.И. Вернадского на геохимический круговорот космического вещества на Земле с участием биосферы [6]. Схема такого круговорота для углерода применительно к образованию нефти и газа показана на рис. 1 [22].

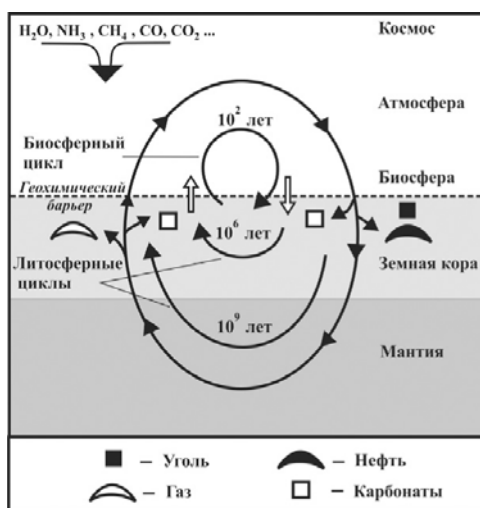


Рис. 1. Схема круговорота углерода в биосферной концепции. Стрелка слева сверху указывает на циклическое поступление на Землю кометного вещества. Овалы обозначают три основных цикла круговорота углерода через поверхность планеты, являющуюся геохимическим барьером. Над поверхностью углерод циркулирует в окисленном виде, а под ней частично восстанавливается до УВ. Двумя разно направленными вертикальными стрелками обозначен баланс углерода на восходящей и нисходящей ветви его круговорота через земную поверхность.

В этой схеме поступающий на Землю кометный углерод перераспределяется по трём циклам круговорота: биосферному и двум литосферным. Биосферный цикл со временем  $\sim 1 \sim 40$  лет связан с круговоротом углерода в биосфере, включая её подземную часть. Литосферный цикл с  $\sim 2 \sim 10^6$  лет обусловлен захоронением ОВ, а также карбонатных осадков. Литосферный цикл с  $\sim 3 \sim 10^9$  лет вызван погружением углеродсодержащих пород в мантию при субдукции литосферных плит. Все три цикла связаны между собой и происходят так, что над поверхностью, играющей роль геохимического барьера, углерод циркулирует в окисленном виде ( $CO_2$ ), а под поверхностью – углерод этих циклов, участвуя в геосинтезе, преобразуется в УВ, образующих в верхней зоне земной коры скопления нефти и газа.

До создания биосферной концепции участие в нефтегазообразовании биосферного цикла геологи не предполагали. Спор между сторонниками органической и минеральной гипотез шел по вопросу, какой из двух литосферных циклов образования УВ доминирует. Первые считали, что цикл  $\sim 10^6$  лет, а вторые – что цикл  $\sim 10^9$  лет. Биосферная концепция доказала, что пополнение УВ в месторождениях на континентах всецело объясняется 40 летним биосферным циклом с участием метеогенных вод климатического круговорота.

Построена теоретическая модель, обеспечивающая баланс круговорота углерода через земную поверхность на нисходящей и восходящей его ветви (рис. 1) с учётом нефтегазообразования в недрах и хозяйственной деятельности людей [21]:

$$\begin{aligned}\frac{dn_1}{dt} + \frac{n_1}{\tau_1} &= \alpha_{12}n_2 + \alpha_{13}n_3 + Q(t); \\ \frac{dn_2}{dt} + \frac{n_2}{\tau_2} &= \alpha_{21}n_1 + \alpha_{23}n_3; \\ \frac{dn_3}{dt} + \frac{n_3}{\tau_3} &= \alpha_{31}n_1 + \alpha_{32}n_2,\end{aligned}\tag{1}$$

где  $n_1, n_2, n_3$  и  $\tau_1, \tau_2, \tau_3$  – количество углерода и его время жизни в каждом из циклов;  $Q(t)$  – функция источника углерода;  $\alpha_{ij}$  – параметры обмена углеродом между циклами.

Данная модель установила, что углерод, кислород и вода образуют на Земле единую геохимическую систему круговорота, которая сегодня находится в состоянии устойчивого динамического равновесия. А также теоретически подтвердила утверждение В.И. Вернадского, что организующим началом биосферы, поддерживающим её устойчивое функционирование, является участие в геохимическом круговороте живого вещества биосферы.

Модель также показала, что добывая нефть, газ и уголь и сжигая их на поверхности, люди, как неотъемлемая составная часть биосферы, в настоящее время нарушают равновесие между циклами, сложившееся на Земле за тысячи – миллионы лет. В результате углерод из циклов  $\sim 10^6$  и  $\sim 10^9$  лет поступает в 40-летний цикл. Здесь этот «добавочный» углерод сначала попадает в атмосферу, а затем и в другие резервуары биосферного цикла, к которым относятся и освобождающиеся ловушки месторождений.

Непродуманная логистика и добыча УВ методами гидроразрыва пласта не позволяют месторождениям пополняться в полной мере. Биосферы, исправляя нарушенное региональное и планетарное равновесие, утилизирует добавочный  $\text{CO}_2$ , главным образом в виде аквамаринных метаногидратов на шельфе Мирового океана, куда сегодня смещаются основные скопления УВ на нашей планете. Вместе с тем практика эксплуатации месторождений с использованием технологий, не приводящих к ликвидации ловушек УВ и не нарушающих циркуляцию подземных вод, показывает, что на поздних стадиях разработки такие месторождения начинают работать как восполняемые источники УВ.

#### **Заключение**

- Образование нефти и газа является современным биосферным процессом.
- Адекватно решить проблему нефтегазообразования без учёта круговорота углерода и воды на Земле, а также трёх фундаментальных явлений природы, открытых российскими учёными на протяжении последних 40 лет, не удаётся.

#### **Литература**

1. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. – № 3. – С. 48–56.
2. <https://regnum.ru/news/innovatio/2377467.html?t=1518255176>
3. <https://regnum.ru/news/innovatio/2436274.html?t=1529835905>
4. <https://regnum.ru/news/innovatio/2436385.html?t=1529835995>
5. <https://regnum.ru/news/innovatio/2896742.html>
6. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и ее окружение. – М.: Наука. – 2001. – 376 с.
7. Молчанов В.И. Опыты по синтезу углеводов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // Доклады АН. – 1967. – Т. 174. – № 5. – С.1185–1187.
8. Молчанов В.И., Павлов А.Л., Гонцов А.А. Экспериментальные исследования образования углеводов из твердого органического вещества // Доклады АН. – 1969. – Т. 189. – № 2. – С.397–399.
9. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. Новосибирск: ОИГГМ, 1992. – 246 с.
10. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры. Научное открытие № 326 от 21.04.1982.
11. Черский Н.В., Царев В.П. Механизмы синтеза углеводов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры // Доклады АН. – 1984. – Т. 279. – № 3. – С. 730–735.
12. Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П. Явление генерации углеводов из предельно окисленных соединений углерода и воды // Доклады АН. – 1986. – Т. 288. – № 1. – С. 201–204.
13. Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводов. – Новосибирск: Наука. 1985. – 224 с.
14. Царев В.П. Особенности нефтегазообразования в зонах тектоно-сейсмической активации. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд., 1988. – 186 с.
15. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А., Климов Д.С., Лысенко А.Д., Серебряков В.А. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. // Тр. VIII Международного технологического симпозиума: Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт). – М.: Институт нефтегазового бизнеса. – 2013. – С. 43–46.

16. Климов Д.С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO<sub>2</sub> в фильтрационных и обменных процессах: автореф. дис. канд. тех. наук. – М.: ИПНГ РАН. – 2015.
17. Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа // Доклады АН. – 2004. – Т. 399. – № 6. – С. 802–805.
18. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. – М.: Научный мир. – 2009. – 632 с.
19. Уолтер Дж., Вуд Б. (ред.) Взаимодействие флюид-порода при метаморфизме. – М.: Мир. – 1989. – 248 с.
20. Баренбаум А.А. К вопросу нисходящей фильтрации воды в нефтегазоносных осадочных бассейнах // Электронный научный журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». – Вып.(2) 12. – 30.12.2015.
21. Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. – М.: ЛИБРОКОМ. – 2010. – 544 с.
22. Баренбаум А.А. О поступлении космического углерода и его круговороте на Земле // Экосистемные перестройки и эволюция биосферы. – М.: ПИН РАН. – 1998. – Вып. 3. – С. 15–29.

## **ФЕНОМЕН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ И ЕГО ОБЪЯСНЕНИЕ С ПОЗИЦИИ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

**В.М. Харченко, А.Е. Неркаряян, А.А. Стасенко**

*Северо-Кавказский Федеральный университет, г. Ставрополь,  
[alina-domareva@rambler.ru](mailto:alina-domareva@rambler.ru)*

В работе изложены теоретические основы, методология и результаты научных исследований по выявлению причин восполняемых запасов уникального Ромашкинского месторождения в пределах известной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Отмечено большое потенциальное значение выявления геодинамического процесса по восполнению залежей нефти и газа.

В настоящее время, научное обоснование известного противоречия между подсчитанными запасами, основанными на нефтегенерирующем потенциале девонских отложений (доманитов осадочной толщи Татарстана порядка 700 млн.т.), согласно известной органической теории происхождения УВ и фактическим объёмом добытой нефти (более трех млрд. т) имеет весьма важное как научное, так и практическое значение. Данное противоречие возможно объяснить с позиций новейшей геодинамики земной коры и мантии, что вполне реально связано с подъёмом глубинных флюидов, в том числе углеводородов по определённым каналам или субвертикальным зонам деструкции, которые выделяются как геофизическими методами, так и в результате дешифрирования космических снимков различных масштабов (выделения структур центрального типа и линиментов с последующей их интерпретацией).

В работе использованы известные, малоизвестные и совершенно новые теоретические представления, и методология при решении основного вопроса: «Каковы причины восполнения запасов УВ на конкретной Ромашкинской площади?».

Среди известных теоретических представлений использовалась флюидодинамическая теория Б.А. Соколова «Теория полигенетического образования УВ», Гаврилова «Признание положений, как органического, так и неорганического происхождения УВ», малоизвестная теория «геосолитонов» Р.М. Бембеля и практически новый метод ротационной концепции тектогенеза (плюмтектоники) и природы структур центрального типа (СЦТ) [1, 2].

Методология также основана на известных методах групповой геологической съёмки, системно-аэрокосмических методах в комплексе с геофизическими методами и практически неизвестных методах геодинамического анализа, рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования, структурно-метрического метода и метода интерпретации структур центрального типа (СЦТ) и линеементов с выделением геодинамических центров, зон сжатия и растяжения (разряжения), зон интерференции и субвертикальных зон деструкции (СЗД).

Исходными материалами для проведения научных исследований в первую очередь являются космические снимки различных масштабов, физико-географические карты, топографические карты, структурные карты и карты сейсмической активности, а также желательны, карты дебитов эксплуатационных скважин или накопленной добычи нефти и газа.

До настоящего времени, проводились многочисленные научные исследования на основании статистической обработки дебитов эксплуатационных скважин, интерпретации сейсмических данных и т.д., которые позволили сделать вывод о наличии обмерной площади нефтесборов и наличии каналов глубинного подтока в благоприятных неотектонических условиях. Эти выводы исследователями ранее были сделаны на основе известной неорганично-миграционной теории происхождения УВ в пределах глубокопогруженных осадочных бассейнах в пределах земной коры [4, 5].

Поддерживая идею о решающем значении неотектоники, а вернее и геодинамики в образовании каналов миграции флюидов, в своих исследованиях авторы работы показывают источники подтока УВ, как в земной коре, так и в различных по глубине горизонтах мантии, которые выявляются при использовании практически неизвестного структурно-метрического метода [3].

Геодинамический анализ исследуемой территории Ромашкинского месторождения проводится от частно-

го к общему, то есть сначала дешифрируются космические снимки крупного масштаба в пределах контура месторождения, далее рассматриваются и дешифрируются космические снимки прилегающих территорий среднего масштаба (собственно Волго-Уральская область), на третьем этапе рассматриваются региональные космические снимки территории Русской платформы, и наконец, космические снимки глобального плана, охватывающие всю территорию Евро-Азиатского континента. Проводится их последующее дешифрирование: выявление структур центрального типа и линеаментов с последующей их интерпретацией.

Таким образом проводится рудонефтегазогеологическое и сейсмическое районирование в локальном, региональном и глобальном планах, с последующим рассмотрением приуроченности исследуемого объекта (в данном случае уникального месторождения) в целях не только объяснения его феномена, но и выявления подобных феноменов на других территориях.

В результате геодинамического анализа составляется таблица, где указывается объект исследования и приуроченность его к элементам различного ранга, от глобального до локальных планов с характеристикой глубинных срезов согласно масштабов исследования (в осадочном чехле, фундаменте, верхней – средней и даже нижней мантии или даже граница ядра и мантии).

В пределах контура Ромашкинского месторождения, который подтверждается наличием сетки скважин, которые чётко выделяются на земной поверхности в виде светлых (белых) точек (собственно скважины) и тонких светлых линий (подъездных путей), по своеобразному рисунку фотоизображения и дуговому контуру в южной части территории довольно чётко выделяется (вполне достоверно) структура центрального типа, радиусом около 70 км. Центры СЦТ практически совпадают с центральной частью месторождения, которая в плане имеет также изометричное очертание.

В результате интерпретации выявленной СЦТ выделяются, в первую очередь, геодинамические центры (эпицентр очага природного гидроразрыва пласта), гипоцентр на глубине примерно 70 км ( $R=H\pm A$ , где  $R$  – радиус структуры,  $H$  – глубина до геодинамического центра,  $A$  – поправка на рельеф), согласно известному закону скалывающихся напряжений. Далее выделяются субмеридиональные зоны растяжения и субвертикальные зоны сжатия (согласно известной в сейсмологии модели очага землетрясения). Следует особо отметить, что нами принята модель очага землетрясения согласно известному методу гидроразрыва пласта (ГРП), который широко практикуется при добыче УВ в трудноизвлекаемых коллекторах, за исключением того, что в нашем случае «работают» природные флюиды снизу – вверх с позиции плюмтектоники.

Следующим этапом является выявление сопряжённых соседних СЦТ такого же радиуса с последующей их интерпретацией. В результате своеобразного наложения сопряжённых структур центрального типа выделяются зоны интерференции или наложения, участки сжатия и растяжения, где происходит миграция или переток флюидов из зон сжатия в зоны растяжения. Особое значение имеют так называемые зоны интерференции, где на зоны растяжения накладываются зоны сжатия. В этих местах, как правило, находятся пласты с АВПД (аномально-высоким пластовым давлением), совмещённым с максимально возможными, на данной территории, дебитами нефти.

Не менее важным является выявление субвертикальных зон деструкций (СЗД), пересечение линеаментов и линеаментов с контурами СЦТ. Они трактуются также как возможные каналы подтоков флюидов, по Р.М. Бембелю, как «геосолитоны». Таким образом только по одному «срезу», т.е. выявление геодинамических условий на локальном уровне можно сделать выводы о вполне вероятной возможности восполнения запасов Ромашкинского месторождения.

При анализе геодинамических условий в региональном и даже глобальном плане отмечается приуроченность Ромашкинского месторождения к суперрезонансным зонам северо-западного простирания.

Достаточно сказать, что Московский суперплюм играет особую роль основного «корня» нефтеобразования не только для Волго-Уральской НГП, но и практически для всей Русской платформы, особенно для известных Московской и Мезинской синеклиз, нефтегазоносность которых практически недоразведаны.

## Литература

1. Бембель Р.М., Бембель С.Р., Мегеря В.М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 224 с.
2. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. – М.: ГЕОС, 1999. – 76 с.
3. Харченко В.М., Фирсова Д.Л., Стасенко А.А., Михайличенко Р.В., Аль Хасрачи Али Джаббар, Евсюкова А.Н. Новый метод рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов III Международной научно-практической конференции / ФГАОУ ВО «Северо Кавказский федеральный университет». – Ставрополь: Изд-во СКФУ. – 2022. – 662 с.
4. Мингазов М.Н., Стриженов А.А., Мингазов Б.М. Неотектонические аспекты глубинной дегазации геоструктур Татарстана. Научно-технический журнал. – 5 (47). – 2012. – «Георесурсы».
5. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов А.М., Слесарева В.В. Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи Ромашкинского месторождения (на примере Миннибаевской площади). Научно-технический журнал. – 5 (47). – 2012. – «Георесурсы».

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ

Хазипов Ф.Р.<sup>1</sup>, Хазипов Ш.К.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», ДРМ, ООД г. Альметьевск [hazipovfr@tatneft.ru](mailto:hazipovfr@tatneft.ru)

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть», СП «Татнефть-Добыча», ДРМ, УРМ, ОРМ «Север», г. Альметьевск [hazipovshk@tatneft.ru](mailto:hazipovshk@tatneft.ru)

Эффективность разработки нефтяной залежи во многом зависит от эффективности организации системы поддержания пластового давления путём закачки технологической жидкости. Технологическая жидкость делится на сточную (данную жидкость получают после отделения воды от нефти на товарном парке), пресную (вода полученная от УПТЖ) и пластовую (добытую жидкость с водозаборных скважин). С целью поддержания пластового давления осуществляют закачку рабочего агента в нагнетательные скважины через водоводы с помощью кустовых насосных станций (КНС), либо с помощью водозаборов.

Система поддержания пластового давления (ППД) в компании «Татнефть» была сформирована в конце 1950-х – начале 1960-х годов. На тот момент с её помощью решалась задача утилизации пластовой воды. Со временем была создана централизованная система ППД, включавшая крупные кустовые насосные станции (КНС) с большим количеством обслуживаемых нагнетательных скважин. Позднее, в связи со снижением объёмов добычи и закачки, был осуществлён переход на так называемые малорасходные насосы. Данный переход обусловлен отказом от выработанных запасов с большой проницаемостью коллектора и продуктивностью, с переходом на низкопродуктивные коллектора с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС). Вместо ЦНС-180 стали внедряться насосы типа ЦНС-80, ЦНС-45 и ЦНС-63, а также индивидуальные низкопроизводительные насосные установки [1].

На сегодняшний день стоит острая задача в обеспечении эффективной адресной закачке жидкости в низкопродуктивные коллектора, в которых сосредоточены основные извлекаемые запасы нефти. Для коллекторов данного типа особенно важно обеспечить высокое стабильное давление закачки. Экспериментально было доказано, что кратковременное снижение давления закачки приводит к межпластовым перетокам жидкости, которое значительно снижает эффективности закачки в низкопродуктивные коллекторы. При этом полностью исключить смену режима закачки невозможно, поскольку они возникают по объективным причинам:

- Увеличение доли обводнённости в скважинной продукции и, как следствие, увеличение объёма закачиваемой воды;
  - Необходимость внести изменение в процесс подготовки нефти на товарном парке (опорожнение резервуаров, смена режима подготовки и т.д.);
  - Авария на насосном агрегате установленного на КНС в случае одновременной работы нескольких КНС с одного товарного парка. Необходимость откачки жидкости с товарного парка сохраняется и происходит перераспределение объёма закачки на соседние КНС;
  - Авария на подводящем водоводе до КНС в случае одновременной работы нескольких КНС с одного товарного парка, необходимость откачки жидкости с товарного парка сохраняется и происходит перераспределение объёма закачки;
  - Запуск добывающих скважин после ГТМ.
  - Увеличение объёма закачки в скважины согласно требуемому режиму разработки, либо по причине аварийных ситуаций (износ штуцера, разгерметизация устьевого оборудования и т.д.
- Рассмотрим случаи, когда происходит снижение закачки по КНС:
- Необходимость внести изменение в процесс подготовки нефти на товарном парке;
  - Авария на насосном агрегате установленного на КНС (переход на резервный насосный агрегат);
  - Авария на разводящем водоводе на КНС (с объёмом закачки больше 300 м<sup>3</sup>/сут);
  - Остановка скважин на исследование;
  - Разгерметизация обвязки скважины;
  - Остановка скважин из-за влияния на соседние скважины ожидающих проведения геолого-технических мероприятий;
  - Засорение штуцерных устройств на нагнетательных скважинах;
  - Кальмотация призабойной зоны пласта.

Таким образом, с течением времени на кустовых насосных станциях постоянно происходит изменение объёма закачки как в сторону увеличения, так и в сторону снижения, изменяется плановый объём жидкости (закрыли скважину на исследование, лопнула обвязка, пропуск жидкости, разгерметизация водовода) при этом возникают трудности с закачкой рабочего агента, его становится или слишком много, или слишком мало, что негативно сказывается на давлении закачки – оно либо слишком большое, либо слишком маленькое. И то и другое приводит к нестабильной работе (изменению объёмов закачки) нагнетательных скважин, что особенно негативно сказывается на нагнетательных скважинах с низкими ФЕС. Все это приводит к снижению эффективности системы ППД, росту потребления электроэнергии, а также отрицательно сказывается на нефтеотдаче залежи (рис. 1).



### Изменение давления на КНС

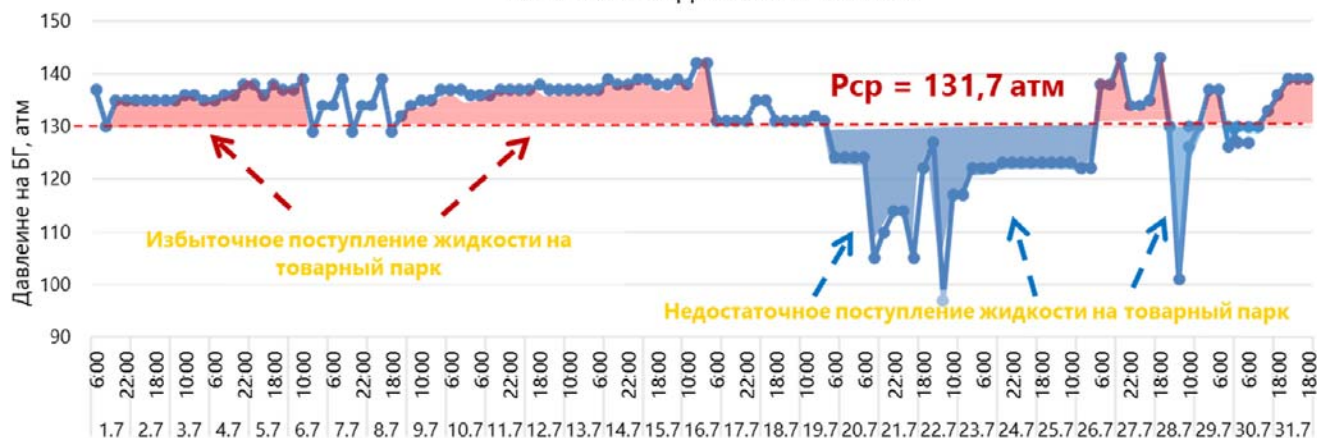


Рис. 1. Динамика изменения давления закачки на КНС.

Постоянное изменение объёма закачки также негативно влияет на качество замеров приемистости нагнетательных скважин, поскольку практика исследования нагнетательных скважин показывает, что повышение общей репрессии и абсолютной величины давления нагнетания  $P_{заб}$  приводит к существенному возрастанию средних коэффициентов приемистости – т.е. нарушению закона Дарси. Аналогично изменялись коэффициенты приемистости по всем исследованным внутриконтурным и законтурным нагнетательным скважинам. Причём, чем выше проницаемость пласта, тем при меньших абсолютных значениях давления нагнетания интенсивно возрастают коэффициенты приемистости [2] (рис. 2). Представленное изменение коэффициента продуктивности связано с возникновением новых трещин и увлечением существующих. Таким образом, чрезмерное увеличение давления закачки также негативно сказывается на эффективности системы ППД. А постоянное изменение давления закачки снижает достоверность распределения объёмов закачки по пластам и скважинам при охвате замерами приемистости.

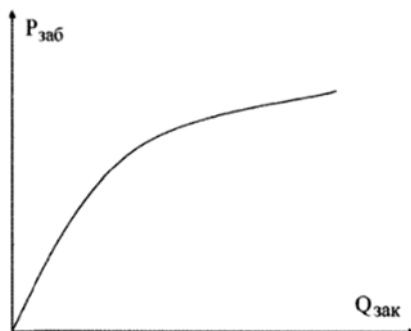


Рис. 2. Индикаторная линия нагнетательной скважины.

Для нивелирования негативных процессов, связанных с изменением объёма закачки по КНС и повышения стабильности работы нагнетательных скважин, предлагается использовать регулятор давления и регулировать работу скважин в зависимости от условий разработки. Разработана схема закачки, в которой одну или несколько высокоприемистых скважин, с незначительным влиянием на разработку залежи, используют в качестве регулирующих для стабилизации давления закачки по остальным скважинам КНС. Наличие в системе кустовой насосной станции регулировочных высокоприемистых скважин с электроприводными задвижками и станциями управления с датчиком давления позволило обеспечить равномерное нагнетание рабочего агента посредством поддержания необходимого давления закачки по всем нагнетательным скважинам кустовой насосной станции (рис. 3).

Также, помимо удержания давления закачки, было опробовано использование регулятора давления индивидуально на нагнетательной скважине для обеспечения необходимого расхода жидкости путём регулирования давления закачки (степени открытия регулирующего устройства). На рассматриваемой скважине была задача обеспечить объём закачки равным  $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$  (рис. 4). Как видно из рис. 4, требование при сопутствующих проблемах с КНС таких как остановка насосного агрегата в связи с перегревом подшипника, выполнение планов – предупредительного ремонта насосного агрегата было выполнено. В процессе эксплуатации регулятора давления можно отметить, что естественный износ запорной арматуры, что в свою очередь не влияет на обеспечение необходимого параметра так, как данная задвижка начинает увеличивать процент закрытия задвижки. Для увеличения ресурсной базы предлагается рассмотреть использовать в запорной арматуре материалы с повышенной износостойкостью.

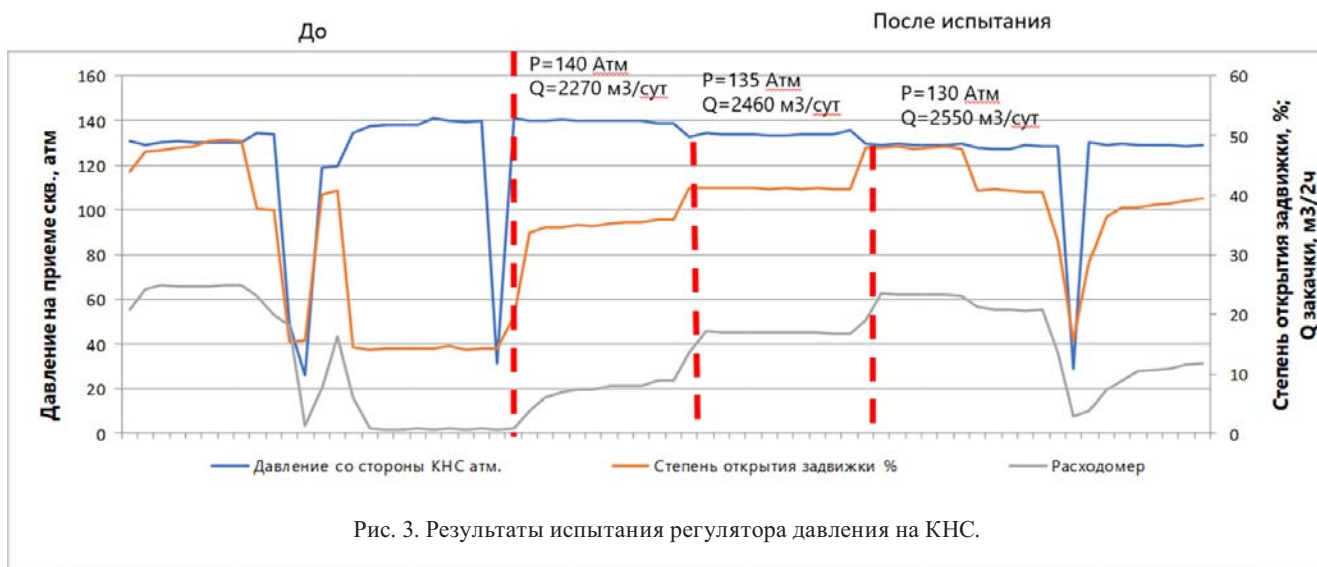


Рис. 3. Результаты испытания регулятора давления на КНС.



Рис. 4. Результаты испытания регулятора давления на нагнетательной скважине.

В конечном итоге решение было опробовано на нескольких КНС нефтегазодобывающего управления «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть». Подтверждена технологическая эффективность регулирования, получена дополнительная добыча нефти в примере одного из КНС равная 4,5 тыс. тонн в год.

### Литература

1. Р.Б. Фаттахов, В.Ф. Степанов. Комбинированные системы поддержания пластового давления. Инженерная практика: выпуск № 05/2015 Российский нефтегазовый журнал о технологиях и оборудовании. – Издательство ООО «Би Джи Промоушн».
2. Ю.В. Зейгман. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2006. – 42 с.

## МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ГРП. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОПАНТА NRT НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Д.М. Пелевин, Р.А. Мурзахметов, А.В. Ковалевский

ООО «РусГазБурение», г. Москва

В настоящий момент месторождения нефти и газа, расположенные в Восточной Сибири, являются наиболее перспективными для добычи углеводородов. Одним из крупных и значимых объектов является Группа газовых и газоконденсатных месторождений, которая находится в начальной стадии разработки.

Группа месторождений включает в себя 1-й, 2-й и 3-й участок. Основным объектом разработки является Р горизонт, пласты II и I. Мощность пластов составляет 38–54 и 14–33 м соответственно. Фильтрационно-ёмкостные свойства пластов неоднородны, как по разрезу, так и по распространению, пласты II и I относятся к трудноизвлекаемым запасам, соответственно наиболее оптимальным методом (или системой) разработки является добыча УВ с горизонтальных скважин с системой заканчивания горизонтальной части компоновкой МСГРП.

Гидравлический разрыв пласта на группе месторождений является основным методом стимуляции пластов II и I, данный метод позволяет увеличить дебит скважины, увеличить газоотдачу пласта, область дренирования скважины и тем самым увеличит КИГ. Знания и информация о параметрах трещины является важным фактором при планировании и проведении ГРП и МГРП в пластах, относящихся к трудноизвлекаемым запасам.

Исследование развития высоты трещины ГРП особенно актуально в тех условиях, где есть опасность прорыва трещины в водоносный пласт или прорыва ниже ГВК. Существует несколько методов для определения параметров трещины, в частности высоты: термометрия, микросейсмические исследования, кросс-дипольный акустический каротаж.

Основные недостатки каждого из методов:

- неточность в определении параметров (высоты) – термометрия;
- микросейсмические исследования требуют дополнительного оборудования, наблюдательной скважины для регистрации сигналов от развития и роста трещины во время операции ГРП;
- радиоактивные методы опасны для человека и окружающей среды, требуют специальных условий при транспортировке и хранении пропанта с радиоактивными маркерами.

Применение маркированного NRT пропанта лишено вышеуказанных недостатков. Определение высоты трещины с помощью маркированного NRT пропанта является наиболее информативным с точки зрения определения параметров закрепленной трещины, т.к. показывает высоту закрепленной трещины, через которую будет происходить поток углеводорода из пласта. Пропант NRT содержит в себе нерадиоактивный маркерный материал в достаточном количестве для его обнаружения методом ГИС, с другой стороны содержание маркерного материала не влияет на характеристику пропанта. Для определения маркерного NRT пропанта применяют стандартный нейтронно-гамма-каротаж или компенсационный нейтронный каротаж.

Нерадиоактивные маркеры в пропанте позволяют сразу после операции ГРП проводить исследования, оценить высоту трещины. Также NRT пропант безопасен для окружающей среды и человека, упрощает хранение и утилизацию пропанта.

Интерпретация каротажа с NRT пропантом как правило не вызывает затруднения. После сопоставления записей каротажа до и после обработки, те области, которые показывают уменьшенный параметр сигмы содержат пропант NRT.

Для проведения исследований с помощью NRT пропанта специалистами заказчика и ООО «Русгазбурение» была выбрана вертикальная разведочная скважина № на 10м участке группы месторождений, вскрывающая оба продуктивных пласта I и II (рис 1). Мощность пластов на данной скважине: II – 9 м, I – 26,5 м. Интервалы перфорации MD 2919–2934; 2934–2949; 2949–2958.5 м. Текущий забой 2965,5 м.

Операция ГРП была проведена в период с 15.04.2023 по 17.04.2023. Жидкость разрыва – шитая гуаровая система на водной основе. Перед основным ГРП было проведено замещение, мини ГРП (рис. 2).

После анализа результатов мини ГРП, было принято решение увеличить скорость закачки с 3,3 м<sup>3</sup>/мин до 3,6 м<sup>3</sup>/мин. На этапе основного ГРП объём буфера составил 90 м<sup>3</sup>, что является 35% от объёма закаченной смеси. Конечная концентрация пропанта – 800 кг/м<sup>3</sup>. Закачен керамический пропант средней прочности со следующим типоразмером: 5 тонн – 20/40, 60 тонн – 16/20 и 15 тонн – 16/20NRT, всего 80 тонн пропанта (рис 3.).

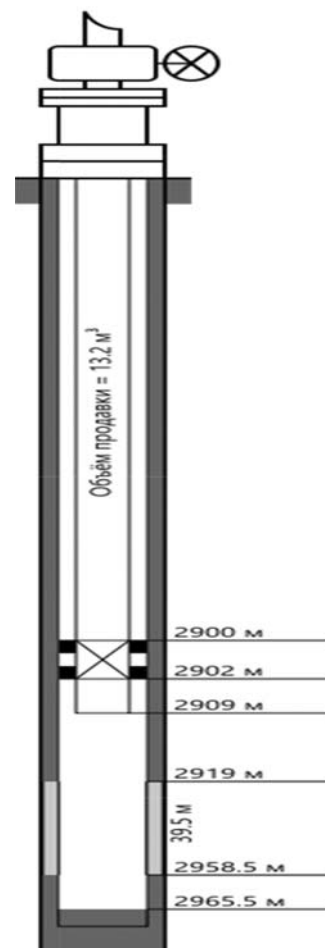


Рис. 1. Конструкция скважины №N.



Рис. 2. Анализ мини ГРП.

№	Расход	Объём жидк.	Общий объём жидк.	Объём смеси	Общий объём смеси	Тип стадии	Тип жидк.	Тип пропп.	Конц. от	Конц. до	Масса пропп.
(-)	(м <sup>3</sup> /мин)	(м <sup>3</sup> )	(м <sup>3</sup> )	(м <sup>3</sup> )	(м <sup>3</sup> )	(-)	(-)	(-)	(кг/м <sup>3</sup> )	(кг/м <sup>3</sup> )	(т)
1	3.4	91.148	91.2	91.2	91.2	Подушка	YF125	----	0	0	0
2	3.6	7.428	98.6	7.8	98.9	Пропант	YF125	KeraProp 20_40	137.5	137.5	1.021
3	3.6	11.04	109.6	11.9	110.9	Пропант	YF125	KeraProp 20_40	238.4	238.4	2.632
4	3.6	12.107	121.7	13.6	124.4	Пропант	YF125	KeraProp 16_20	327.1	327.1	3.96
5	3.6	18.135	139.9	20.9	145.4	Пропант	YF125	KeraProp 16_20	424.4	424.4	7.697
6	3.6	22.19	162.1	26.4	171.8	Пропант	YF125	KeraProp 16_20	523.2	523.2	11.61
7	3.6	22.116	184.2	27.2	199.0	Пропант	YF125	KeraProp 16_20	623.2	623.2	13.783
8	3.6	51.772	235.9	65.4	264.4	Пропант	YF125	KeraProp 16_20 +NRT Prop	722.8	801.6	37.421
9	3.6	12.266	248.2	12.3	276.6	Продавка	WF125	----	0	0	0
10	0	0	248.2	0	276.6	Остановка	----	----	0	0	0

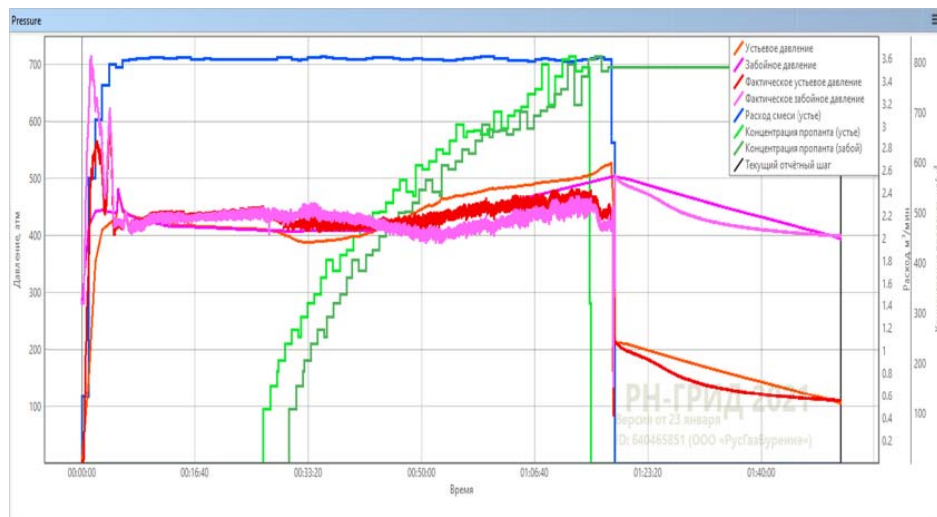


Рис. 3. График давления и график закачки операции.

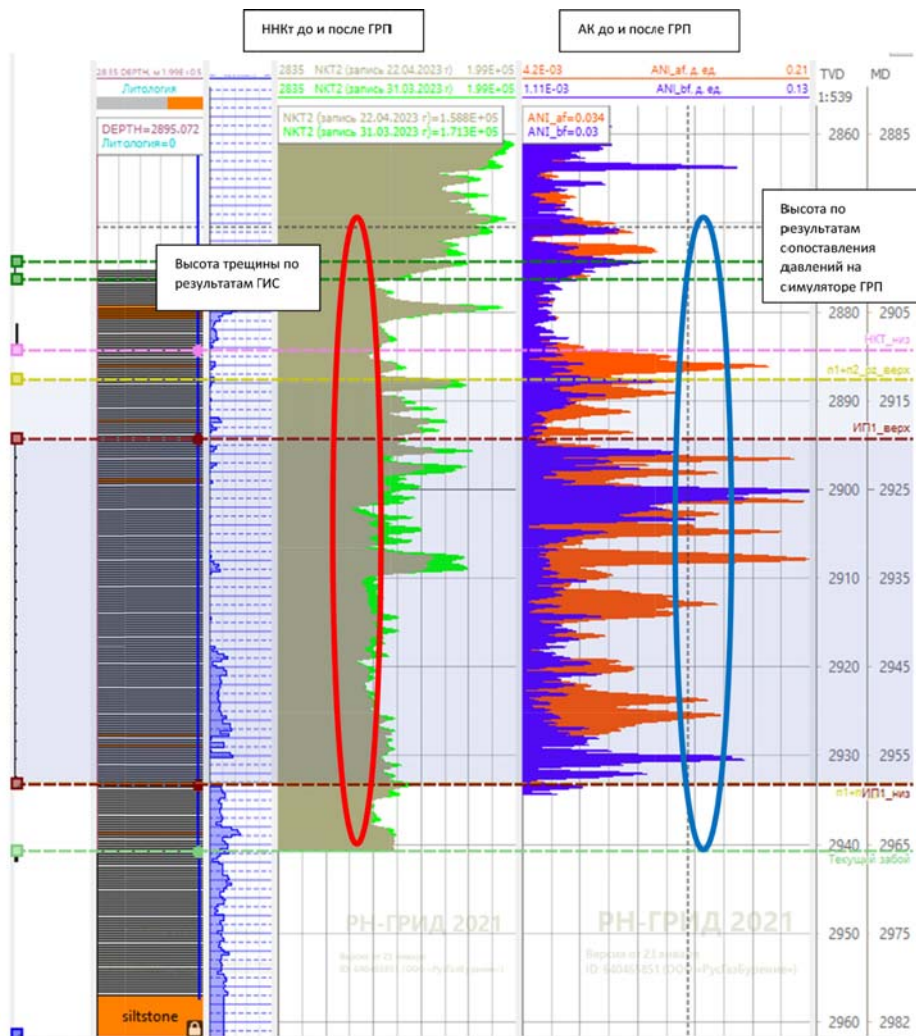


Рис. 4. Сопоставление кривых ННКт и АК до и после ГРП.

Для определения параметров высоты полученной трещины провели исследования ННКТ и кросс-дипольный акустический каротаж (характеризующий нарушение цельности среды).

На рис. 4 (сопоставление ННКт и АК) видно, что закрепленная высота трещины развивается в пределах 2878–2935 м TVD. Согласно геометрии трещины, полученной в симуляторе ГРП после совмещения параметров основной операции ГРП, высота трещины развивается от 2878 до 2940 мTVD (рис. 5).

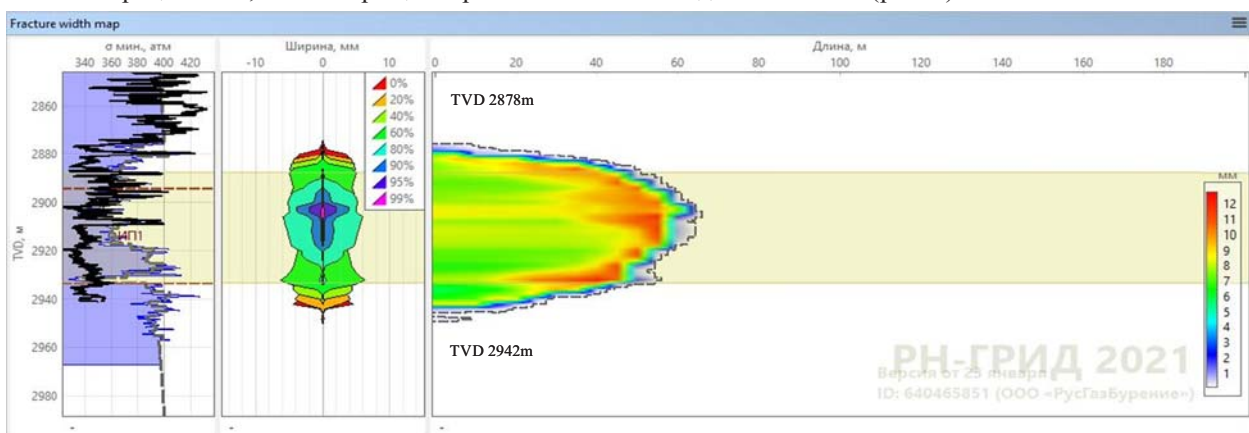


Рис. 5. Профиль трещины.

Оценка высоты трещины ГРП является важным для разработки группы месторождений и развития технологии ГРП. Исследование развития высоты трещины позволяет достаточно точно оценить высоту закрепленной трещины в данных горно-геологических условиях, подтвердить или уточнить модель трещины ГРП в симуляторе ГРП.

## Выводы:

1. Применяемый метод оценки высоты трещины с помощью NRT проппанта показал хорошие результаты на скважине №N 1-го участка группы месторождений.
2. Данный метод является безопасным для человека и окружающей среды.
3. Дальнейшее его применение на различных участках группы месторождений позволит уточнить геомеханическую модель и модель трещины ГРП, более эффективно и точно подбирать технологии ГРП для различных горно-геологических условий, в том числе и на горизонтальных скважинах.
4. Информация о геометрии трещины, полученная данным методом, будет одной из определяющих для выбора технологии ГРП на скважинах, расположенных в зонах с возможным близким ГВК.

## Литература

1. *Economides M.J. and Nolte K.G.*, Reservoir Stimulation, 3<sup>rd</sup> edition. Wiley. NY and Chichester, 2000.
2. *Калинин В.Р., Козлов Е.Н., Данышин О.С.* Опыт применения нерадиоактивного маркированного проппанта при гидравлическом разрыве пласта на ачимовских отложениях Уренгойского месторождения. Нефть и Газ, 2016. – № 1.
3. Интернет сайт компании CARBOCeramics (электронный ресурс).

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЯМ И РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ CO<sub>2</sub> В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

**И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Р.Р. Закиров, А.А. Рыбаков**  
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»,  
г. Альметьевск, [guskovaagnil@rambler.ru](mailto:guskovaagnil@rambler.ru)

Исследования, направленные на проектирование технологий по использованию углекислого газа (CO<sub>2</sub>) для увеличения нефтеизвлечения являются основой решения целого комплекса важнейших задач, в числе которых не только получение дополнительной добычи нефти за счёт применения ранее не использованных ресурсов и решение экологических проблем, но и создание условий для развития водородной энергетики в России. В концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [1] отмечается, что серьёзным сдерживающим фактором развития водородной энергетики являются технологии улавливания, хранения, транспортировки и использования углекислого газа.

В Советском Союзе в 1967 г. закачка углекислого газа в виде карбонизированной воды была реализована на Александровской площади Туймазинского месторождения. Всего в СССР технология закачки углекислого газа была реализована на 8 участках: Туймазинском, Радаевском, Козловском, Сергеевском, Ольховском, Ново-Запрудненском, Якушкинском и Елабужском месторождениях. Объём вовлечённых в разработку геологических запасов был оценен в 61 млн. т, что составило 8% от общей добычи нефти за счёт реализации МУН [2]. Однако, в конце 80-х – начале 90-х гг. многие перспективные проекты были свернуты.

В настоящее время в мире вопросам улавливания, использования и хранения CO<sub>2</sub> уделяется значительное внимание, в частности, в Технологическом обзоре ООН 2021 года [1] представлены 27 реализуемых и планируемых к реализации проектов, из них 21 – проекты МУН с использованием CO<sub>2</sub>: в США – 15, Канаде – 4, Норвегии – 1, Хорватии – 1. В работе [4] отмечается, что в Соединённых Штатах на закачку газа приходится почти 60 процентов добычи EOR.

Высокая эффективность методов увеличения нефтеизвлечения с использованием CO<sub>2</sub> определяется как свойствами углекислого газа, так и факторами взаимодействия «углекислый газ – пластовая система». Критическая температура CO<sub>2</sub> – около 31,2°C, критическое давление – около 7,38 МПа. При температуре и давлении выше критической точки CO<sub>2</sub> находится в сверхкритическом состоянии. При этом исчезает граница раздела «газ–жидкость», а его плотность близка к плотности жидкости. При растворении углекислого газа в воде (30–60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) увеличивается вязкость воды и образуется угольная кислота H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. Снижается набухаемость глинистых частиц, происходит отмыв пленочной нефти. Однако, растворимость CO<sub>2</sub> в воде в 4–10 раз меньше, чем в нефти, поэтому CO<sub>2</sub> может из воды переходить в нефть. Растворимость в воде снижается с ростом минерализации, увеличивается с увеличением давления. Влияние CO<sub>2</sub> на изменение поверхностного натяжения определяется экспериментально [2].

При растворении CO<sub>2</sub> в нефти её вязкость уменьшается, объём нефти увеличивается. При растворении CO<sub>2</sub> в лёгкой нефти объём её обычно увеличивается в 1,4–1,6 раза; при растворении CO<sub>2</sub> в тяжёлой нефти объём увеличивается в 1,05–1,32 раза.

Анализ опубликованных работ по закачке CO<sub>2</sub> позволил выделить основные критерии применимости технологии:

- техническая возможность реализации смешивающегося вытеснения;
- достаточный объём остаточной нефти;
- наличие надежных источников CO<sub>2</sub>;

- техническое состояние скважин и соответствующая наземная инфраструктура;
- оператор для реализации проекта, имеющий необходимую техническую и экономическую базу и корпоративную культуру, принимающий неопределённость и сложность проектирования и выполнения проекта.

Геологические условия месторождения являются одним из основных факторов успешной реализации технологий закачки  $\text{CO}_2$ . В [5] на основе реализованных проектов были выделены следующие основные параметры залежей, которые могут быть рекомендованы для закачки  $\text{CO}_2$ :

- глубина залегания от 460 до 3700 метров (в среднем, 1850 метров), предпочтительно более 915 метров;
- плотность нефти от 17,5 до 50°API, в среднем 37°API (839 кг/м<sup>3</sup>); максимально допустимая плотность нефти – 950 кг/м<sup>3</sup> (17,5°API);
- пористость коллектора от 3 до 26%, в среднем, около 14%.

При реализации технологий закачки  $\text{CO}_2$  предпочтение отдаётся месторождениям с более высокой глубиной залегания пластов и меньшей плотностью нефти. Это связано с тем, что температура и давление на этой глубине способствуют реализации режима смешивающегося вытеснения и возможность закачки  $\text{CO}_2$  под высоким давлением. В США большинство проектов МУН с закачкой  $\text{CO}_2$  применялись в коллекторах с нефтью средней и легкой плотности. Из 123 таких проектов [6], которые реализованы в Колорадо, Луизиана, Миссисипи, Нью-Мексико, Мичиган, Оклахома, Техас, Юта и Вайоминг, 114 представляют собой проекты по смешивающемуся вытеснению в пластах с нефтью от лёгкой до сверхлёгкой (плотность свыше 28°API) и вязкость менее 3 сантипуаз, за исключением двух пластов и девяти проектов по несмешивающемуся вытеснению в пластах с тяжёлой и лёгкой нефтью (плотность от 11 до 35°API).

Высокая трещиноватость может снизить эффективность применения  $\text{CO}_2$ . Однако около 60% проектов в США по закачке  $\text{CO}_2$  реализуются в карбонатных коллекторах, остальные – в песчаниках.

Увеличение нефтеизвлечения при использовании  $\text{CO}_2$  составляет от 15% до 25%, в среднем около 20%.

Эффективность процесса вытеснения зависит от:

- смешиваемости с нефтью;
- увеличения объёма нефти;
- снижения вязкости нефти;
- снижения межфазного натяжения.

Закачиваемый в коллектор углекислый газ может смешиваться или не смешиваться с нефтью в зависимости от термодинамических пластовых условий: пластового давления и температуры, а также свойств нефти. Процесс смешивающегося вытеснения обеспечивает более высокую степень нефтеизвлечения и поэтому является предпочтительным вариантом реализации технологии.

Основным параметром, определяющим достижение режима смешивающегося вытеснения нефти, является минимальное давление смеси (МДС). Но проектирование и реализация такого сложного, дорогостоящего и при этом эффективного технологического процесса, как применение  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеизвлечения, должно базироваться не только на изучении, анализе и прогнозировании свойств пластовых систем с учётом особенностей фазового поведения нефти. Необходимо анализировать и учитывать как термодинамические, геомеханические и геохимические характеристики пластовой системы, их неоднородность и изменчивость по месторождению, так и технические и технологические возможности потенциального объекта.

Для развития и широкого внедрения технологий закачки  $\text{CO}_2$  важно проектировать комплексный подход к исследованиям, при этом особое внимание следует уделять вопросам предотвращения технологических рисков, в числе которых:

- компонентное разделение нефти и выпадение асфальтенов;
- коррозия оборудования из-за образования угольной кислоты;
- образование эмульсий;
- взаимодействие угольной кислоты с породой и выпадение солей кальция и магния;
- снижение эффективности работы насосного оборудования из-за высокого газового фактора;
- гравитационное разделение, возможность прорыва  $\text{CO}_2$  по высокопроницаемым зонам и снижение коэффициента охвата.

При проектировании технологий закачки  $\text{CO}_2$  необходим интегральный анализ и исследования ключевых факторов эффективности процесса. Это позволит уменьшить аварии нефтепроводов, ремонты скважин и окажет позитивное влияние на энергоэффективность, экологичность нефтегазового производства и рациональное использование ресурсов. В частности, должно быть предусмотрено использование материалов, устойчивых к высокой диффузионной способности углекислого газа. Для решения задач регенерации и утилизации углекислоты может понадобиться модернизация систем сбора и подготовки, оснащение специальным оборудованием для работы в среде жидкого углекислого газа (контрольно-измерительной, запорной арматуры, насосных агрегатов). Оптимизация конструкции и размещения скважин, а также строительство уплотняющих скважин обеспечит увеличение зон контакта между закачиваемым  $\text{CO}_2$  и нефтяным пластом.

При проектировании закачки  $\text{CO}_2$  необходимо также учитывать, что закономерности поведения и физико-химические свойства нефтяной системы в пределах одного месторождения даже при одинаковом химическом составе могут различаться [8]. Изменение состава нефти, вызванное закачкой  $\text{CO}_2$ , может привести к осаждению

асфальтенов, при этом часть асфальтенов оседает на поверхности пористой среды и формирует отложения, которые снижают ФЕС нефтяного пласта [9, 10, 11, 12]. Как правило, такие исследования проводятся на модельных или единичных образцах промысловой нефти. Проблемой также является их высокая стоимость. При этом процессы взаимодействия пластовой системы и  $\text{CO}_2$  очень специфичны ввиду неоднородности нефтяной пластовой системы и нестационарности. Поэтому для проектирования технологий применения  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеизвлечения необходимы детальные и комплексные исследования потенциальных объектов.

Необходимо определить комплекс параметров для дифференциации нефтей по коллоидной устойчивости, поскольку нефтяная дисперсная система является чувствительной к техногенным изменениям. Стандартные методики оценки коллоидной устойчивости нефти, а также выявления степени влияния внешних факторов на её изменение и оседание асфальтенов в пласте отсутствуют.

На рис. 1 представлены результаты определения неоднородности коллоидной устойчивости нефти ряда месторождений, выполненные на основе определения коэффициента светопоглощения и динамики его изменения при внешнем воздействии<sup>1</sup>. Данный анализ позволил выявить месторождения с наиболее стабильными характеристиками коллоидной устойчивости, что необходимо в обязательном порядке учитывать при оценке потенциальных объектов закачки  $\text{CO}_2$ .



Рис. 1. Анализ неоднородности нефти месторождений по коллоидной устойчивости.

## Выводы

1. Закачка  $\text{CO}_2$  в нефтенасыщенный пласт является эффективным методом увеличения нефтеизвлечения в широком спектре геолого-физических характеристик залежей. При этом обеспечивается не только снижение углеродного следа, утилизация отходов, но и получение дополнительной добычи нефти, так как данная технология является «углеродно-отрицательной». Учитывая широкое применение данной технологии за рубежом, изучение параметров, определяющих возможность разработки и применения технологии с использованием  $\text{CO}_2$  для различных геолого-физических условий нефтяных месторождений на основе экспериментальных исследований, является одной из приоритетных задач нефтегазовой отрасли.

2. Анализ научно-технической и патентной литературы показывает, что в мире проводится достаточно большой объём исследований по изучению, анализу и разработке методов улучшения смесимости  $\text{CO}_2$  и нефти. При этом методики, определяющие единые требования и подходы к проведению исследований, отсутствуют. Это определяет необходимость развития нормативно-методической базы в области технологий закачки  $\text{CO}_2$ , доработки методик проведения исследований.

3. Одним из наиболее значительных отрицательных эффектов применения  $\text{CO}_2$  является снижение фильтрационных характеристик пласта из-за агрегации ассоциатов асфальтенов, которая усиливается в области давлений, соответствующих минимальному давлению смесимости. Агрегация и выпадение асфальтенов зависит от состава нефти и термодинамических условий, что предопределяет необходимость проведения дорогостоящих и сложных лабораторных исследований для каждого потенциального объекта. Проблемой также является то, что результаты, полученные ранее проведёнными исследованиями, нельзя экстраполировать на другие нефтяные залежи, поскольку количество  $\text{CO}_2$ , которое может раствориться в нефти, в воде, риски выпадения асфальтенов, определяются конкретными характеристиками объекта разработки.

4. При создании благоприятных условий могут быть достигнуты значительные сдвиги в развитии технологий производства водорода в части утилизации, хранения и использования  $\text{CO}_2$  для увеличения нефтеизвлечения. При прогнозируемом росте интереса нефтяных компаний к исследованиям в данной области может быть выгод-

<sup>1</sup> Работа выполнена при финансовой поддержке ПАО «Татнефть» и Центра компетенций НТИ «Водород как основа низкоуглеродной экономики» в рамках Программы «Водород как основа низкоуглеродной экономики».



ным размещение технологических производств водорода непосредственно в районах нефтегазодобычи. Экономическая оценка при этом должна учитывать особенности данного вида технологий, а также повышенные риски при их внедрении. Комплексный подход к решению проблемы утилизации и использования CO<sub>2</sub> позволит не только окупить затраты на его утилизацию, но и повысить рентабельность процессов.

5. Одним из приоритетных направлений исследований является изучение различных вариантов закачки CO<sub>2</sub>, применение которых позволяет вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти в широком спектре геолого-физических условий.

6. При проектировании технологий закачки CO<sub>2</sub> необходим интегральный анализ и исследования ключевых факторов эффективности процесса. Это позволит уменьшить аварии нефтепроводов, ремонты скважин и окажет позитивное влияние на энергоэффективность, экологичность нефтегазового производства и рациональное использование ресурсов. Комплексная оценка и проектирование технологий закачки CO<sub>2</sub> для предотвращения технологических рисков позволит существенно повысить эффективность выработки запасов нефти на месторождениях России.

## Литература

1. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации 5 авг. 2021 г. № 2162-р Электронный ресурс <https://www.consultant.ru/>
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
3. Технологический обзор: улавливание, использование и хранение углерода (CCUS) ЕЭК ООН, 2020 г. Электронный ресурс <https://shop.un.org/>
4. Электронный ресурс <https://www.energy.gov/fecm>
5. Отчёт по Программе исследований и разработок МЭА по парниковым газам «Хранение CO<sub>2</sub> на истощённых нефтяных месторождениях: глобальные критерии применения повышения нефтеотдачи углекислым газом, декабрь 2009 г.».
6. Verma, M.K., 2015, Fundamentals of carbon dioxide-enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) – A supporting document of the assessment methodology for hydrocarbon recovery using CO<sub>2</sub>-EOR associated with carbon sequestration: U.S. Geological Survey Open-File Report 2015-1071, 19 p., <http://dx.doi.org/10.3133/ofr20151071>.
7. Fisher D.B. и др. A New Method to Characterize the Size and Shape Dynamics of Asphaltene Deposition Process in CO<sub>2</sub> Miscible Flooding // SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, 20-21 October, Kuala Lumpur, Malaysia. Society of Petroleum Engineers, 2003.
8. Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова и др. Прогнозирование проблем при добыче нефтей на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств. Проблемы нефтедобычи, нефтехимии, нефтепереработки и применения нефтепродуктов. – С. 166–168.
9. Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M. et al. An experimental investigation of asphaltene stability in heavy crude oil during carbon dioxide injection. J Petrol Explor Prod Technol 10, 919-931 (2020). <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00782-7>.
10. Rafat Parsaei, Yousef Kazemzadeh, and Masoud Riazi Study of Asphaltene Precipitation during CO<sub>2</sub> Injection into Oil Reservoirs in the Presence of Iron Oxide Nanoparticles by Interfacial Tension and Bond Number Measurements/ ACS Omega 2020 5 (14), 7877-7884 DOI: 10.1021/acsomega. 9b04090.
11. Yahui Gao, Qiaoyan Shang, Shuqian Xia, Experiment and model for solubility of CO<sub>2</sub> in alkanes with ethyl acetate as cosolvent, The Journal of Chemical Thermodynamics, Volume 168, 2022, 106741, ISSN 0021-9614, <https://doi.org/10.1016/j.jct.2022.106741>.
12. Шаяхметов А.И., Малышев В.Л., Мусеева Е.Ф., Пономарев А.И., Зейгман Ю.В. Исследование влияния растворения диоксида углерода в нефти на агрегацию асфальтенов в условиях месторождений Республики Башкортостан // Известия СО РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2020. – № 4 (73).

## РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ПО УПРАВЛЕНИЮ ВОДНЫМИ ПОТОКАМИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Вяткин К.А., Белик Е.С., Илюшин П.Ю., Рудакова Л.В., Калинина Е.В.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь, zhdanova-08@mail.ru

Добыча нефти и газа является основой топливно-энергетического комплекса Российской Федерации. По данным Федеральной службы государственной статистики РФ в 2022 г. объем национальной добычи нефтяного сырья, включая газового конденсата природного, составил 534 млн. т. [1]. Лидерами по добыче нефти и газового конденсата являются нефтяные компании «Роснефть», «Лукойл», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Татнефть» и пр.

Большой интерес для компаний представляет возможность повысить нефте- и газоотдачу на действующих месторождениях [2-4]. Существуют разные способы, позволяющие увеличить коэффициент извлечения нефти, применяемые на разных стадиях разработки месторождения.

В России на большинстве разрабатываемых месторождений для повышения нефтеотдачи используется процесс поддержания пластового давления путём закачки воды в продуктивные горизонты (ППД). Для этого закачивается 30% пресных и 70% пластовых вод, приблизительно 10% пресных вод идёт на обессоливание нефти на установках её подготовки. Для извлечения на поверхность одной тонны нефти требуется от 1,5 м<sup>3</sup> до 2,5 м<sup>3</sup> воды в зависимости от вида заводнения. На месторождениях Пермского края накопленная компенсация по некоторым эксплуатационным объектам достигает более 300%, что говорит о низкой эффективности существующей системы заводнения.

К воде, используемой для закачки, предъявляют следующие требования:

1. Химическая совместимость и стабильность закачиваемых вод.
2. Отсутствие микроорганизмов, особенно сульфатредуцирующих бактерий, ухудшающих качество добываемой нефти и нефтяного газа.
3. Коррозионная пассивность.
4. Повышенная нефтевытесняющая способность, увеличение которой достигается путём добавления ПАВ к закачиваемым в продуктивные пласты водам.
5. Минимальное содержание механических примесей.
6. Минимальные затраты на очистку и подготовку воды.

При закачивании пластовой воды низкого качества происходит ухудшение фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пласта, а также образование органических и соляных отложений на внутренних поверхностях трубопроводов и оборудования систем ППД, также наблюдается образование отложений механических примесей в нижних точках профилей трубопроводов.

Использование различных технологий очистки закачиваемой воды до требуемых параметров сопровождается следующими проблемами: преждевременный отказ очистного оборудования; низкие межочистные периоды фильтров; высокие затраты на нагрев подготавливаемой воды; нехватка производственных мощностей для подготовки постоянно нарастающих объёмов закачиваемой воды.

Капитальные вложения на создание систем ППД в общем объёме промышленного строительства с каждым годом растут. Приблизительно третья часть этих средств расходуется на сооружение установок подготовки воды, занимающих большие площади и требующих значительного расхода железобетона и металла, что делает необходимым внедрение программ энерго- и ресурсосбережения, в том числе рационального использования воды, и представляет для нефтедобывающих предприятий актуальную проблему, решение которой достигается комплексом технических, технологических и управленческих мероприятий. Большая роль в управлении системой ППД отводится современным информационным технологиям [2]. Уровень оснащения интеллектуального месторождения позволяет внедрять информационные продукты на всей цепочке нефтедобычи.

В настоящее время в меньшей степени системами автоматизации и контроля охвачена система поддержания пластового давления. В то же время система ППД напрямую влияет на добычу нефти, обводнение скважинной продукции и в общем на коэффициент извлечения нефти.

Основными программными продуктами, используемыми при создании гидродинамических моделей, выступают иностранные разработки – Eclipse (Schlumberger), Tempest (Roxar), а также отечественные – Техсхема, Сфера МКТ, Комплекс Инструментов для Нефтяного инжиниринга (РН-КИН) [4-6].

На выбор программного продукта будут влиять следующие факторы: экономические – стоимость, функциональные – удобный интерфейс, трёхмерная визуализация, мониторинг в реальном времени, автоматизированное решение при отклонениях от норм и т.д. [2-4].

Преимуществом будет, если программный продукт можно использовать на всех этапах жизненного цикла месторождения, охватывая такие направления, как интерпретация и корреляция данных, геология, гидродинамика, экспертиза, мониторинг разработки и экономика.

Создание программного продукта, позволяющего охватывать хотя бы одно направление, но имеющим преимущества перед продуктами-аналогами, позволит быть конкурентноспособными и, самое главное, импортозаме-

щающим на отечественном рынке. Кроме того, существует практика объединения разработок, как, например, в 2005 г. были скомпонованы из модулей нескольких российских разработчиков в рамках программного комплекса ТРАСТ.

Основным недостатком данных программных продуктов является отсутствие возможности управления и контролирования системой ППД, а также формирования рекомендаций по закачке воды.

Следует отметить, что подготовка и закачка воды, непрерывные и последовательные процессы, для управления которых необходимо использовать программное обеспечение одного производителя.

Создание программного комплекса для контроля и управления процессом искусственного заводнения пластов позволит дать научное обоснование проектным решениям в процессе разработки нефтяного месторождения, направленных на поддержание оптимального пластового давления, и окажет положительное влияние на поддержание уровня добычи нефти.

В рамках реализации проекта «Научное обоснование разработки программного комплекса (продукта) по управлению водными потоками на нефтяных месторождениях» на базе НОЦ ГиРНГМ и ПНИПУ на основе существующего программного обеспечения «Инженерный симулятор технологических процессов» был разработан программный модуль, позволяющий управлять гидродинамическим процессом на месторождении.

На рис.1. представлена блок-схема алгоритма оптимизации системы поддержания пластового давления. На основании данных о текущей и накопленной компенсации происходит определение требуемой закачки в каждом конкретном блоке. С помощью существующей модели оценивается текущее состояние системы ППД, а с помощью алгоритма определяется перечень мероприятий, необходимых для обеспечения требуемой закачки.

Данный алгоритм заложен в программный модуль. От оператора программы требуется определить предельные давления (давление авто-ГРП и предельное давление в водоводе) и требуемую закачку жидкости. В рамках данной схемы присутствует ряд технологических расчётов. Гидравлические расчёты проводятся по классическим формулам гидравлики.

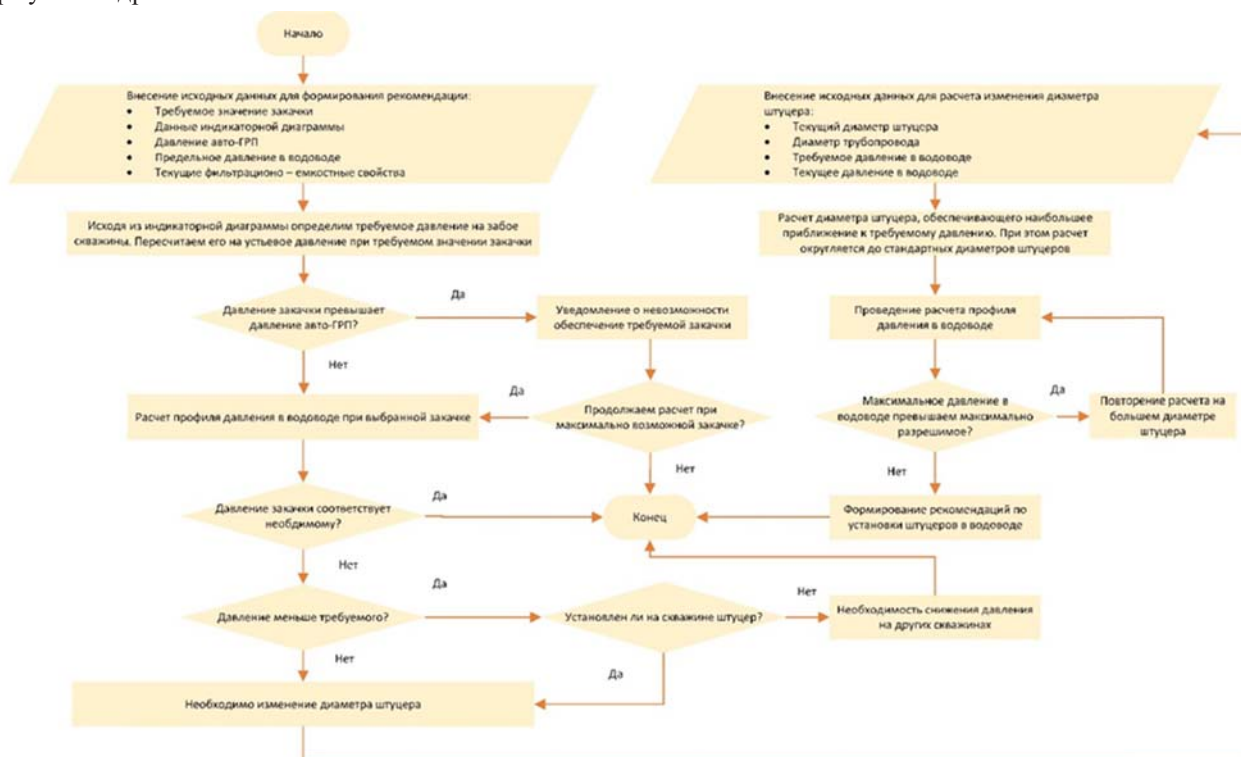


Рис. 1. Блок-схема алгоритма оптимизации системы поддержания пластового давления.

На рис. 2 представлен интерфейс разработанного программного продукта: гидравлические расчёты для оценки необходимости модернизации системы ППД.

Для разработки программного продукта по моделированию и управлению водными потоками на нефтяном месторождении были проведены экспериментальные исследования, а именно, анализ изменения ФЭС пласта при закачке воды, проведена оценка взаимовлияния работы добывающей и нагнетательной скважины, технического состояния оборудования системы ППД, определены средние темпы деградации ФЭС пласта при закачке вытесняющего агента, сделаны выводы о сложнопостроенности пустотного пространства и невозможности прогнозирования влияния нагнетательной скважины на добывающую лишь на основании их расположения, выполнена оценка динамики изменения остаточной толщины трубопроводов, позволяющих предвидеть срок их службы и необходимость ремонтов, а также влияние рН воды и содержание в ней кислорода на скорость коррозии.

В результате проведённых исследований разработан программный продукт по управлению водными пото-

ками на нефтяном месторождении, позволяющий заменить иностранные аналоги и быть конкурентноспособным и востребованным.

\* Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/861 по теме: «Научное обоснование и разработка программного комплекса системы управления водными потоками на нефтяных месторождениях».

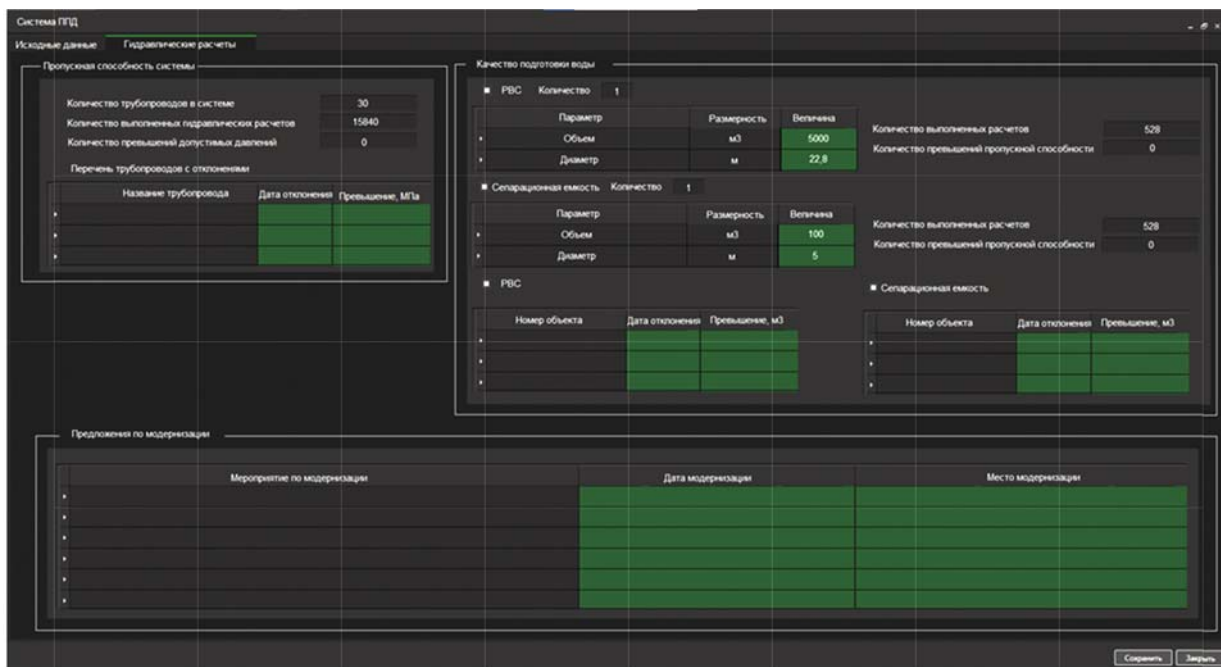


Рис. 2. Интерфейс программного продукта: гидравлические расчёты для оценки необходимости модернизации системы ППД.

## Литература

1. О рынке нефти в 2022 году/ URL: О рынке нефти в 2022 году (rosstat.gov.ru)(дата обращения: 15.12.2023).
2. Бриллиант Л.С., Дулкарнаев М.Р., Данько М.Ю., Елишева А.О., Набиев Д.Х., Хуторная А.И., Мальков И.Н. (2022). Управление добычей нефти на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на участке опытно-промышленных работ пласта ЮВ1 Ватъеганского месторождения ТПП «Повхнефтегаз». Георесурсы, 24(1). – С. 3–15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.1>
3. Судаков В.А., Сафуанов Р.И., Козлов А.Н., Порываев Т.М., Заикин А.А., Зинюков Р.А., Лутфуллин А.А., Фархутдинов И.З., Туляков И.З. (2022). Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов. Георесурсы, 24(4). – С. 50–64. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.4>
4. Климов Д.С., Закиров Э.С. Новый подход к разработке месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми коллекторами // Экспозиция Нефть Газ, 2018. – № 3 (63). / URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/novyy-podhod-k-razrabotke-mestorozhdeniy-nefti-i-gaza-s-nizkopronitsaemyimi-kollektorami> (дата обращения: 06.11.2022).
5. Ямпольский В.З., Захарова А.А., Иванов М.А., Чернова О.С. Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Известия ТПУ. 2006. № 7. / URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-programmnogo-obespecheniya-dlya-trehmernogo-modelirovaniya-i-optimizatsii-razrabotki-mestorozhdeniy-nefti-i-gaza> (дата обращения: 07.11.2022).
6. Анисимов Г.А., Валеева С.Е., Валеева И.Ф., Анисимова Л.З. О современной ситуации по использованию программных комплексов в недропользовании // Экспозиция Нефть Газ, 2016. – № 6 (52). / URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/o-sovremennoy-situatsii-po-ispolzovaniyu-programmnyh-kompleksov-v-nedropolzovanii> (дата обращения: 07.11.2022).

# СТАБИЛЬНОСТЬ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КАК ПРИНЦИП ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Р.Н. Салиева

*Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, sargusb@yandex.ru*

К принципам обеспечения энергетической безопасности относятся законность, приоритет внутреннего рынка, стабильность налоговой политики и нормативно-правового регулирования в сфере энергетики, сырьевая, финансовая и кадровая обеспеченность организаций топливно-энергетического комплекса, рациональное природопользование и энергетическая эффективность, государственно-частное партнерство, учет интересов всех субъектов энергетической безопасности и населения [1].

К задачам по обеспечению технологической независимости топливно-энергетического комплекса и повышению его конкурентоспособности отнесены:

а) планомерное осуществление импортозамещения в критически важных для устойчивого функционирования топливно-энергетического комплекса видах деятельности, в том числе локализация производства иностранного оборудования или создание его отечественных аналогов, разработка технологий (в том числе информационно-телекоммуникационных) и программного обеспечения;

б) развитие отечественного научно-технологического потенциала, создание и освоение передовых технологий в сфере энергетики, в том числе технологий использования возобновляемых источников энергии, наращивание производства на территории Российской Федерации конкурентоспособного основного и вспомогательного оборудования, создание центров компетенций и др. [1].

В Российской Федерации большими вызовами в современных условиях названы, в частности, возрастание антропогенных нагрузок на окружающую среду до масштабов, угрожающих воспроизводству природных ресурсов, и связанный с их неэффективным использованием рост рисков для жизни и здоровья граждан; качественное изменение характера глобальных и локальных энергетических систем, рост значимости энерговооруженности экономики и наращивание объема выработки и сохранения энергии, ее передачи и использования. Приоритетными признаются те направления, которые позволят получить научные и научно-технические результаты и создать технологии, которые обеспечат, в частности, переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников, способов транспортировки и хранения энергии [2]. Правительством РФ по согласованию с президиумом Совета при Президенте Российской Федерации по науке и образованию в соответствии Указом Президента РФ был утвержден план мероприятий по реализации Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации на 2017–2019 годы. Во исполнение пункта 6 плана мероприятий Минэкономразвития разработало методические материалы по применению оценки стоимости жизненного цикла (ЖЦ) продукции при подготовке к закупке ранее не закупавшейся, в том числе инновационной, высокотехнологичной продукции [3]. Разработана также Программа популяризации научной, научно-технической и инновационной деятельности [4]. В целях обеспечения присутствия Российской Федерации в числе пяти ведущих стран мира, осуществляющих научные исследования и разработки в областях, определяемых приоритетами научно-технологического развития президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам утвержден Паспорт национального проекта «Наука» [5]. Постановлением Правительства РФ от 29.03.2019 № 377 утверждена государственная программа Российской Федерации «Научно-технологическое развитие Российской Федерации» [6]. В разделе оценки текущего уровня научно-технологического развития отмечается, что «Российская Федерация, входящая в группу мировых лидеров по общему объему внутренних затрат на исследования и разработки, резко отстает по доле внутренних затрат на исследования и разработки в валовом внутреннем продукте (Российская Федерация – 1,04 процента в 2019 году и 1,1 процента в 2020 году, Республика Корея – 4,64 процента, Соединенные Штаты Америки – 3,07 процента, Китайская Народная Республика – 2,23 процента, Япония – 3,24 процента, Федеративная Республика Германия – 3,18 процента). Более половины внутренних затрат на исследования и разработки в Российской Федерации финансируется за счет средств федерального бюджета (53,1 процента в 2019 году), и менее трети внутренних затрат на исследования и разработки в Российской Федерации финансируется за счет средств предпринимательского сектора (30,2 процента в 2019 году)» [6]. Распоряжением Правительства РФ от 20.05.2023 № 1315-р утверждена Концепция технологического развития на период до 2030 года [7]. Реализация Концепции направлена на развитие высокотехнологичных отраслей экономики Российской Федерации. В Концепции определено, что «вызовы технологического развития это объективно требующая реакции со стороны государства и общества совокупность проблем, угроз и возможностей в области разработки и внедрения технологий, сложность и масштаб которых таковы, что они не могут быть решены, устранены или реализованы без структурных изменений исключительно за счет увеличения ресурсов» [7].

К числу вызовов и угроз энергетической безопасности, а также рисков отнесено, в частности, недостаточное развитие нормативно-правовой базы, сдерживающее внедрение инновационных технологий, в том числе технологий использования возобновляемых источников энергии, распределенной генерации электрической энергии и цифровых технологий в сфере энергетики. В связи с этим одним из основных направлений деятельности по

обеспечению энергетической безопасности является, в частности, обеспечение технологической независимости топливно-энергетического комплекса и повышение его конкурентоспособности.

В связи с этим важной составляющей реакции со стороны государства и общества на существующие вызовы в ТЭК является создание стабильного нормативно-правового регулирования, закрепление на уровне законов в качестве принципа обеспечение энергетической безопасности и технологической независимости ТЭК.

Развитие и формирование стабильной нормативно-правовой базы в области обеспечения безопасного, надежного и устойчивого функционирования инфраструктуры и объектов ТЭК относится к задачам по совершенствованию государственного управления в области обеспечения энергетической безопасности.

Как показывает анализ нормативных правовых актов и правоприменительной практики в современном российском законодательстве пока не сложился системный единообразный подход нормативно-правового регулирования в отраслях ТЭК. В целях систематизации законодательства, направленного на обеспечение технологической независимости ТЭК, включая нефтегазовый сектор, и обеспечения его стабильности представляются обоснованными предложения о целесообразности разработки специального системообразующего закона [8, 9, 10]. В целом, по мнению академика РАН В.А. Крюкова «в основе создания и развития цепочек создания добавленной стоимости в отечественной экономике лежит научно-технологическая политика, основанная на кооперации усилий государства, науки и бизнеса» [11]. На основе проведенного исследования авторами отмечается, что «большая часть государств, обладающих огромными запасами сырьевых ресурсов, имеет слабую экономику в связи с отсутствием эффективной системы государственного регулирования процесса недропользования» [12].

В соответствии со ст. 71 Конституции РФ в ведении Российской Федерации находятся установление основ федеральной политики и федеральные программы, в частности, в области научно-технологического развития Российской Федерации.

Одной из важных сфер государственного регулирования на основе конституционных положений о федеральной политике и федеральных программах в области экономического развития в ТЭК остаётся сфера недропользования и осуществления предпринимательской деятельности пользователями недр.

Особую значимость в современных экономических условиях имеют новые конституционные положения об установлении основ федеральной политики не только в области экономического, экологического развития, но также и в области научно-технологического развития. Данные конституционные положения в определенной мере нашли отражение в нормах Закона РФ «О недрах».

Так, в п. 2. ст.3 Закона РФ «О недрах» установлено, что к полномочиям федеральных органов относятся: определение и реализация федеральной политики недропользования, определение стратегии использования, темпов воспроизводства, дальнейшего расширения и качественного улучшения минерально-сырьевой базы путём разработки и реализации федеральных программ.

Вместе с тем, принимая во внимание новые конституционные положения о реализации государственной политики в сфере научно-технологического развития, а также принятые стратегические документы [13], в Законе РФ «О недрах» важно закрепить положения о том, что в научно-технологическом развитии минерально-сырьевой базы Российской Федерации высока роль компаний-недропользователей, осуществляющих финансирование технологических разработок, организацию тестового использования прогрессивных методов прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых, а также нового промышленного оборудования. Представляется целесообразным на уровне закона закрепить задачи поддержки и стимулирования научно-технологического развития в этой сфере. Закрепление на уровне закона указанных положений повысит значимость научно-технологического развития в энергетической сфере.

Полагаем, что в целях повышения стабильности законодательства и совершенствования системы управления в сфере использования результатов научной деятельности целесообразно было бы использовать опыт Республики Казахстан в сфере создания специального уполномоченного органа в области государственной поддержки индустриально-инновационной деятельности [14, 15]. Целесообразно дальнейшее развитие международного сотрудничества в научно-технологической сфере, особенно с государствами, входящими в состав ЕАЭС, СНГ. Имеются предпосылки объединения усилий для формирования общей научно-технологической политики как в целом, так и по отдельным направлениям научных исследований [16].

В соответствии со Стратегией научно-технологического развития одной из задач для России является содействие формированию модели международного научно-технического сотрудничества и международной интеграции в области исследований и технологического развития, позволяющей защитить идентичность российской научной сферы и государственные интересы в условиях интернационализации науки и повысить эффективность российской науки за счет взаимовыгодного международного взаимодействия.

## Литература

1. Указ Президента РФ от 13.05.2019 № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 20.05.2019. – № 20. – Ст. 2421.
2. Указ Президента РФ от 01.12.2016 № 642 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 05.12.2016. – № 49. – Ст. 6887.

3. Письмо Минэкономразвития России от 28.12.2017 № 38141-ОФ/Д01и «О направлении методических материалов» (вместе с «Методическими материалами по применению оценки стоимости жизненного цикла продукции при подготовке к закупке ранее не закупувавшейся, в том числе инновационной, высокотехнологичной продукции») // СПС КонсультантПлюс.
4. Программа популяризации научной, научно-технической и инновационной деятельности (утв. Минэкономразвития России) // СПС КонсультантПлюс.
5. Паспорт национального проекта «Наука» (утв. президиумом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 24.12.2018. – № 16) // СПС КонсультантПлюс.
6. Постановление Правительства РФ от 29.03.2019 № 377(ред. от 09.12.2022) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации “Научно-технологическое развитие Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 15.04.2019. – № 15 (часть III). – Ст. 1750.
7. Распоряжение Правительства РФ от 20.05.2023 № 1315-р «Об утверждении Концепции технологического развития на период до 2030 года» (вместе с «Концепцией технологического развития на период до 2030 года») // Собрание законодательства РФ. – 29.05.2023. – № 22. – Ст. 3964.
8. *Клеандров М.И.* Нефтегазовое законодательство в системе российского права / М.И. Клеандров. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН. – 1999. – С.68.
9. *Белых В.С.* Государственное регулирование предпринимательской деятельности в РФ // Российский юридический журнал. – 2007. – № 1. – С. 46.
10. *Занковский С.С.* Конституции и бизнес: взгляд на историю и современность // Труды Института государства и права Российской академии наук. – 2014. – № 1. – С. 27.
11. *Крюков В.А.* О взаимосвязи и взаимодействии экономической, промышленной и научно-технологической политик // Управление наукой: теория и практика. – 2020. – Т. 2. – № 2. – С. 15–46.
12. *Литвиненко В.С., Петров Е.И., Василевская Д.В., Яковенко А.В., Наумов И.А., Ратников М.А.* Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 95–111. DOI: 10.31897/PMI. – 2022. – 100.
13. Распоряжение Правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р «Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» // Собрание законодательства РФ. – 31.12.2018. – № 53 (часть II). – Ст. 8762.
14. Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» // URL: <http://online.zakon.kz>.
15. *Баймишев Р.Н.* Эффективные международные подходы в государственном управлении недрами // Горные науки и технологии. – 2020. – № 5. – С. 162–184.
16. Теоретико-правовые основы формирования модели правового регулирования научно-технического сотрудничества Российской Федерации и стран СНГ, ЕАЭС в отраслях ТЭК по проблемам рационального природопользования, экологии и охраны окружающей среды в рамках единой научно-технической политики: монография / Волков Ю.В., Ефимцева Т.В., Дьяконова А.А. и др. – Москва: ИНФРА-М, 2020. – 255 с. – (Научная мысль).

## **ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ВВОДА В РАЗРАБОТКУ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

**А.Г. Зайдуллин**

*ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», ДРМ, УРМ, ОР РМ «Север»,  
г. Альметьевск, ZaydullinAG@tatneft.ru*

Ромашкинское нефтяное месторождение является одним из десяти крупнейших месторождений в мире, расположено в центре Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в юго-восточной части Республики Татарстан.

Месторождение открыто в 1948 году в Бугульминском районе ТАССР и эксплуатируется с 1948 года. За это время отобрано 2,19 млрд. т нефти, что составляет 86,2% от начальных извлекаемых запасов. В настоящее время месторождение находится на поздней стадии разработки.

Пласт Д0 достаточно однороден, в основном, представлен 1–2 прослоями, эффективная нефтенасыщенная толщина чуть более 3 м.

При этом коллектор акыновского горизонта на отдельных участках характеризуется низкими ФЕС, со значениями пористости и проницаемости вблизи границы коллектор-неколлектор. Вместе с тем, анализ данных РИ-ГИС, указывает на недооценённый потенциал пласта (рис. 1).

Основанием для работы послужила низкая эффективность выработки запасов нефти глинистых коллекторов пласта Д0 и наличие геологических особенностей залежей.

Целью данной работы является анализ геологического строения пласта Д0 акыновского горизонта, актуализация петрофизической модели и оценка запасов нефти, актуализация геологических и гидродинамических моделей и численные исследования эффективности проведения операций ГРП.

Были проведены работы:

- Оценка качества исходных данных;

- Уточнение петрофизических зависимостей;
- Анализ свойств и состава пластовых флюидов;
- Уточнение базы РИГИС по результатам обновленной петрофизической модели объекта исследования;
- Актуализация геолого-гидродинамической модели;
- Анализ технологических показателей разработки низкопроницаемых глинистых коллекторов пласта Д0 кыновского горизонта Ромашкинского месторождения;
- Анализ эффективности применения ГРП для повышения выработки запасов нефти в низкопроницаемых глинистых пластах;
- Факторный анализ реализованных ГРП на кыновский горизонт по 30-ти скважинам.

Результатом работы является расчёт и обоснование технологически и экономически эффективных вариантов ввода в активную разработку низкопроницаемых глинистых коллекторов кыновского горизонта Ромашкинского месторождения (рис. 2).

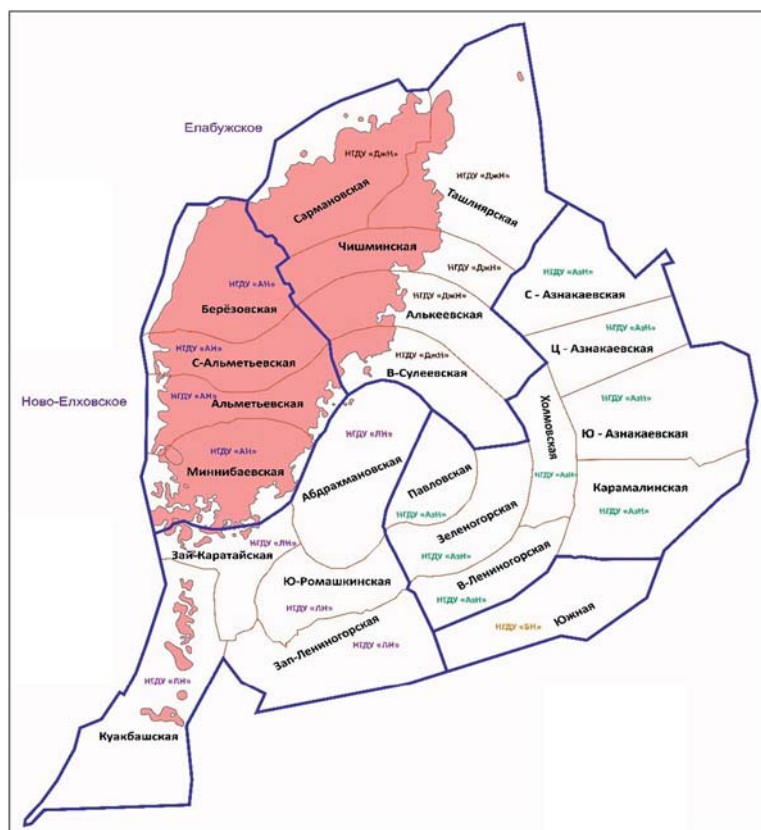


Рис. 1. Контуры пластов Д0 Ромашкинского месторождения.

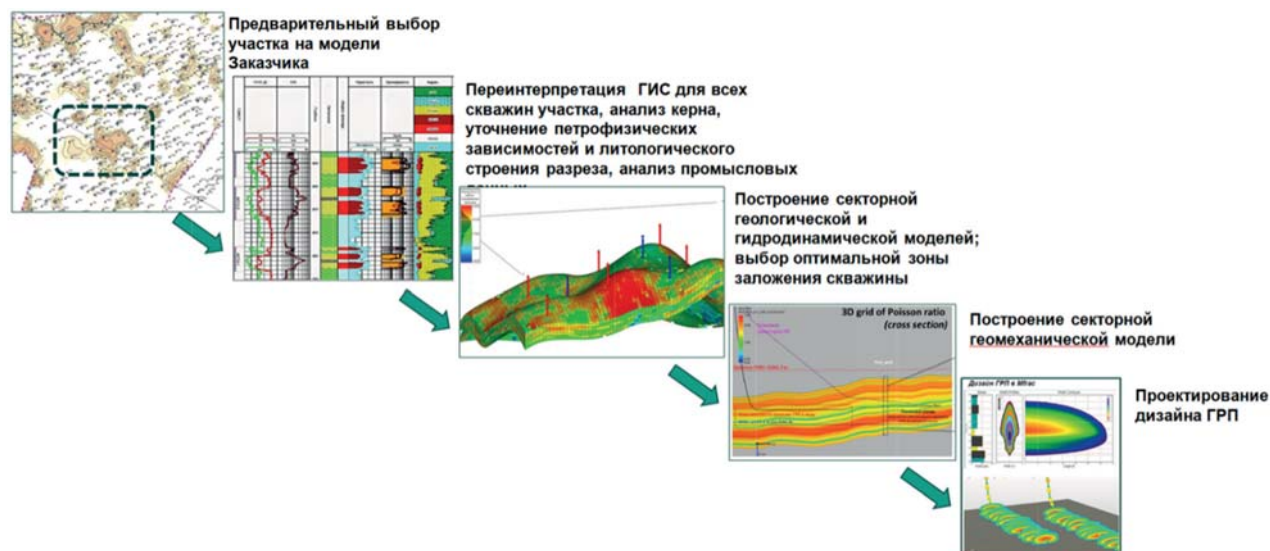


Рис. 2. Процесс ввода низкопроницаемых коллекторов.

## Литература

1. «Дополнение к проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. Книга 1». – Бугульма, 2012.
2. Стандарт по интерпретации ГИС «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан». – Альметьевск, 2013.
3. Гильманова Р.Х. Информационный отчёт «Расчёт и обоснование технологически и экономически эффективных вариантов ввода в активную разработку низкопроницаемых глинистых коллекторов кыновского горизонта Ромашкинского месторождения». – Уфа, 2021.



## RETAINING THE SUSTAINABILITY OF RUSSIA'S ENERGY INDUSTRY GIVEN THE SANCTIONS

M.R. Islam<sup>1</sup>, D.G. Yarakhanova<sup>2</sup>

<sup>1</sup> President, Emertec Research and Development Ltd., Canada, [president@emertec.ca](mailto:president@emertec.ca)

<sup>2</sup> Docent, Kazan Federal University, Kazan, Russia, [dilyara.yar@mail.ru](mailto:dilyara.yar@mail.ru)

The evolution of human civilization is synonymous with how it meets its energy needs. Sustainability of energy usage is of utmost importance for maintaining the order of any civilization. [1, 2].

In October 2022, OPEC members produced 298 million barrels per day (*Figure 1*). Russia is a member of OPEC + and it produced 9.72 million barrels per day[3]. The Russian Federation is the second largest oil producer in the world, and the sale of oil is the cornerstone of its economy.

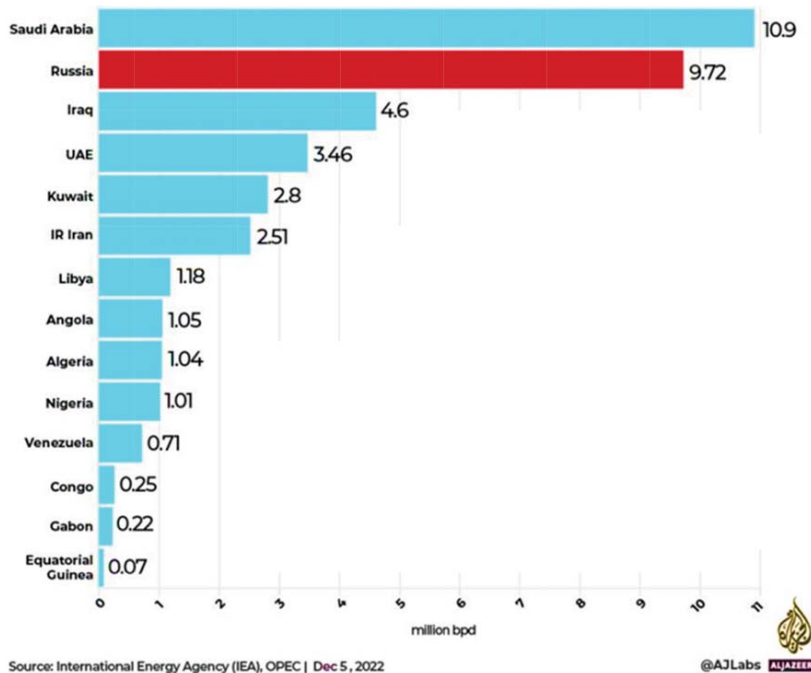


Figure 1. Oil production by OPEC countries in October 2022

The sanctions storm has made oil and gas companies vulnerable to manipulation, and with the increasing politicization of fossil fuels and the resulting global deindustrialization agenda, the original direction of sustainable development of the world has been practically thrown back.

The West surveils the five main key areas of development in the Russian Federation (*Figure 2*): elites, finance, trade, technology and energy.

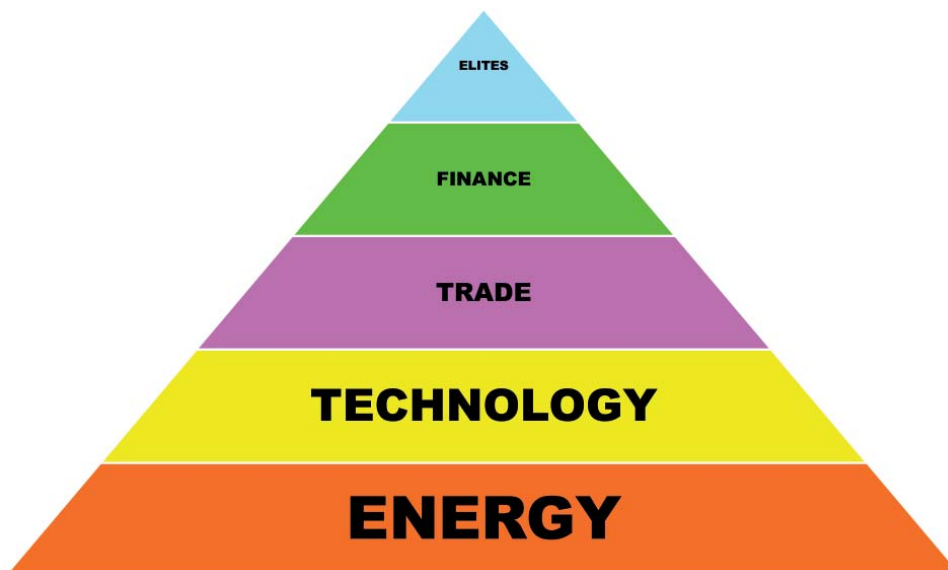


Figure 2. Five key areas for the formation of the Russian Federation

Sanctions are also being introduced: against elites that do not pursue a pro-Western policy; against banks and banking operations; are trying to stop purchasing activities, Russian imports for many goods and advanced technologies have sharply decreased, including in the energy sector.

Through export control sanctions, the West seeks to limit the sale of technology to the Russian energy industry. So, imposing sanctions, the Joe Biden administration introduced export controls on the extraction of energy resources – aimed at the strategic sector.

According to Forbes [4], in 2022 the United States overtook Russia as a gas supplier to Europe. Most European leaders rushed to sign LNG deals with the US, resulting in an additional \$1 trillion in revenue for US energy companies such as Cheniere Energy (LNG.A.) and Total Energies (TTEF.PA). The energy crisis has deepened cooperation between Washington and Brussels, leaving Europe almost ostensibly detached from Russia and become more dependent on the United States.

It should be noted that natural gas cannot be easily replaced by other forms of energy, at least not for several years. The most economical way to deliver natural gas is through pipelines that exist from Russia to the EU. Replacing natural gas with liquefied natural gas (LNG) supplies from the United States or other sources requires specialized container ships and advanced infrastructure to bring the gas through ports and transport it to inland destinations. It usually takes several years to build such an infrastructure, although it is now being built in a hurry.

But at the same time, according to Eurostat, the International Energy Agency [5] – the European Union (EU 26) is highly dependent on Russian energy (*Figure 3*). EU 26 represents the 27 countries of the European Union minus Estonia.

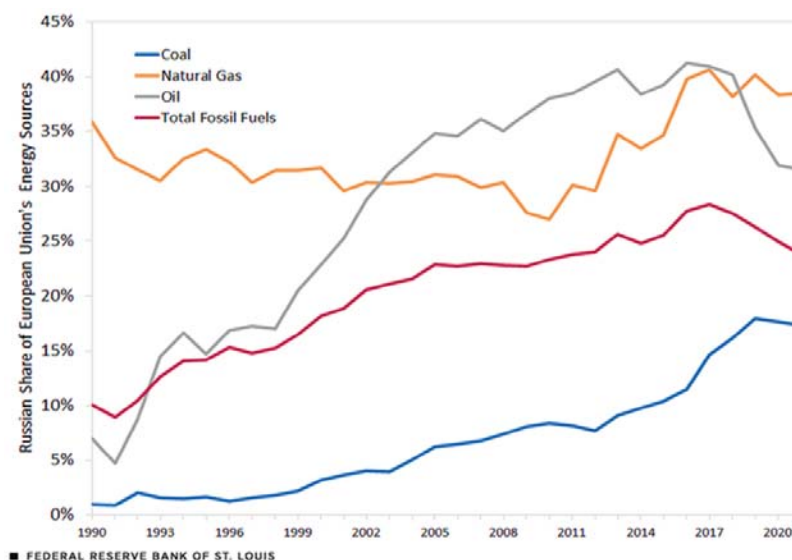


Figure 3. Dependence of the European Union on Russian energy

Many governments are reluctantly restricting energy products trade due to fears of slower economic growth and inflation. And some states continue to buy Russian raw materials, ignoring the energy price ceiling imposed by the West.

As a result of the current energy crisis caused by the crisis in Russia / Ukraine, it shows that politicization has only intensified. Continued trade, along with high oil and gas prices this year, means that Russian exports have actually increased in value due to the current situation in Ukraine, which gives Moscow enough income to finance defense and conduct offensive actions [6].

The sanctions have not been as devastating as Western officials had hoped. The backbone of the Russian economy, the export of oil and gas, remains virtually untouched despite a boycott by the United States and its allies. China and India are among the countries that have increased their imports.

It is becoming clear that the imposed sanctions have backfired, and the futility of the New World Order is becoming more and more apparent. Recently, Russia expressed its readiness to develop a new global reserve currency together with China and other BRICS countries (*Figure 4*), which could challenge the dominance of the US dollar.

It seems the world is ready to launch a new paradigm.



Figure 4. BRICS countries: Brazil, Russia, India, China, South Africa

It was not easy for the United States and its allies to squeeze out the revenues generated by Russian state-owned enterprises from the sale of energy resources.

The main difficulties due to EU and US sanctions for domestic oil and gas companies are associated with a change in logistics – the need to redirect export flows to the east, to the countries of the Asia-Pacific region (APR).

Accordingly, Russia also sells and transports natural gas to Europe and Asia (Figure 5) [7] using the pipeline network.

As global inflation soars, importing governments are reluctant to impose energy bans that could drive up market prices.



Figure 5. Pipelines for the transportation of natural gas

In conclusion, we note that energy is the foundation of the country's sustainable development and, with competent control by the state, gives the driving force for improve and create new modern technologies, which in combination launches the economy and transforms legislative support.

#### References

1. *Islam, Jaan S. et al.*, 2018, *Economics of Sustainable Energy*, Scrivener Wiley, 628 pp.
2. *Islam, M.R.*, 2020, *Economically and Environmentally Sustainable Enhanced Oil Recovery*, Scrivener-Wiley.
3. *Aljazeera News*, 2023
4. *Forbes Newsletter*, 2023
5. *Data from Eurostat, International Energy Agency IEA*, 2023
6. *New York Times analysis*, 2023.
7. *Russian gas bypassed EU restrictions* [Electronic resource]. – URL: [https://topcor.ru/uploads/posts/2019-12/1575184739\\_scale\\_1200.jpg](https://topcor.ru/uploads/posts/2019-12/1575184739_scale_1200.jpg) (Date of access: 07.07.2023).

## СОХРАНЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ

М.Р. Ислам<sup>1</sup>, Д.Г. Яраханова<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Президент, Emertec Research and Development Ltd., Канада, [president@emertec.ca](mailto:president@emertec.ca)

<sup>2</sup> Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Россия, [dilyara.yar@mail.ru](mailto:dilyara.yar@mail.ru)

Эволюция человеческой цивилизации является синонимом того, как она удовлетворяет свои потребности в энергии. Устойчивое использование энергии имеет первостепенное значение для поддержания порядка любой цивилизации [1, 2].

В октябре 2022 года члены ОПЕК добыли 298 миллионов баррелей в сутки (рис. 1). Россия входит в ОПЕК+ и ей добыто 9,72 млн. баррелей в сутки [3]. Российская Федерация является вторым по величине производителем нефти в мире, а продажа нефти является краеугольным камнем её экономики.

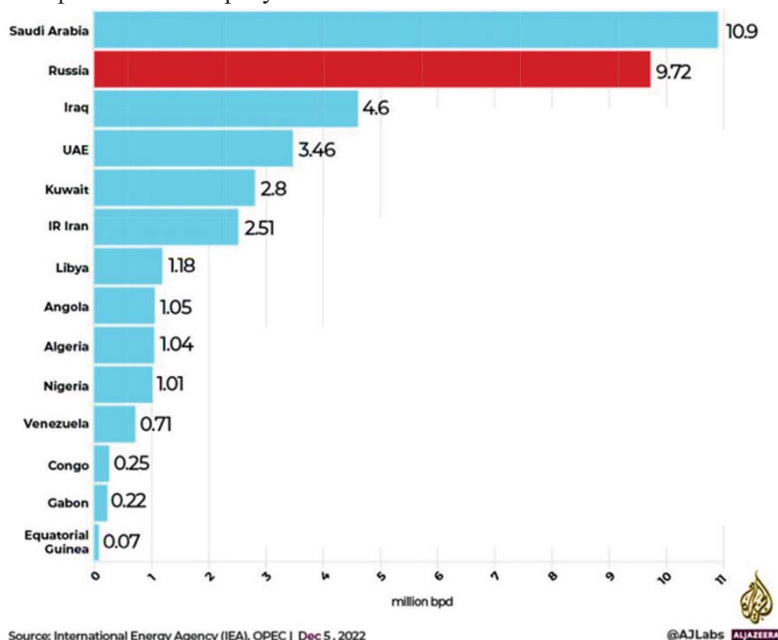


Рис. 1. Добыча нефти странами членов ОПЕК в октябре 2022 года.

Санкционный шторм сделал нефтегазовые компании уязвимыми для манипуляций, а с усилением политизации ископаемого топлива и вытекающей из этого глобальной повестки деиндустриализации первоначальная направленность устойчивого развития мира была практически отброшена назад.

Запад следит за пятью основными ключевыми областями становления в Российской Федерации (рис. 2): элиты, финансы, торговля, технологии, энергетика.

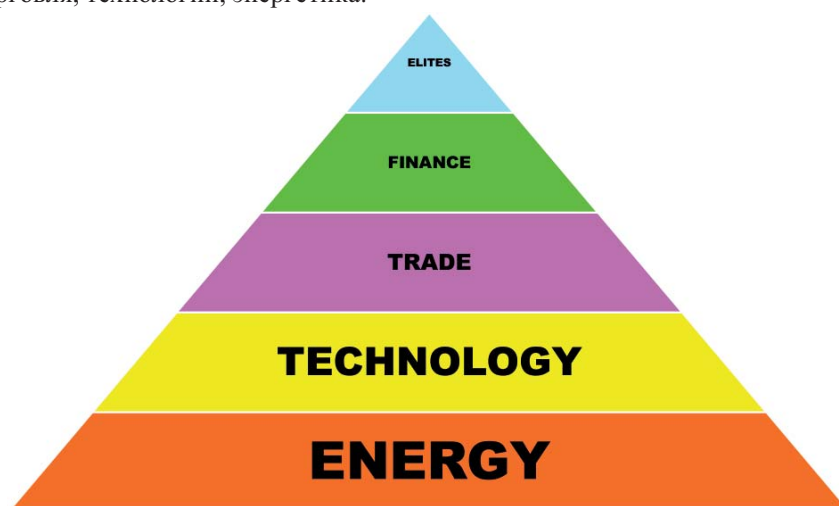


Рис. 2. Пять ключевых областей становления Российской Федерации.

Санкции также вводятся: против элит, которые не проводят прозападную политику; против банков и банковских операций; стараются остановить закупочную деятельность, резко сократился российский импорт на многие товары и передовые технологии, в том числе в энергетическом секторе.

С помощью санкций экспортного контроля Запад стремится ограничить продажу технологий российской энергетической промышленности. Так, вводя санкции, администрация Джо Байдена ввела экспортный контроль на добычу энергетических ресурсов – нацеленных на стратегический сектор.

По данным Форбс [4], в 2022 году США обогнали Россию как поставщик газа в Европу. Большинство европейских лидеров поспешили заключить сделки по СПГ с США, что привело к дополнительному доходу в 1 триллион долларов для американских энергетических компаний, таких как Cheniere Energy (LNG.A.) и Total Energies (TTEF.PA). Энергетический кризис углубил сотрудничество между Вашингтоном и Брюсселем, в результате чего Европа практически якобы оторвалась от России и стала больше зависеть от США.

Надо отметить, что природный газ нельзя легко заменить другими видами энергии, по крайней мере, в течение нескольких лет. Самый экономичный способ доставки природного газа – по трубопроводам, которые существуют из России в ЕС. Для замены природного газа поставками сжиженного природного газа (СПГ) из Соединенных Штатов или других источников требуются специализированные контейнеровозы и развитая инфраструктура для доставки газа через порты, и транспортировки его во внутренние пункты назначения. Для создания такой инфраструктуры обычно требуется несколько лет, хотя её строительство сейчас и ведётся в спешке.

Но в то же время по данным Евростата, Международного энергетического агентства [5] – Европейский Союз (ЕС 26) сильно зависит от российской энергетики (рис. 3). ЕС 26 представляет 27 стран Европейского Союза за вычетом Эстонии.

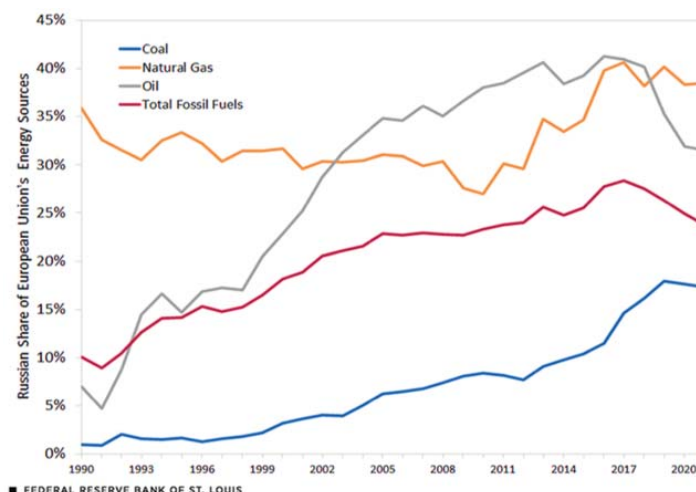


Рис. 3. Зависимость Европейского Союза от российской энергетики.

Правительства многих стран без энтузиазма ограничивают торговлю энергоносителями из-за опасений по поводу замедления экономического роста и инфляции. А некоторые государства продолжают закупать российское сырьё игнорируя введённый Западом потолок цен на энергоресурсы.

В результате сложившегося энергетического перелома, вызванного кризисом в России / Украине, показывает, что политизация только усилилась. Продолжающаяся торговля, наряду с высокими ценами на нефть и газ в этом году, означает, что российский экспорт фактически увеличился в цене из-за сложившейся ситуации на Украине, что даёт Москве достаточный доход для финансирования обороны и ведения наступательных действий [6].

Санкции оказались не такими разрушительными, как на то надеялись западные чиновники. Основа российской экономики – экспорт нефти и газа – остаётся практически нетронутой, несмотря на бойкот со стороны Соединённых Штатов и их союзников. Китай и Индия входят в число стран, которые увеличили свой импорт.

Становится очевидно, что введённые санкции привели к обратным результатам, а тщетность Нового Мирового Порядка становится всё более очевидной. Недавно Россия выразила готовность разработать новую глобальную резервную валюту вместе с Китаем и другими странами БРИКС (рис. 4), что может бросить вызов доминированию доллара США.

Кажется, мир готов к запуску новой парадигмы.



Рис. 4. Страны входящие в BRICS: Бразилия, Россия, Индия, Китай, ЮАР.

Соединённым Штатам и их союзникам было нелегко выжимать доходы, полученные российскими государственными предприятиями от продажи энергоресурсов.

Основные трудности из-за санкций ЕС и США для отечественных нефтегазовых компаний связаны с изменением логистики – необходимостью перенаправлять экспортные потоки на восток, в страны Азиатско-тихоокеанского региона (АТР).

Соответственно, Россия также продаёт и транспортирует природный газ в страны Европы и Азии (рис. 5) [7], используя сеть трубопроводов.

Поскольку глобальная инфляция стремительно растёт, правительства государств импортёров неохотно вводят энергетические запреты, которые могут привести к росту рыночных цен.



Рис. 5. Трубопровод для транспортировки природного газа.

В заключении отметим, что энергетика является фундаментом устойчивого развития страны и при грамотном контроле со стороны государства даёт движущую силу для совершенствования и создания новых современных технологий, что в комплексе запускает экономику и трансформирует законодательное обеспечение.

### Литература

1. *Islam, Jaan S. et al.*, 2018, *Economics of Sustainable Energy*, Scrivener Wiley, 628 pp.
2. *Islam, M.R.*, 2020, *Economically and Environmentally Sustainable Enhanced Oil Recovery*, Scrivener-Wiley.
3. *Aljazeera News*, 2023
4. *Forbes Newsletter*, 2023
5. *Data from Eurostat, International Energy Agency IEA*, 2023
6. *New York Times analysis*, 2023.
7. *Российский газ обошёл ограничения ЕС* [Электронный ресурс]. – URL: [https://topcor.ru/uploads/posts/2019-12/1575184739\\_scale\\_1200.jpg](https://topcor.ru/uploads/posts/2019-12/1575184739_scale_1200.jpg) (Дата обращения: 07.07.2023).

## СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ФИЛЬТРАЦИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ЗАДАЧАХ

В.В. Михеев<sup>1</sup>, А.А. Вихорева<sup>2</sup>, Р.Р. Гильмутдинов<sup>1</sup>, А.Г. Дегтярев<sup>3</sup>, Д.В. Пономаренко<sup>2</sup>, В.В. Пыхалов<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Градиент Технолоджи», г. Казань, [miheevvova@mail.ru](mailto:miheevvova@mail.ru), <sup>2</sup> АО «Октопус», г. Москва,

<sup>3</sup> Академия наук Республики Татарстан, г. Казань

В данной работе мы попытаемся изложить свои методики фильтрации сейсмических сигналов, применяемые на практике при проведении геофизических расчетов.

При изучении сейсмических сигналов, полученных на конкретных месторождениях, выявляется целый ряд источников различного рода техногенных помех, наблюдаемых в виде регулярных всплесков энергии большой амплитуды, являющихся следствием действия отражённых, преломлённых и прямых волн, подходящих к поверхности наблюдения под определённым углом. Естественно, такие помехи должны быть удалены.

Мы предлагаем трехступенчатую методику фильтрации со следующими стадиями:

1. Удаление узкополосных помех с высокой интенсивностью.
2. Удаление волн Лява и Релея по принципу поляризации.
3. Выделение вертикально направленных волн, с удалением всех неподходящих волн.

Данный алгоритм поляризационной фильтрации, разработанный и реализованный Вихоревой А.А., позволяет использовать эти методики в программном виде в практических геофизических расчётах на реальных данных.

Первостепенно в данной методике используется подход, основанный на выявлении линейно-поляризованных волн-помех, имеющих высокую (относительно фонового уровня) энергию, сравнительно узкий диапазон частот, обладающих линейной поляризацией, и подходящих к поверхности наблюдения под углами менее 90 градусов, но более 5–10 градусов.

Второй фильтр основывается на первоначальном разделении сейсмического волнового поля на три составляющие поляризации:

- горизонтальная поляризация (волны Лява);
- эллиптическая поляризация (волны Релея);
- линейная поляризация в вертикальной плоскости (объёмные и плоские волны вертикальной направленности).

где, из наблюдаемого поля удаляются волны горизонтально поляризованные, и волны Релея. Оставшаяся часть представляет собой линейно поляризованные плоские и объёмные волны, распространяющиеся в вертикальной плоскости.

Однако, полученные волновые пакеты содержат в себе флуктуации энергии волны источника – волны Релея. С целью снижения влияния источника на плоские и объёмные волны, распространяющиеся в вертикальной плоскости, энергия последних нормируется к энергии волны Релея. Если представить, что условно энергия источника (волны Рэлея) представляет собой единичный импульс, то в этом случае результатом работы программы является отношение энергии вертикально направленных плоских и объёмных волн к энергии волны Рэлея (1):

$$A(w)=Avert *F((K/W)**m)* F(t)/Ar1*F((K/W)**n)*F(t), \quad (1)$$

где,

- $A(w)$  – результирующий сигнал;
- $Avert$  – энергия волн в вертикальной плоскости;
- $F((K/W)**m)$  – влияние гиперболической связи энергии источника на возбуждаемую вертикально направленную волну;
- $F((K/W)**n)$  – влияние на энергию источника гиперболической зависимости от частоты (источник импульс) энергии волн в среде;
- $F(t)$  – вариативная составляющая волн Рэлея/ $Ar1*F(L)F(t)=Avert/Ar1$ .

В результате расчётов сначала происходит удаление узкополосных помех (рис. 1, 2). На рис. 1 представлен сигнал до фильтрации, рис. 2 представляет результат после фильтрации.

На следующем шаге происходит удаление волн Лява, Релея по принципу поляризации (рис. 3, 4). На рисунке 3 представлен сигнал до фильтрации, рис. 4 представляет результат после фильтрации.

В заключительном шаге разработанной методики происходит выделение вертикально направленных волн. Используемый алгоритм основывается на выявлении в сейсмическом волновом поле волн, угол прихода которых к поверхности превышает наперёд заданный угол подхода волны. С учётом возможностей аппарата, все волны, расчётный угол подхода которых к поверхности превышает 5 градусов, является волной помехой. При этом волны отражённые, преломленные, обладают энергией, превышающей энергию вертикально направленных. Энергия и угол подхода волны являются критериями для выявления и удаления волн помех.

Результаты выделения представлены на рис. 5, 6. Рис. 5 отображает спектр всех волн, зарегистрированных в вертикальной плоскости – линейно поляризованные вертикально направленные и объёмные волны. Рис. 6 отображает спектр после фильтрации, выделяя вертикально направленные (в том числе стоячие волны).

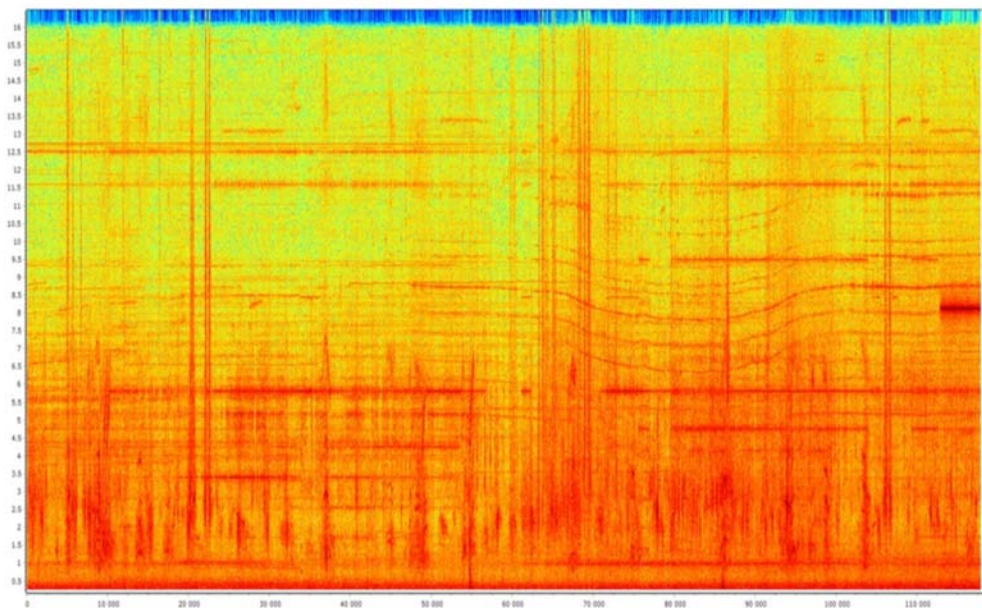


Рис. 1. Исходный сигнал до фильтрации.

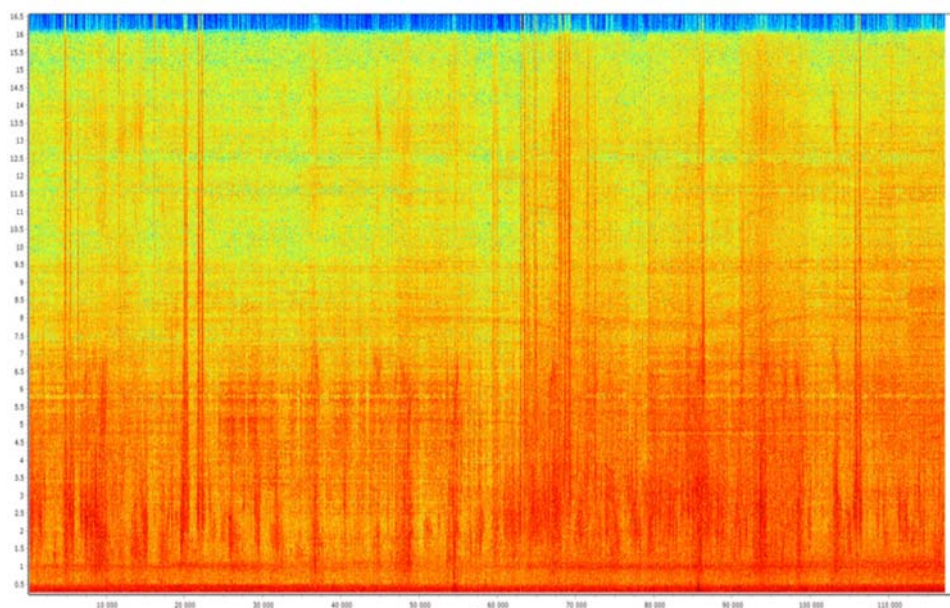


Рис. 2. Удаление из сигнала узкополосных помех.

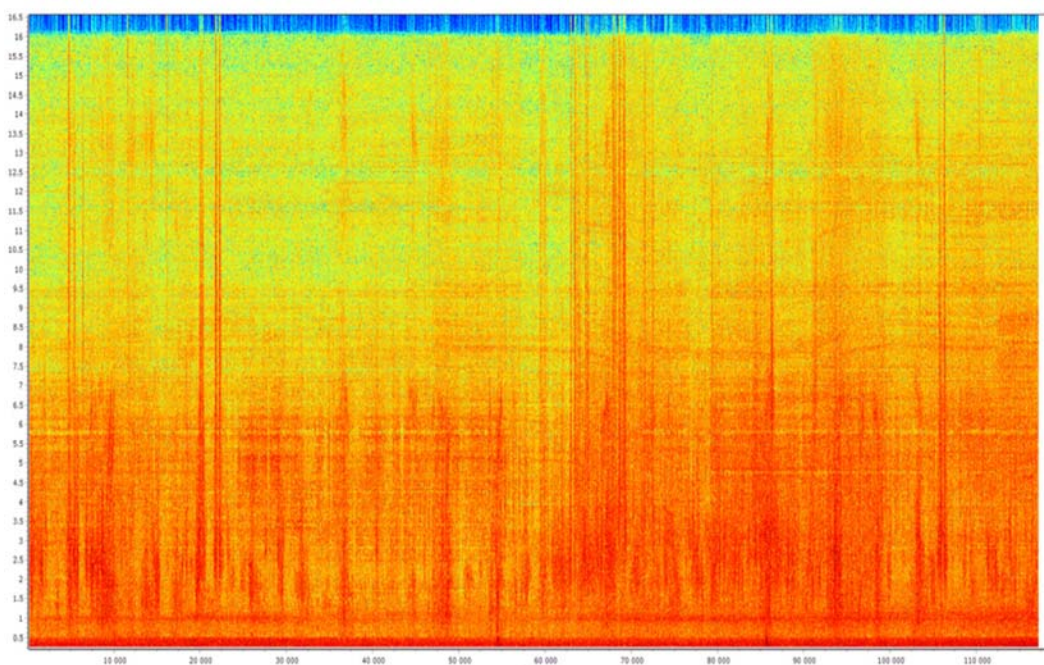


Рис. 3. Исходный сигнал до фильтрации.



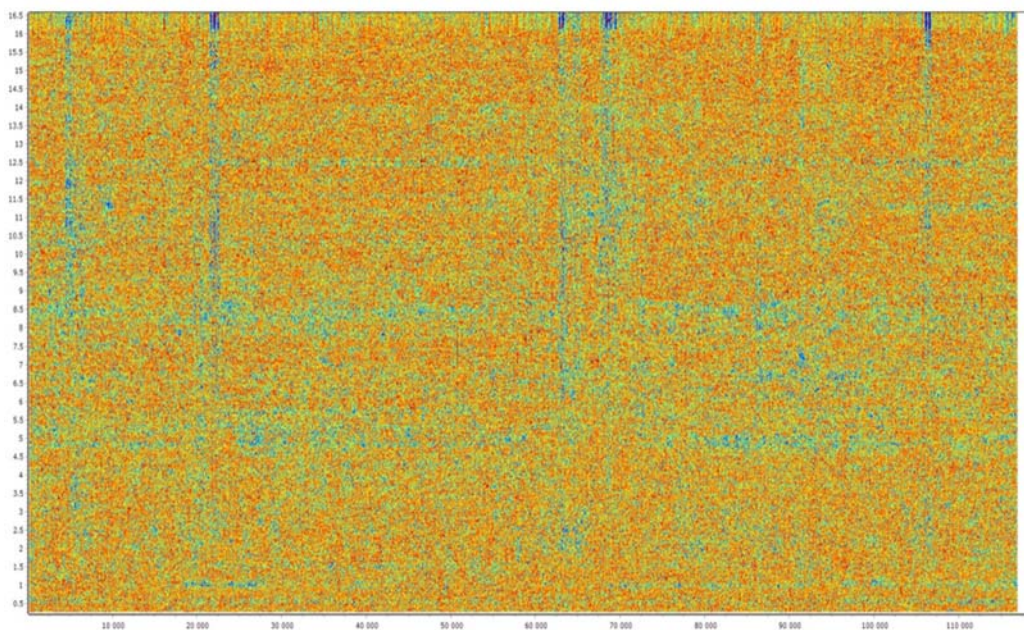


Рис. 4. Результат фильтрации после удаления волн Лява, Релея.

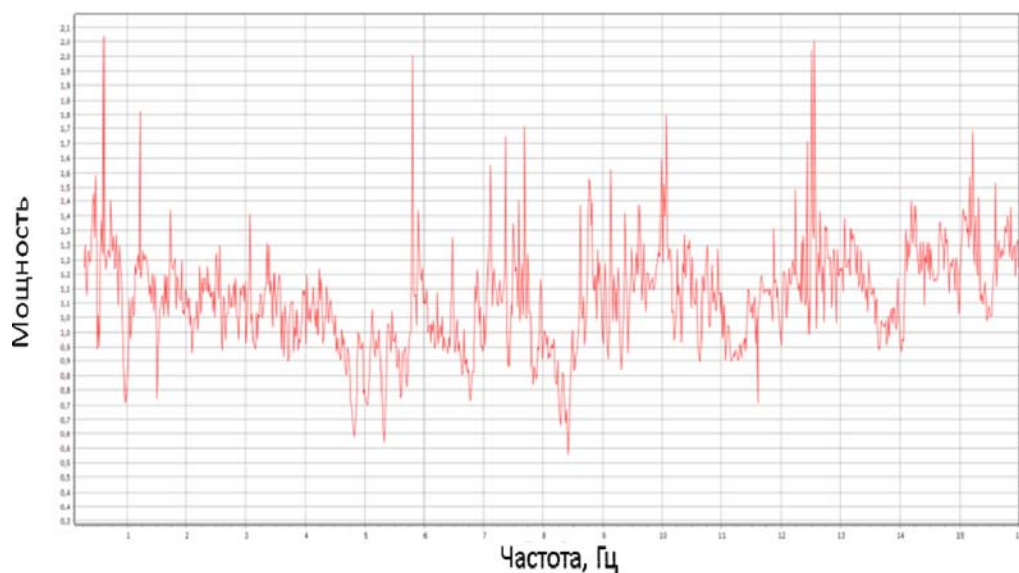


Рис. 5. Спектр всех волн, зарегистрированных в вертикальной плоскости.

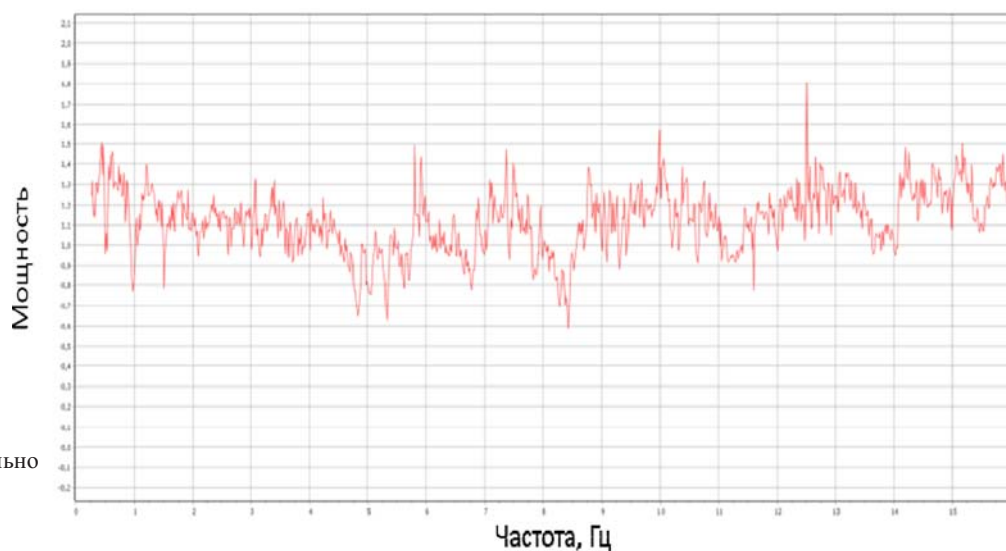


Рис. 6. Спектр вертикально направленных волн (в т.ч. стоячих).

В результате такой фильтрации и дополнительных процедур (ввод поправок от верхней части разреза (ВЧР), неидентичность источника возбуждения (волна Рэлея)) получаемые распределения спектральной плотности вертикально направленных волн характеризуются стабильностью во времени и связанностью с геологическим строением среды. Об этом свидетельствует анализ результатов обработки наблюдений, выполненных в разные годы (в эксперименте участвовали данные с датчиков, обработанные в 2017, 2019, 2023 году). Для одноимённых пикетов, коэффициент корреляции между спектральной плотностью составил более чем 0,98.

Рис. 7 иллюстрирует суммарные спектры мощности по результатам наблюдений 2017 и 2019 года. Отмечается разброс спектра, связанный с ВЧР и волной Рэлея.

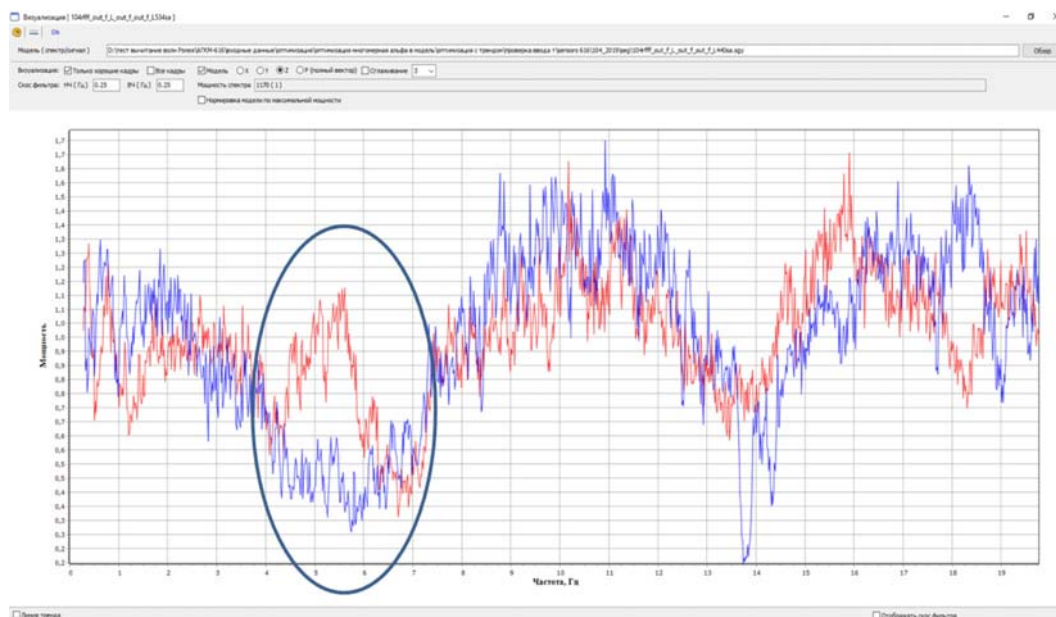


Рис. 7. Суммарные спектры мощности по результатам наблюдений 2017 и 2019 года (скв. 616) п.н. 104.

На рис. 8 представлены суммарные спектры мощности по результатам наблюдений 2017 и 2019 года после ввода поправки связанной с ВЧР и волной Рэлея. Отмечается резкое снижение разброса мощности спектра.

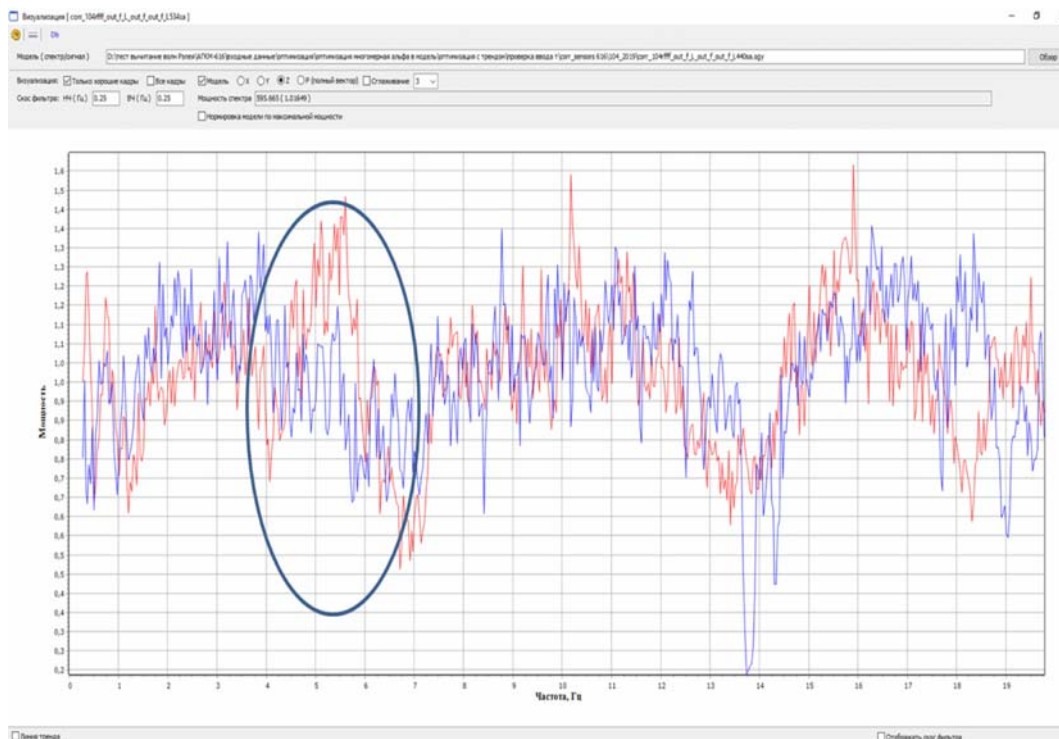


Рис. 8. Суммарные спектры мощности по результатам наблюдений 2017 и 2019 года после ввода поправок.

Таким образом, применяемые нами методики фильтрации поверхностных волн с успехом могут применяться в задачах построения геомеханических моделей пластов и сред.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ДВОЙНОГО ГРАДИЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ  
ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН**

**А.Х. Аглиуллин, Р.А. Исмаков, Р.И. Ганиев, Люк Де Бюер**

*Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» при ФГБОУ  
ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, dir@et.center*

Китай объявил, что нефтяники начали бурить шахту, которая может стать одной из самых глубоких в мире. Цель – изучить внутреннюю структуру и эволюцию Земли и собрать данные для геолого-геофизических исследований, а также, и это крайне важно для Пекина, найти новые источники полезных ископаемых. Будет пробурено 11 тысяч метров, 10 континентальных слоёв, самому древнему из которых 145 миллионов лет. Современная концепция образования скоплений углеводородов, подкрепленная экспериментальными работами и геологическими данными, допускает существование гигантских залежей нефти и газа на глубинах, превышающих 10–12 км. Анализ текущих тенденций в области поиска и разведки глубинных углеводородных ресурсов показывает, что одно из направлений развития нефтегазовой отрасли связано с бурением сверхглубоких скважин. При этом разработка новых инновационных технологий бурения является ключевым вопросом [1].

Технология бурения с двойным градиентом (ТБДГ), которая традиционно ограничивалась строительством глубоководных и сверхглубоководных скважин, в последнее время распространилась для бурения на мелководном шельфе и на суше. Используя метод ТБДГ на основе разбавления, можно устранить технические и экономические ограничения при поиске сверхглубоких углеводородных и геотермальных пластов (для реализации концепции «Geothermal Anywhere», которая нацелена на обеспечение любой точки мира чистой базовой геотермальной энергией).

ТБДГ привлекла пристальное внимание в конце 1990-х и начале 2000-х годов благодаря совместному промышленному проекту SubSea MudLift Drilling ведущих международных нефтегазовых компаний (Chevron, Shell и т.д.) [2, 3]. До 2010 года для глубоководного бурения рассматривались несколько ТБДГ, в том числе технология компании Transocean «Система постоянного управления давлением в затрубном пространстве» (САРМ) [4]. В то время предполагалось, что буровые суда для глубоководного бурения, оснащенные ТБДГ, будут работать на глубине до 3500 метров и бурить скважины глубиной до 12 000 метров.

Однако после 2010 года на внедрение ТБДГ негативно повлияло сокращение числа проектов глубоководного бурения. Позже экономические спады в 2014, 2017 и 2020 годах также помешали внедрению ТБДГ на глубоководных участках. Единственными сохранившимися вариантами применения ТБДГ стали система безрайзерного бурения RMR (Riserless Mud Return), применяемая при бурении верхней секции скважин (до спуска подводного противовыбросового оборудования (ППВО) и бурение (после спуска ППВО) с контролируемым уровнем бурового раствора CML (Control Mud Level). Более того, импульс ТБДГ был в значительной степени утрачен, так как многие эксперты по ТБДГ ушли из отрасли.

Команда Научного Центра Мирового Уровня (НЦМУ) при Уфимском Государственном Нефтяном Техническом Университете стремится возродить внимание к ТБДГ посредством адаптирования метода САРМ для строительства скважин на суше, так и на море [5].

Технология на основе разбавления бурового раствора представляет собой сочетание наземных и внутри-скважинных технологий, имеющегося готового оборудования и практики бурения и приведена на рис. 1.

В данной технологии используется затрубное пространство обсадной колонны для создания точки разбавления в спроектированном месте на обсадной колонне. Тяжёлый буровой раствор закачивается через буровую трубу и используется для поддержания проходки скважины. При возвращении на поверхность тяжёлый буровой раствор разбавляется лёгким буровым раствором в точке разбавления, образуя буровой раствор средней плотности. Гидростатическое давление в скважине в затрубном пространстве определяется двумя градиентами: буровым раствором средней плотности выше точки разбавления и буровым раствором тяжёлой плотности ниже точки разбавления.

После выхода на поверхность буровой раствор средней плотности разделяется на тяжёлую и лёгкие буровые растворы с помощью запатентованного оборудования для разделения методом центрифугирования [6]. Тяжёлый буровой раствор в дальнейшем используется для закачки в буровую колонну, а лёгкий буровой раствор выполняет роль жидкости для разбавления. Забойный клапан FlowStop [7] используется в основании буровой колонны для предотвращения перетока бурового раствора (U-tube эффект), что является распространённой проблемой в системах двойного градиента из-за разницы в гидростатическом давлении в буровой колонне и затрубном пространстве.

ТБДГ на основе разбавления может быть установлена на любой стандартной наземной или морской буровой установке и дополнена стандартными системами MPD (Managed Pressure Drilling).

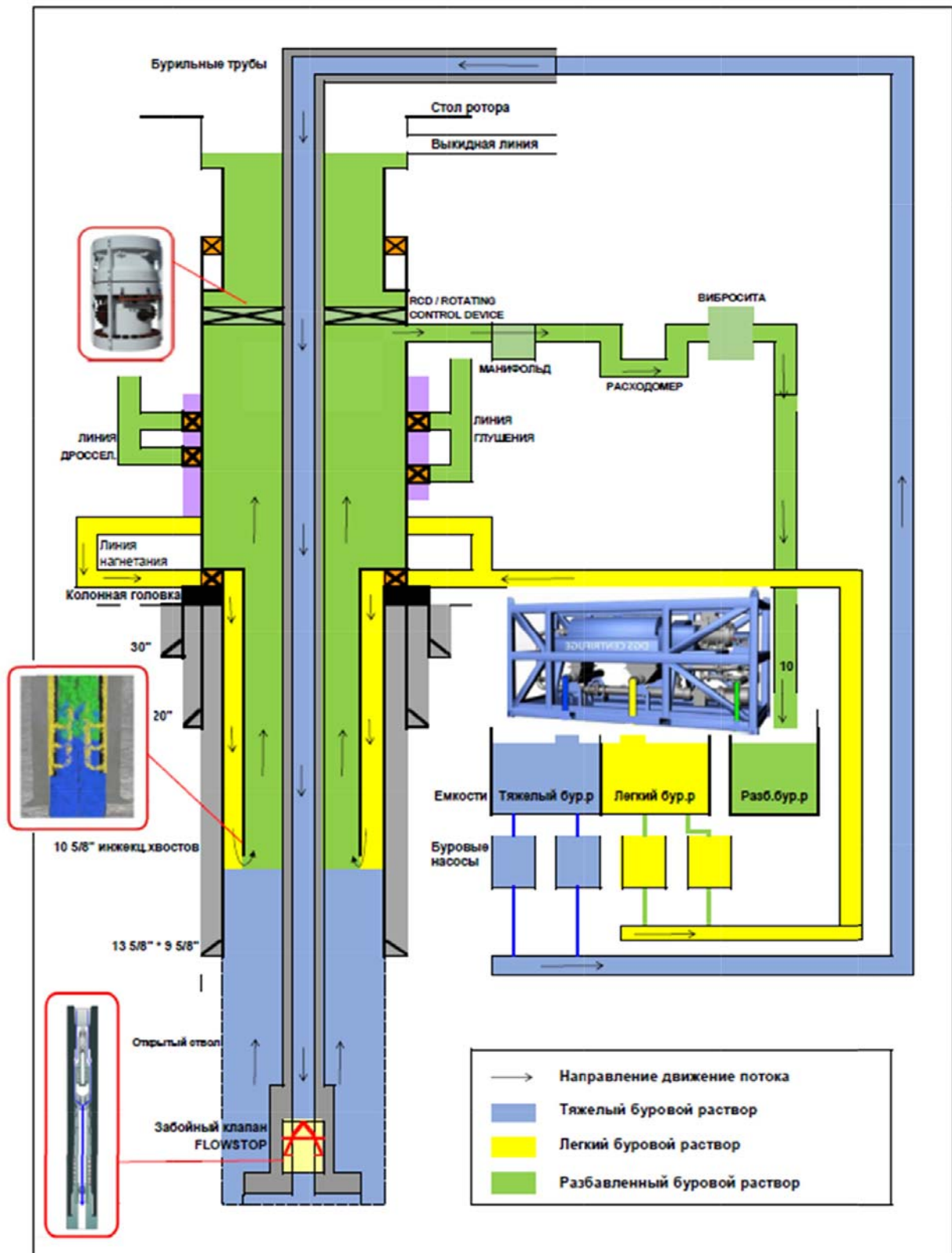


Рис. 1. Схема ТБДГ на основе разбавления бурового раствора.

На рис. 2 в сравнении показаны скважина с двойным градиентом и скважина с обычным одинарным градиентом для одинаковых профилей порового давления и градиента гидроразрыва пласта (PPFG), встречающихся при бурении глубоких углеводородных или геотермальных месторождений. Для скважины с одинарным градиентом (ОГ) требуется 6 обсадных колонн и, в итоге, получается небольшая 6-дюймовая скважина на проектной глубине. Для той же скважины, пробуренной по технологии двойного градиента, требуется всего 3 обсадные колонны, а диаметр скважины при проектной глубине можно сохранить в 8 5/8 дюйма.

**Бурение с одним градиентом VS двойной градиент**  
**Сокращ. от 6 до 3 обсадн. колонн**

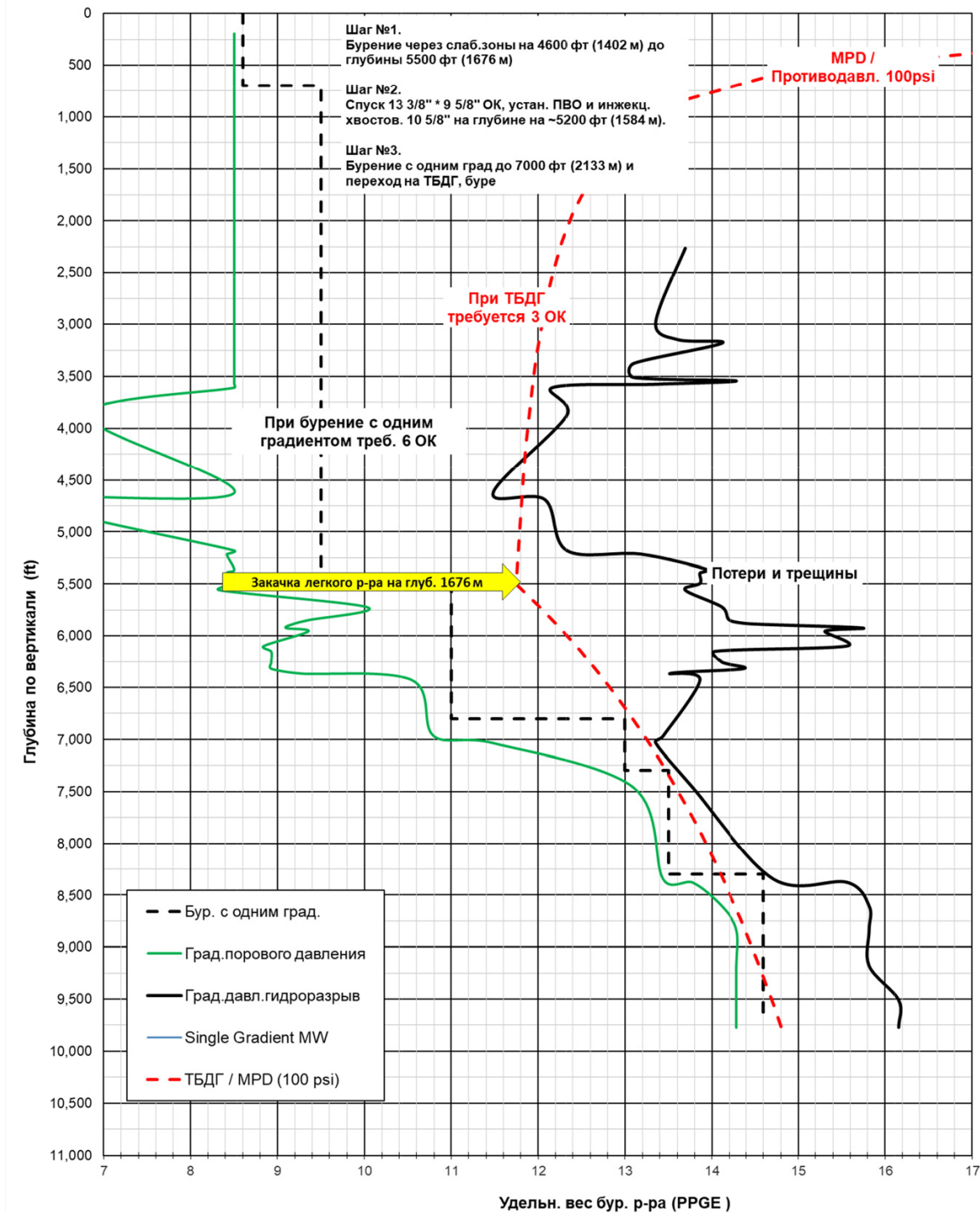


Рис. 2. Конструкция глубокой газовой скважины одной из ведущих нефтегазовых компании РФ при бурении с одним градиентом и с TBDГ на основе разбавления.

Уменьшение количества обсадной колонны с шести до трёх также уменьшает прогнозируемое количество дней бурения с 60 до 40 дней. Также ожидается, что целостность скважин при TBDГ будет лучше за счёт большего размера цементируемого затрубного пространства. Соответствующие изменения в конструкции скважины сокращают время и затраты на её обсадку и цементирование, в дополнение к экономии средств за счёт отказа от обсадных колонн. Более того конструкция скважины TBDГ достигает проектной глубины с долотом 8 1/2 дюйма и более тяжёлыми бурильными трубами.

Центрифуга TBDГ для разделения бурового раствора играет одну из ключевых ролей в TBDГ. Данная центрифуга уникальна тем, что на момент разработки первой системы TBDГ в мире не существовало документально

подтверждённого использования подобных центрифуг. Проектной команде ТБДГ (включали ключевых учёных НЦМУ) пришлось начинать с нуля, поэтому проведённые тесты имели решающее значение для определения того, какой тип и размер центрифуги лучше всего подходит для производительности ТБДГ.

Центрифуги в бурении применяются для очистки бурового раствора от выбуренной породы, а также для регенерации утяжелителя бурового раствора. До последнего времени обычно использовались осадительные центрифуги со шнековой выгрузкой осадка с диаметром ротора 320...500 мм. Но центрифуги для разделения бурового раствора на два новых раствора с требуемыми проектом плотностями не существовало. Проектной группе также нужно было узнать какая центробежная сила требуется в течение какого периода времени и могут ли центробежные силы (далее G) в центрифуге дестабилизировать эмульсию в буровом растворе. Для проведения тестов была выбрана декантерная центрифуга DE-1000 Derrick, показанная на рис. 4.



Рис. 3. 14-дюймовая декантерная центрифуга DE-1000 Derrick.

Основные результаты теста №1:

1. Разбавленный буровой раствор SOBМ плотностью 9.5 ррг можно разделить на лёгкий буровой раствор с плотностью 7.3 ррг и утяжелённый буровой раствор (от 12 ррг до 18 ррг) в зависимости от настроек центрифуги.
2. Свойство бурового раствора (вязкость) не изменилось в процессе разделения и смешивания.
3. Испытания показали, что небольшой центробежной силы (<700 G) достаточно для достижения разделения бурового раствора.
4. Используемые полимеры или буровой раствор не разрушались в течение многих циклов циркуляции.
5. Одним из ограничений скорости потока были технические ограничения в мощности центрифуги. Другими словами, если бы у нас было больше мощности (лошадиные силы) на главном приводе, устройство могло бы обрабатывать > 250 галлонов в минуту.
6. Проектная группа пришли к выводу, что процесс разделения бурового раствора на разные по плотности части возможен и является повторяемым процессом.
7. Чтобы увеличить скорость потока до > 400 галлонов в минуту на единицу, требуется больший внутренний диаметр барабана центрифуги > 20 дюймов.

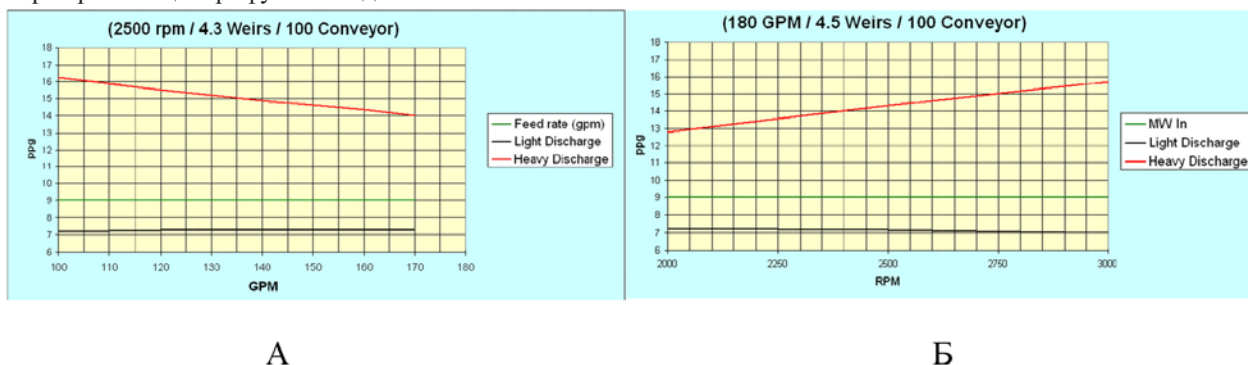


Рис. 4. Результаты теста центрифуги DE-1000 Derrick.

*А – Снижение веса бурового раствора за счёт увеличения расхода со 100 галлонов в минуту до 170 галлонов в минуту с 16 до 14 фунтов на галлон.*

*Б – Изменение плотности утяжелённого бурового раствора на выходе из центрифуги за счёт увеличения её центробежной силы G.*

#### Основные выводы

1. Технология бурения с двойным градиентом(ТБДГ) востребована для строительства глубоких и сверхглубоких скважин.

2. Проведённые расчёты ТБДГ показали возможность сокращения срока строительства рассматриваемой скважины с «узким окном» бурения на 33%.

3. Для применения ТБДГ проведены тестовые испытания декантерной центрифуги, которые подтвердили возможность разделения бурового раствора на две фракции различной плотности, что является ключевым фактором ТБДГ.

### Литература

1. Вызовы и риски глубокого и сверхглубокого бурения. [Электронный ресурс], Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2020-03/12>.

2. Петерман С.П. «Безрайзерное бурение – следующая ступень в глубоководном бурении» // Презентация с конференции по морским технологиям, Хьюстон, 1998.

3. Форрест Н., «Подводное оборудование для глубоководного бурения с двойным градиентом» / Форрест Н., Белли Т., Ханнаген Д. // SPE/IADC 67707, 2001.

4. Р.И. Ганиев. Бурение с двойным градиентом – как способ снижения затрат на строительство глубоководных скважин // Р.И. Ганиев, Люк Дебоер, А.Х. Аглиуллин, Р.А. Исмаков // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 4 (55). – С. 2–7.

5. Ганиев Р.И. Анализ систем бурения с двойным градиентом при строительстве глубоководных скважин / Р.И. Ганиев, Люк Дебоер // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. – 2020. – Вып. 61. – С. 24–37.

6. R.I. Ganiev. Dual Gradient Drilling: A Pilot test of Decanter Centrifuge for CAPM Technology / R.I. Ganiev, Luc Deboer, A.Kh. Agliullin, R.A. Ismakov // SOCAR Proceedings Special Issue No. 2. – 2021. – С. 70–79.

7. Ганиев Р.И. «U-tube» эффект при бурении с двойным градиентом и верхних интервалов глубоководных скважин / Р.И. Ганиев, Люк Дебоер, А.Х. Аглиуллин, Р.А. Исмаков // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. – 2021. – Вып. 64. – С.58–68.

### ВЫДЕЛЕНИЕ ОЧАГА РАННЕЙ ГЕНЕРАЦИИ УВ ЮЖНОЙ ПЕРИФЕРИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Б. Андреев<sup>1</sup>, Е.В. Козлова<sup>1</sup>, Т.Д. Булатов<sup>1</sup>, Т.И. Карамов<sup>1</sup>, Е.А. Леушина<sup>1</sup>, В.В. Колесов<sup>2</sup>, М.Ю. Спасенных<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, [bogdan.andreyev@skoltech.ru](mailto:bogdan.andreyev@skoltech.ru)

<sup>2</sup>ООО «ОТЭКС», г. Москва

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является крупнейшим в России по добыче углеводородов. Основная часть промышленной разработки ведётся в его центральной и северной частях, где было открыто множество крупных месторождений нефти и газа. При этом южные участки бассейна на время были исключены из нефтегазопроисковых работ ввиду невысокой эффективности бурения. Периферийные части Западно-Сибирского НГБ ввиду небольшого количества открытий остаются не до конца изученными, но, по-прежнему, являются перспективными районами для обнаружения новых залежей углеводородов. Целью данного исследования является детальная литолого-геохимическая характеристика разреза южной периферии Западно-Сибирского НГБ с последующей оценкой перспектив нефтегазоносности. Объектом исследования является керновый материал трёх скважин Прирахтовского месторождения, пробурённых в 2012 году, а также фондовый материал по проведённым работам в исследуемом районе (рис. 1), расположенном на севере Омской области.

В 1970–1980-е годы во время интенсивного разбуривания локальных геологических структур на рассматриваемой территории были найдены несколько мелких месторождений нефти и газа, включая Прирахтовское, Тайтымское и Тевризское, после чего активные геологоразведочные работы были прекращены. Нефтегазопроисковые работы были направлены на бурение преимущественно в сводовых частях антиклинальных структур, где наиболее перспективные отложения тюменской и васюганской свит либо отсутствовали (кольцевые структуры типа «лысый свод»), либо сильно сокращены по мощности, при этом крылья структур бурением затронуты лишь в единичных случаях. В некоторых скважинах были обнаружены прямые признаки нефтегазоносности, а также получены непромышленные притоки нефти и газа. При этом промышленная нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом диапазоне от выветрелых отложений доюрского фундамента Ягыл-Яхского месторождения (пласт М), среднеюрских отложений тюменской свиты Прирахтовского и Тайтымского месторождений (пласты Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>), верхнеюрских отложений баженовской свиты Баклянского месторождения (пласт Ю<sub>0</sub>), до меловых ачимовских отложений Тевризского месторождения (пласт Б<sub>16-20</sub>). Проницаемые коллекторы в юрских и ачимовских отложениях вскрыты практически всеми поисковыми скважинами. Присутствие регионально развитых покрышек подтверждено многочисленными скважинными данными и данными сейсморазведки: аргиллиты тюменской свиты, регионально выдержанные аргиллиты нижневасюганской подсвиты и глинисто-кремнистые породы баженовской свиты, а также трансгрессивные глинистые циклы неокома, разделяющие перспективные интервалы коллекторов меловых отложений. При оценке перспектив нефтегазоносности, основным источником неопределённости из-за отсутствия детальных геолого-геохимических исследований остаётся наличие очагов генерации в нефтематеринских породах в пределах исследуемой территории, а также их генерационный потенциал.

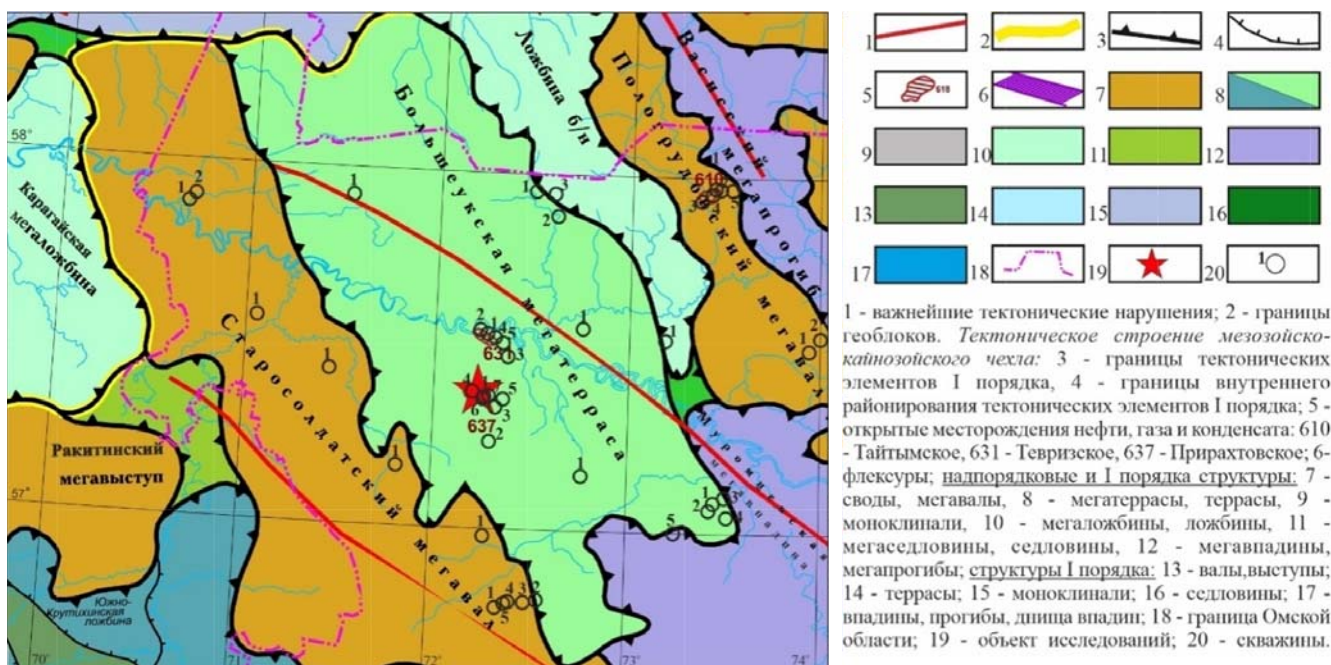


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В. И. Шпильмана, Н. И. Змановского, Л. Л. Подсосовой, 1998 г.). Масштаб 1:2 000 000.

В тектоническом отношении исследуемые скважины находятся в куполах локальных палеоподнятий в пределах Большеуковской мегатеррасы (рис. 1). Глубина фундамента в пределах территории не превышает 2800 м и по результатам обработки данных 2D сейсморазведки и каротажных диаграмм разрез ограничивается пластами Ю<sub>5</sub>-Ю<sub>6</sub> среднетюменской подсвиты в наиболее погруженных участках, залегающими на породах гетерогенного фундамента. Стратиграфический объём исследованного керна скважин представлен породами доюрского фундамента, юрскими (тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты) и меловыми отложениями (мегионская свита).

Комплекс исследований включает в себя литологические макроисследования, рентгенофлуоресцентный анализ (РФЛА) на приборе Vanta Olympus C; пиролитические исследования с использованием HAWK Resource Station по методу Rock-Eval [1, 2], выполненные по всему разрезу 3-х скважин; углепетрографические исследования образцов углистых пород и углей с определением мацерального состава и отражательной способности витринита (Ro%) с помощью микрофотометра QDI-300 Craic и микроскопа Leica DM2500 P по международному стандарту ISO/WD 7404-3:2009. Углепетрографические исследования выполнены в МГУ им. М.В. Ломоносова. Данные исследования позволили установить генерационный потенциал предполагаемых нефтематеринских пород и оценить нефтегазоносный потенциал района исследований.

Исследованный керн мегионской свиты представлен, в основном, аргиллитами, а также переслаиванием алевролитов и песчаников с частыми включениями углистого детрита. Баженовская свита представлена тонким переслаиванием глинисто-кремнистых пород с редкими прослоями известняков, а также включениями и линзами пирита мощностью до 3 см, а также прослойками битума. По данным РФА (нормализованные) баженовская свита характеризуется содержанием Si (до 63%), высоким содержанием серы в породах (до 11 масс. %); содержание Al, отвечающего за глинистость, составляет до 15%. Несмотря на высокую сернистость образцов, на данном этапе исследований разделения на органическую и пиритную форму не проводилось. Васюганская свита в исследуемом керне преимущественно представлена верхневасюганской подсвитой, сложенная мелководно-морскими песчано-алевритовыми отложениями с пластом угля мощностью до 1 м, который является реперным на исследуемой территории. Нижневасюганская подсвита представлена пачкой аргиллитов с редкими прослоями алевролитов и песчаников мощностью до 3–4 см, выдержанной по площади исследования по данным каротажа. Отложения неравномерно пиритизированы. Тюменская свита имеет неоднородное строение и представлена неравномерным переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Глинистость отложений в среднем составляет 15 масс. %, песчаники пластов Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>3</sub> неравномерно карбонатизированы. Мощность тюменской свиты в пределах северной части Омской области резко изменчива от 0 м (скважины Аксеновская-1, Тяпугинская-1 и др.) в зонах выклинивания до 150 м и более в наиболее погруженных частях. В пределах исследуемых скважин Прирахтовского месторождения мощность колеблется от 30 до 70 м.

Пиролитическая характеристика экстрагированных образцов баженовской, васюганской и тюменской свит приведены в табл. 1.



Средние значения пиролитических параметров (после экстракции) по свитам, вскрытым скважинами Прирахтовского месторождения

Свита	$C_{орг}$ , вес. %	НІ, мгУВ/г $C_{орг}$	ОІ, мгCO <sub>2</sub> /г $C_{орг}$	$T_{max}$ , °С	$K_{GOC}$ , (GOC/ $C_{орг}$ ) %
Баженовская	4,6–19,1 9,9	310–790 600	4–25 11	410–429 419	29–68 52
Васюганская	1,5–61 14	35–280 123	8–63 27	426–440 432	7–26 14
Тюменская	1,5–50 6	40–357 120	9–267 49	414–441 434	8–32 14

В ходе исследования была определена переходная зона из баженовской в мегионскую свиту, а именно подачимовскую пачку. Отмечается резкий контакт – изменяется цвет пород в керне на более светлый, среднее содержание  $C_{орг}$  резко падает с 12 вес. % до 3 вес. %, по данным РФЛА незначительно меняется состав основных петрогенных оксидов. Подачимовская пачка характеризуется средним содержанием  $C_{орг} = 3,1$  вес. % и водородного индекса  $NI = 388$  мг УВ/г  $C_{орг}$ . Керном охарактеризован 1 м переходной зоны, также в скважине Аксеновская-1 в пределах подачимовской пачки  $C_{орг} = 4$  вес. % (1 определение) [3, с. 68]. Тип и зрелость органического вещества исследуемых отложений представлены на рис. 2 а. Баженовская свита характеризуется низкими  $T_{max}$ , что, на первый взгляд, говорит о низкой термической зрелости керогена, однако использование пиролитического индекса  $K_{GOC}$  является более корректным для оценки зрелости пород баженовской свиты, так как параметры в зависимости от различных факторов можно получить завышенные или заниженные значения  $T_{max}$  [4, с. 9]. Так, в центральной части Западно-Сибирского НГБ, баженовская свита, содержащая кероген II типа, характеризуется максимальными  $K_{GOC} = 65\%$  для незрелых образцов [5]. На территории исследования  $K_{GOC}$  баженовской свиты меняется в интервале от 29 до 68% (рис. 2 б), что может также указывать на существенные объёмы генерации углеводородов в интервалах с его низкими значениями. При сопоставлении геохимической характеристики баженовской свиты с данными РФЛА и литологическим макроописанием было выяснено, что интервалы, обогащённые серой (до 11 масс. %), обладают пониженными  $K_{GOC}$ . При определении типа керогена на основании совокупности косвенных признаков  $K_{GOC}$ ,  $T_{max}$ , высокая доля общей S в породах, выдвинуто предположение о наличии в разрезе баженовской свиты интервалов, обогащённых керогеном IIS типа. Кероген IIS типа впервые охарактеризован в формации Монтеррей, как кероген II типа со значительной примесью органической серы, его формирование обусловлено недостаточным количеством в первичном осадке растворённого железа для связи всей серы в виде сульфидов [6, с. 515], однако для подтверждения наличия керогена IIS типа необходимо провести разделение общей серы на органическую и пиритную формы, что будет сделано в дальнейшем. Косвенно, низкие  $T_{max}$ , полученные по результатам пиролиза в разрезе баженовской свиты, также можно объяснить высоким содержанием органической серы в породе [7]. Обнаруженный очаг ранней генерации нефти в пределах баженовской свиты южной периферии Западной Сибири можно также сопоставить с составом нефтей открытых месторождений, исследованных в пластах Ю<sub>1</sub> Баклянской, Тайтымской, Наталинской площадей (сернистость нефтей 0,9–1,2%), Ю<sub>2</sub> Прирахтовской (сернистость 0,9–1,2%), а также Ю<sub>3</sub> Баклянской площади (сернистость нефтей 4,4 %) [8, с. 255]. Однако, отличающийся групповой состав и сернистость нефтей (0,1–0,4 %) пластов Ю<sub>2</sub> и М Ягыл-Яхской, Ю<sub>3</sub> Прирахтовской, Ю<sub>4</sub> Тайтымской [8, с. 255] говорят о существовании и другого источника нефтей в пределах данной территории. Помимо этого, около 10% исследованных образцов обладают  $K_{GOC} > 65\%$ , что может говорить либо о примеси керогена I типа, либо об изначально более высоком генерационном потенциале керогена IIS типа.

В пределах верхневасюганской подсвиты с геохимической точки зрения интересен пропласток угля мощностью до 1–2 м (по каротажным диаграммам) с содержанием  $C_{орг}$  выше 50 вес. %, и аномально высоким для угля водородным индексом  $NI$  до 280 мг УВ/г  $C_{орг}$  (не экстрагированные – до 350 мг УВ/г породы). Нижневасюганская подсвита представлена однородными аргиллитами мощностью до 15–20 м со средним  $C_{орг} = 2$  вес. %, а  $NI = 100$  мг УВ/г  $C_{орг}$ , однако существенный вклад в газоносность района остаётся под вопросом ввиду невысокой степени преобразованности пород ( $T_{max} < 440^\circ$ ). Отдельный интерес представляют углистые аргиллиты и угли тюменской свиты с высоким водородным индексом  $NI$  до 350 мг УВ/г  $C_{орг}$  (не экстрагированные – до 600 мг УВ/г  $C_{орг}$ ), суммарная мощность перспективных пропластков достигает по одной из скважин 11 м (20 % от мощности тюменской свиты). В зонах прогибов мощность таких пропластков с отличными генерационными характеристиками может достигать более существенных величин.

По данным углепетрографических исследований мацеральный состав исследуемых углей и углистых аргиллитов тюменской и васюганской свит представлен витринитом, но с высокой долей липтинитовой составляющей (от 15 до 60%) во всех исследованных образцах тюменской и васюганской свит, доля инертинита не превышает 7%. Липтинитовая часть сложена мацералами группы резинита, кутинита и споринита. Высокая доля липтинитовой составляющей углей (>15%) и, как следствие, их высокий  $NI$  свидетельствуют о потенциальной нефтегенерации этих интервалов [9, 10, 11]. Нефтегенерация в углях, содержащих мацералы группы липтинита может происходить при значительно меньшей степени зрелости (ПК<sub>2</sub>-МК<sub>1</sub>) [9, 11], что потенциально означает более раннее вступление в главную зону нефтегенерации пород тюменской свиты в районе работ. Выполненные исследования для трёх

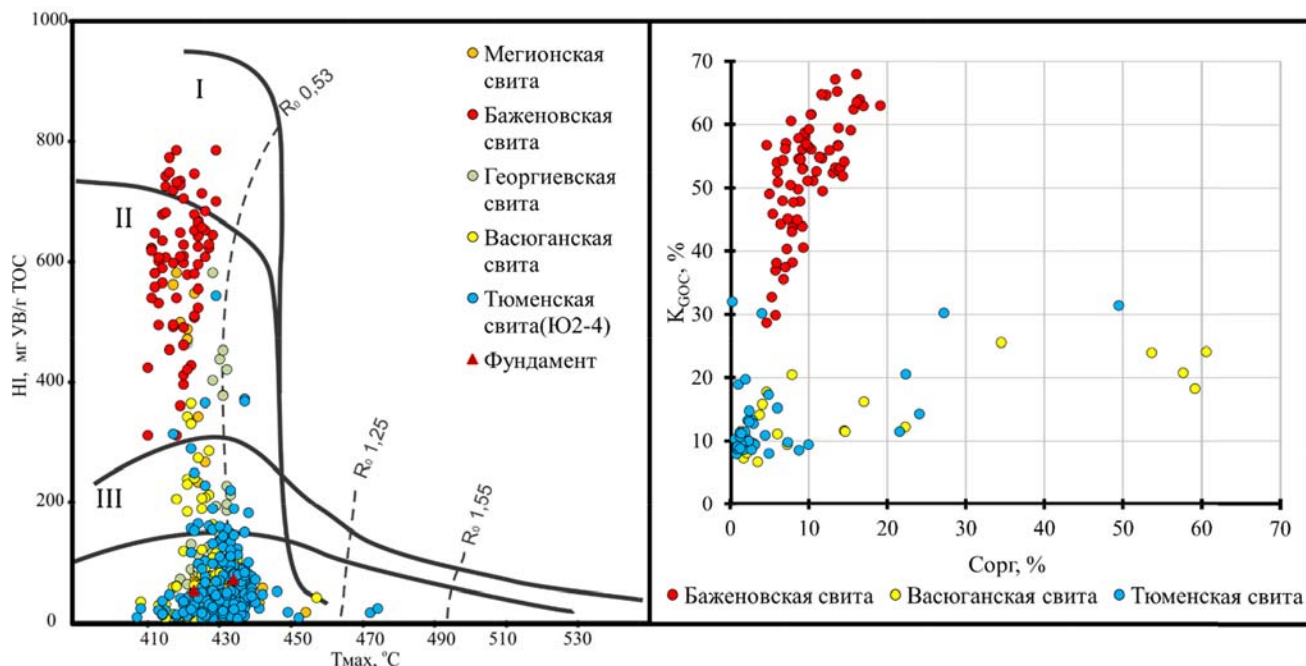


Рис. 2. Геохимическая характеристика юрско-меловых отложений южной периферии Западно-Сибирского НГБ по результатам пиролиза 3-х скважин Прирахтовского месторождения (а – модифицированная диаграмма Ван-Кревелена всех образцов, б – кросс-плот  $C_{орг}$ - $K_{GOC}$ ).

скважин по образцам васюганской и тюменской свит показали достаточно большой разброс в определениях степени катагенетической преобразованности органического вещества. Отражательная способность витринита ( $R_0\%$ ) варьирует в диапазоне 0,55–0,70 %, что соответствует стадиям катагенетической преобразованности  $МК_1$ - $МК_2$  согласно шкале Н.Б. Вассоевича. Стоит отметить, что высокое содержание липтинита занижает значения  $R_0\%$ , что приводит к его некорректным определениям [9, 12].

Комплекс проведённых исследований в пределах 3-х скважин Прирахтовского месторождения позволяет выделить ряд перспективных нефтематеринских интервалов тюменской и васюганской свит, представленных углями и углистыми аргиллитами, обогащёнными мацералами группы липтинита, что говорит об их высоких нефтегенерационных свойствах. В верхней части баженовской свиты выделены прослои с повышенными содержаниями серы и пониженными значениями  $K_{GOC}$ , что позволяет предположить наличие интервалов, обогащённых керогеном IIS типа, характеризующегося ранней нефтегенерацией (по сравнению с керогеном II типа). Образование нескольких очагов раннего нефтеобразования в пределах Омской области можно подтвердить и составом нефтей пластов  $Ю_1$ ,  $Ю_3$  Баклянской, и  $Ю_1$  Тайтымской, Наталинской площадей Омской области. Проведённый комплекс литолого-геохимических исследований позволяет уточнить генерационные характеристики нефтегазоматеринских отложений изучаемого района, необходимые при проведении бассейнового моделирования, а также поможет установить источник нефтей пластов  $Ю_3$ - $Ю_4$  Прирахтовского, Тайтымского, Ягыл-Яхского месторождений. Полученные результаты частично объясняют происхождение углеводородов открытых залежей севера Омской области; подтверждают необходимость дальнейших детальных молекулярных и изотопных исследований и существенного повышения оценки перспектив его нефтегазоносности.

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075–10–2022–011 в рамках программы развития НЦМУ.

### Литература

1. Espitalie J., Laporte J.L., Madec, M., и др. Method rapide de caracterisation des roches meres, de leur potential Per., petrolier et de leur degre d'evolution. Rev. Inst. Fr. Pét, 1977, № 32, с.23–42.
2. Espitalie J., Derou G., Marquis, F. La pyrolyse Rock Eval et ses applications. Rev. Inst. Fr. Pét, 1985, № 40, с. 755–784.
3. Гавва Л. Е. Геологический отчёт о результатах глубокого поискового бурения на Аксеновской площади за 1978 г. – Омск, Омская геологоразведочная экспедиция, 1979. – 76 с.
4. Yang S., Horsfield B. Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. International Journal of Coal Geology, 2020, том 225, 103500. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2020.103500>

5. Spasennykh M., Maglevannaia P., Kozlova E., *и др.* Geochemical Trends Reflecting Hydrocarbon Generation, Migration and Accumulation in Unconventional Reservoirs Based on Pyrolysis Data (on the Example of the Bazhenov Formation). *Geosciences*, 2021, № 11, 307. <https://doi.org/10.3390/geosciences11080307>
6. Orr W. L. Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils. *Organic Geochemistry*, 1986. – С. 499–516.
7. Espitaliū J. Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance, thermal modelling in sedimentary basins. Editions Technip Paris, 1986, с. 475–496.
8. Конторович А.Э., Мусеев С.А., Бурштейн Л.М., *и др.* Разработка программы геологоразведочных работ на 2001–2005 годы с количественной и качественной оценкой перспектив нефтегазоносности палеозойских и мезозойских отложений Омской области. – Новосибирск: ИГНГ СО РАН, книга 1, 2000. – 257 с.
9. Li S.; Shao L.; Liu J. *и др.* Oil generation model of the liptinite-rich coals: Palaeogene in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, 109844.
10. Wang T.G. Biomarker assemblages of resin-genetic immature source rocks and their geological significance. *Sci. China (Ser B)*, 1993, том36 (6). – С. 740–750.
11. Wilkins R.W.T, George, S.C. Coal as a source rock for oil: a review in *International Journal of Coal Geology*, 2002. – С. 317–361
12. Chen Y., Caro L.D., Mastalerz M., *и др.* Mapping the chemistry of resinite, funginite and associated vitrinite in coal with micro-FTIR. *Journal of Microscopy*, 2012. – С. 69–81.

## **ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ С УЧЁТОМ ТРОЙНОЙ ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ НА КАРБОНАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**А.Г. Аскарова<sup>1</sup>, Р. Фазлыева<sup>2</sup>, М. Урсенбах<sup>2</sup>, Е.Ю. Попов<sup>1</sup>, Г. Мур<sup>2</sup>, Р. Мехта<sup>2</sup>, М. Спасенных<sup>1</sup>, А. Черемисин<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, A.Askarova@skoltech.ru*

<sup>2</sup>*Университет Калгари, Калгари*

### **Введение**

Карбонатные породы имеют сложную геологическую структуру и часто связаны с пористой матрицей, трещинами, разломами и кавернозными зонами. Эта сложность определяется минеральным составом, залеганием и тектонической историей, поровым пространством, диагенетическими процессами и вторичными изменениями, такими как образование трещин, разломов и стилолитов, которые определяют сложность карбонатных пород [1-3]. Пористость и проницаемость карбонатных пород могут значительно различаться пределах одного и того же коллектора [4]. Вышеперечисленные особенности влияют на поток флюидов, распространение давления и протекание реакций внутрипластового горения (ВПГ). Понимание таких сложных структур и их правильное представление может улучшить продуктивность коллектора.

В данной работе был применён подход, моделирующий тройную пористость за счёт искусственно созданных каверн, матрицы керна и трещин, для изучения применимости метода ВПГ для добычи тяжёлой нефти в доломитовом коллекторе с использованием трубы горения. Так же, была построена репрезентативная численная модель и выполнена настройка модели на экспериментальные данные для интеграции системы тройной пористости и модели кинетических реакций ВПГ. Изучение характеристик ВПГ в изолированных кавернозных поровых пространствах и создание численной модели, которая может учитывать влияние тройной пористости и проницаемости, являются основными целями исследования.

### **Экспериментальная часть**

Данная работа включает в себя подготовку и проведение эксперимента на трубе горения (ТГ) для условий карбонатного месторождения, содержащего тяжёлую нефть, с последующим анализом состава отобранного газа, пластовой воды, нефти, и керна.

Эксперимент был проведён на установке ТГ среднего давления в лаборатории U of C (Университета Калгари). Детальное описание схемы проведения эксперимента и подробное описание результатов эксперимента приведены в статье [3].

Основным отличием данного эксперимента для моделирования условий сложнопостроенных карбонатных коллекторов было применение кривой модели тройной пористости, представленной системой матрица – трещина – каверна. В качестве участков, имитирующих реальные участки кавернозного карбонатного пласта, использовались керны с созданной тройной пористостью. В кривых цилиндрах специально были созданы пустоты, имитирующие каверны. Каждый цилиндр состоял из двух частей – каверны и крышки, совмещая которые получалась закрытая каверна. Пространство между половиной каверны и крышкой было неизолированное и моделировало собой второй тип трещин.

Цилиндры насыщались высоковязкой нефтью. Для насыщения кривых цилиндров нефтью каждая крыш-

ка и каверна были обработаны отдельно. Сначала керновый цилиндр ставили в пустую ёмкость, вакуумировали, затем закачивали CO<sub>2</sub> для того, чтобы избавиться от остаточного воздуха. Далее ёмкость под давлением была наполнена нефтью с давлением 344 атм (5000 psi/345 бар) и 40°C и оставалась на продолжительное время для полного насыщения образца нефтью. После сброса давления керновые цилиндры были извлечены, повторно взвешены и заморожены. До проведения укладки в кернодержатель (КД) ТГ два керновых цилиндра были заполнены нефтью как показано на рис. 1.



Рис. 1. Фотографии керновых цилиндров, заполненных нефтью и закрытых крышкой.

Температурный профиль по осевым и настенным термопарам, с отметками расположения керновых цилиндров, представлены на рис. 2.

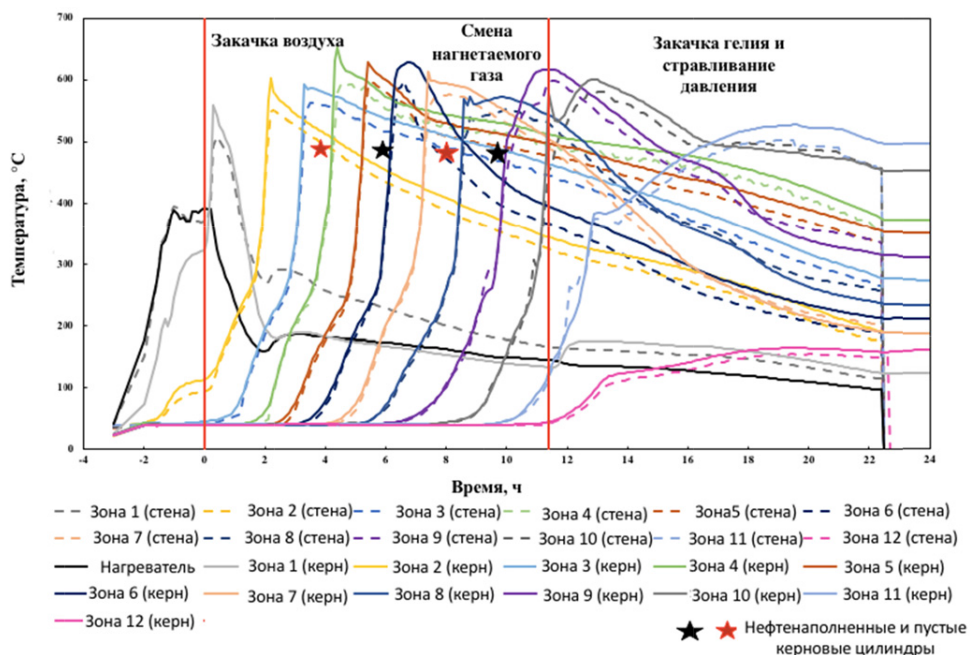


Рис. 2. Температурные профили настенных и центральных термопар.

Температурные пики соответствуют локальным максимумам значений в каждой зоне и отображают передний край фронта горения. Температурные профили стабильно показывали непрерывное продвижение фронта горения. Температурный интервал максимальных значений температур при горении 580–669°C является типичным для ВВН. В стандартной насыщенной керновой модели температурные профили после прохождения пика в зоне имеют резкое падение. Однако, добавление керновых цилиндров повлияло на форму пиков, увеличив их время снижения температуры. Интересное наблюдение было сделано по зонам, где были размещены нефтенасыщенные цилиндры (зоны 5–6 и 8–9). Когда высокотемпературный фронт продвигался через эти цилиндры, температурные зоны имели сводообразный вид кривой. Это явление может быть объяснено дополнительным потоком нефти, проходящим через керновые цилиндры и вносящим дополнительный вклад в основной поток. По мере продвижения фронта горения к нижнему концу трубы накопленные лёгкие углеводородные газы реагировали с кислородом, возобновляя повышение температуры в зонах 7, 8 и 9.

## Численное моделирование

Для создания численной модели использовался коммерческий симулятор CMG STARS. Для адаптации модели химических реакций и кинетики окислительных процессов была построена трёхмерная радиальная модель экспериментальной установки трубы горения (ТГ) среднего давления с полным воспроизведением геометрии установки ТГ (рис. 3). [5-8]. В качестве участков, имитирующих реальные участки кавернозного карбонатного пласта, в 3D модели были созданы ячейки, свойства которых воспроизводят керны с тройной пористостью и проницаемостью. На рис. 3 (а) так же представлена схема смешанной кернавой модели с указанием расположения образцов с искусственными кавернами. В кернавых цилиндрах, состоящих из каверны и крышки, специально были созданы пустоты, имитирующие закрытые каверны. Пространство между половиной каверны и крышкой было неизолированное и некоторые каверны были насыщены нефтью.

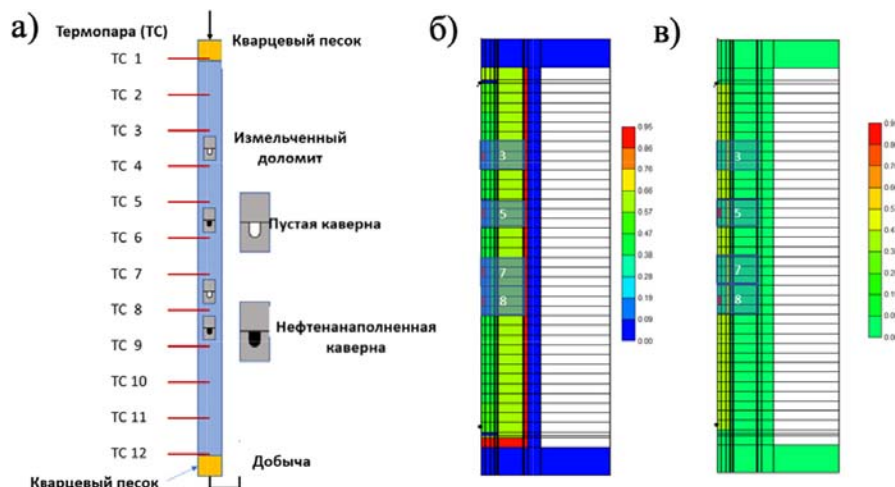


Рис. 3. Схема смешанной кернавой модели (а) в насыпной модели, (б) распределение пористости и (с) нефтенасыщенности в численной модели в формате CMG.

Более детальное описание методики создания численной модели и подбора модели химических реакций окислительных процессов нефти при ВПГ приведены в [5, 6, 9].

Численное моделирование и настройка на историю эксперимента были проведены для наблюдения продвижения высокотемпературного фронта горения в кавернозном резервуаре и определения природы кинетических преобразований с учётом неоднородностей и кинетики. Сравнение профилей температуры для отдельных зон представлено на рис. 4.

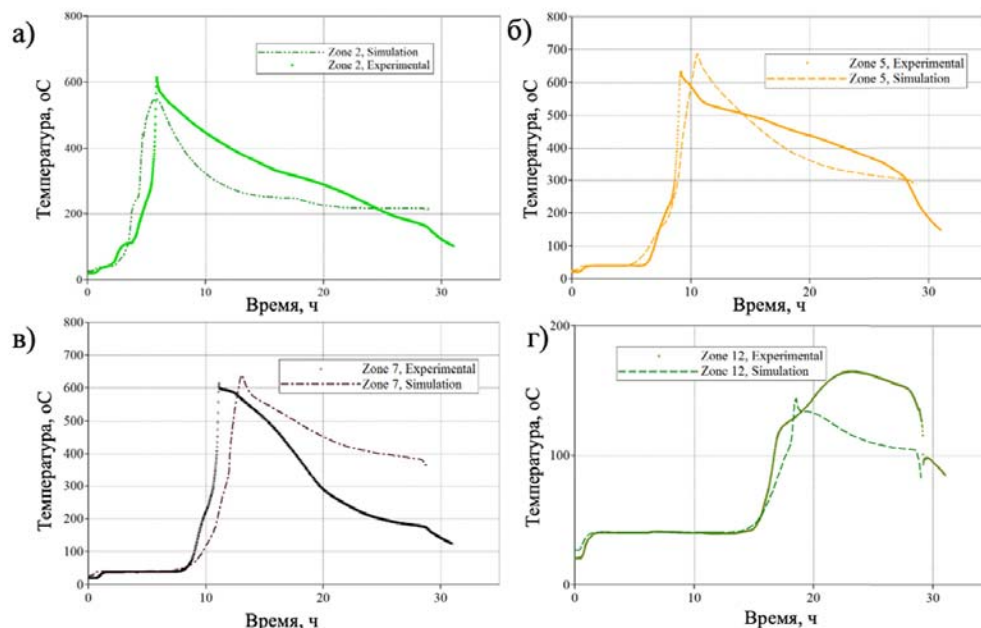


Рис. 4. Сравнение температурных профилей, полученных в ходе эксперимента и при численном моделировании в зонах 2, 5, 7, 12.

Следует отметить, что температурные профили первых трёх зон, полученных как в ходе экспериментального, так и численного моделирования стабильно показывали непрерывное продвижение фронта горения и типичные для ВВН максимальные температурные пики. Однако, в отличие от стандартных насыпных керновых моделей, полученные в данном исследовании температурные профили после прохождения пика в зоне не имеют резкое падение. Когда высокотемпературный фронт продвигается через эти цилиндры с искусственными кавернами, температурные зоны имеют сводообразный вид кривой. Это явление может быть объяснено дополнительным потоком нефти, проходящим через керновые цилиндры и вносящим дополнительный вклад в основной поток. В частности, результаты численного моделирования демонстрируют, что после прохождения Зоны 5 (см. рис. 4) с каверной содержащей нефть, форма температурных профилей сохраняет сводообразную форму более продолжительное время. Таким образом, добавление керновых цилиндров повлияло на форму пиков, увеличив их время снижения температуры, что больше выражено в результатах численного моделирования. На рис. 5 приведены мольные доли отобранных газов.

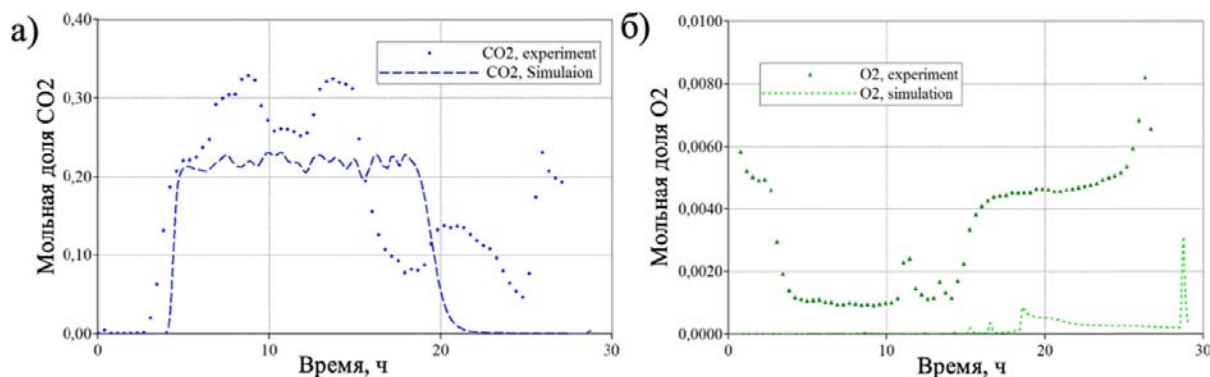


Рис. 5. Газовые хроматограммы: (а)  $\text{CO}_2$  и (б)  $\text{O}_2$ .

Обычно при экспериментах в ТГ в коллекторах из песчаника содержание добытого  $\text{CO}_2$  в смеси колеблется в пределах 12–14%, однако, в данном эксперименте на карбонатном коллекторе содержание превысило 30%. Разложение образцов доломитового керна было подтверждено по оценке потери массы керна во время теста при горении и анализа стабильных изотопов.  $\text{CO}_2$ , выделившейся в ходе разложения доломита не должен быть использован для определения параметров горения или должен быть учтено в численной модели. Однако, значительные пики мольных фракций  $\text{CO}_2$  на рис. 5 в 8,7 и 11,9 часов соответствуют прохождению фронта горения через зоны с искусственными кавернами (в зоне 5 и 8, соответственно). Расхождение формы экспериментальной и численной кривой для  $\text{CO}_2$  могут быть интерпретированы в соответствии с расхождением температурных профилей в соответствующих зонах. Экспериментальные кривые для  $\text{O}_2$  и график, полученный при моделировании, могут указывать на практически полную утилизацию кислорода в ходе химических реакций. На рис. 6 и табл. 1 представлены накопленная добыча воды и нефти в эксперименте и численной модели.

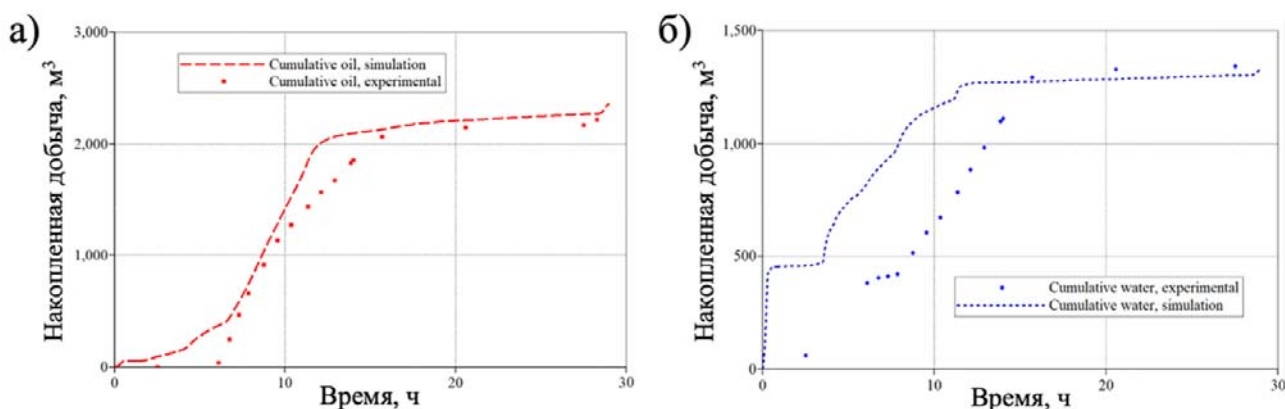


Рис. 6. Накопленные добычи (а) нефти и (б) воды.

Разница между накопленной добычей воды и нефти в моделировании и эксперименте составляет менее 3%. Расхождение в динамике добыче воды можно объяснить неопределенностями в относительной фазовой проницаемости и в неточности определения расположения искусственных каверн в численной модели.

Объем добытой воды и нефти

Параметры	Эксперимент	Моделирование	Погрешность, %
Объем добытой воды, см <sup>3</sup>	1341,6	1304,2	2,8
Объем добытой нефти, см <sup>3</sup>	2221,1	2272,0	2,3

### Выводы

В данной статье описываются лабораторные результаты уникального эксперимента по реализации концепции тройной пористости. Полученные экспериментальные результаты подтверждены численным моделированием с использованием кинетической модели, учитывающей реакции горения и разложения карбоната как источника CO<sub>2</sub>. Построенная численная модель продемонстрировала хорошую сходимость температурных профилей и накопленной добычи воды и нефти с экспериментальными данными. Такая численная модель, полученная и проверенная в ходе обратной адаптации модели, может быть использована для дальнейшего изучения влияния неоднородностей в виде тройной пористости, представленной системой матрица-трещина-каверна, присущих для карбонатных месторождений и интерпретации результатов моделирования сложно-построенных карбонатных коллекторов. Сочетание уникальных экспериментальных данных и разработанной численной модели может быть в дальнейшем использовано для оценки эффективности ВПГ на сильно неоднородных карбонатных коллекторах.

### Благодарность

\* Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НИЦМУ.

### Литература

1. Кройзе Д., Эренберг С.Н., Бьёрликке К., Ренард Ф., Ярен Дж.. Петрофизические свойства биокластических карбонатов резервуара: последствия для контроля пористости во время захоронения. *Mar Pet Geol* 2010;27:1765–74. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.11.008>.
2. Хит М.Дж., Бод П., Ройшле Т., Мередит П.Г. Стиллолиты в известняках: барьеры для потока жидкости. *Geology* 2014;42:51–4. <https://doi.org/10.1130/G34900.1>.
3. Фазлыева Р., Урсенбах М., Мэллори Д., Мехта С., Черемисин А., Мур Г. и соавт. ВПГ тяжелой нефти в кавернозном карбонатном коллекторе: часть I – технико-экономическое обоснование. *Energies* 2023;16. <https://doi.org/10.3390/en16052233>.
4. Маццулло С.Дж. Обзор эволюции пористости в карбонатных коллекторах: часть II. *Kansas Geol Soc Bull* 2004; 79:1–5.
5. Хакимова Л., Аскарова А., Попов Е., Мур Р. Г., Соловьев А., Симаков Ю. и др. Лабораторные численные модели экспериментов по окислению с закачкой воздуха под высоким давлением на Кирсановском месторождении. *J Pet Sci Eng* 2020;188:106796. <https://doi.org/10.1016/J.PETROL.2019.106796>.
6. Аскарова А., Афанасьев П., Попов Е., Микитин Е., Дарищев В. Применение ВПГ для каталитической конверсии метана в пористой среде газового пласта. *J Pet Sci Eng* 2023;220:111256. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111256>.
7. Аскарова, Черемисин А.Н., Белгрейв Дж., Соловьев А., Мехта Р., Черемисин А. Оценка пригодности исследуемого геологического участка для добычи нефти методом закачки воздуха под высоким давлением. *Adv Geosci* 2020;54:7–14. <https://doi.org/10.5194/adgeo-54-7-2020>.
8. Фадаи, Х., Кастанье, Л.М., Камп, А.М., Дебенест, Г., Квинтар, М., Ренар Г. Экспериментальный и численный анализ ВПГ в трещиноватой активной зоне. *SPE J* 2011;16:358–73. <https://doi.org/10.2118/141117-PA>.
9. Мур, Р.Г., Лаурешен С.Дж., Урсенбах, М.Г., Мехта, С.А., Белгрейв, Дж.Д. М. Горение/окисление битума нефтеносных песков Атабаски. *Improv. Oil Recover. Symp., Society of Petroleum Engineers*; 1996, p. 1–8. <https://doi.org/10.2118/35392-MS>.

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОМЕХАНИКИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Е.С. Быстров, С.И. Гильфанов, Э.Р. Зиганшин

Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, г. Казань, egor.bystrov.1999@gmail.com

## Введение

Гидро разрыв пласта (ГРП) является одним из главных способов наращивания нефтедобычи. Технологии гидро разрыва пласта сопровождаются рядом вопросов и задач, таких как определение необходимого давления закачки и прогнозирование геометрии трещин. Эксперименты в реальных условиях на месторождениях сложны и дорогостоящи, поэтому осуществляются исследования на образцах реальных горных пород или искусственных аналогах.

Целью исследования является определение физических параметров, обуславливающих гидро разрыв пласта. Полученные данные могут быть применены для разработки моделей ГРП и геомеханических моделей. Также среди актуальных проблем гидро разрыва пласта можно выделить стихийное нарастание трещин и, как следствие, обводнение. Симуляторы гидро разрыва пласта используют значения упругих статических и прочностных параметров для моделирования. В лабораторных условиях можно определить эти значения и проследить связь с данными акустического каротажа. Таким образом, возможно получить геомеханические параметры по стволу скважины, откуда керн не извлекался.

В геомеханической лаборатории Института геологии и нефтегазовых технологий (ИГиНГТ) Казанского (Приволжского) федерального университета была осуществлена серия экспериментов по исследованию упруго-прочностных свойств горных пород и моделированию гидро разрыва пласта на реальных образцах из разных нефтяных скважин с юго-востока Татарстана. В результате экспериментов были получены зависимости между геомеханическими параметрами и сделаны выводы, которые позволят повысить точность расчётных моделей гидро разрыва пласта.

Исследования акустических и геомеханических свойств проведены для 22 образцов со скважины №1, расположенной в пределах Южно-Татарского свода. Комплекс тестов выглядит следующим образом:

- Акустические исследования керна в пластовых условиях;
- Проведение многоступенчатых испытаний горных пород в условиях трёхосного сжатия в пластовых условиях. Расчёт статического модуля упругости и прочностных характеристик (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, когезия, угол внутреннего трения, прочность на сжатие);
- Испытание горных пород в условиях одноосного растяжения;
- Определение трещиностойкости;
- Испытания на растяжение в атмосферных условиях (бразильский тест)

Для решения геомеханических задач, построения непрерывной геомеханической модели необходимо использовать статические упругие параметры, определённые лабораторным методом. Поскольку результатом лабораторных исследований являются точечные данные, а модель подразумевает непрерывные кривые вдоль ствола скважины, возникает необходимость в расчёте синтетических кривых модуля Юнга, коэффициента Пуассона. Для построения синтетических кривых упругих параметров были построены графики зависимости статического модуля Юнга, коэффициента Пуассона от скорости продольной волны (рис. 1). Уравнения зависимостей выглядят следующим образом:

$$E_{\text{стат}} = 7 \cdot 10^{-7} * v_p^2 - 0.0028 * v_p + 6.9182$$

$$\mu_{\text{стат}} = 10^{-8} * v_p^2 - 0.0002 * v_p + 0.5355,$$

где  $E_{\text{стат}}$  – Модуль Юнга (статический), ГПа;

$\mu_{\text{стат}}$  – Коэффициент Пуассона (статический).

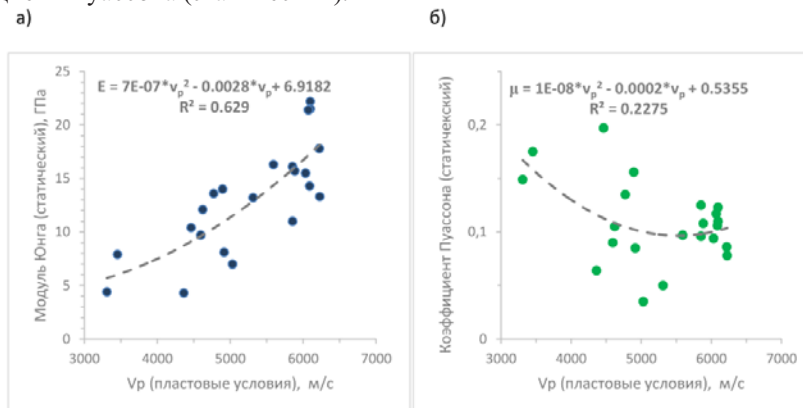


Рис. 1. Графики зависимости статического модуля Юнга (а), коэффициента Пуассона (б) со скоростью первичной волны.



Модуль Юнга имеет хорошую прямую корреляцию со скоростью первичной волны. График зависимости коэффициента Пуассона от скорости продольной волны описывается многочленом третьей степени с низкой корреляцией, что указывает на целесообразность проведения собственных лабораторных исследований для других скважин.

В дополнение к упругим параметрам, прочностные характеристики горной породы весьма важны в геомеханике. Они характеризуют способность горной породы разрушаться при различных напряжениях сжатия или разрушаться и образовывать трещины при растягивающих напряжениях. С этой целью были построены графики зависимости скорости продольной волны от прочности на растяжение и трещиностойкости (рис. 2). Получены следующие уравнения зависимостей:

$$P_{\text{растяж}} = 0.0021 * v_p - 5.3268$$

$$K_{IC} = 0.0003 * v_p - 0.7997,$$

$P_{\text{растяж}}$  – Предел прочности при растяжении, МПа;

$K_{IC}$  – Трещиностойкость в лабораторных условиях, МПа\*см<sup>0.5</sup>.

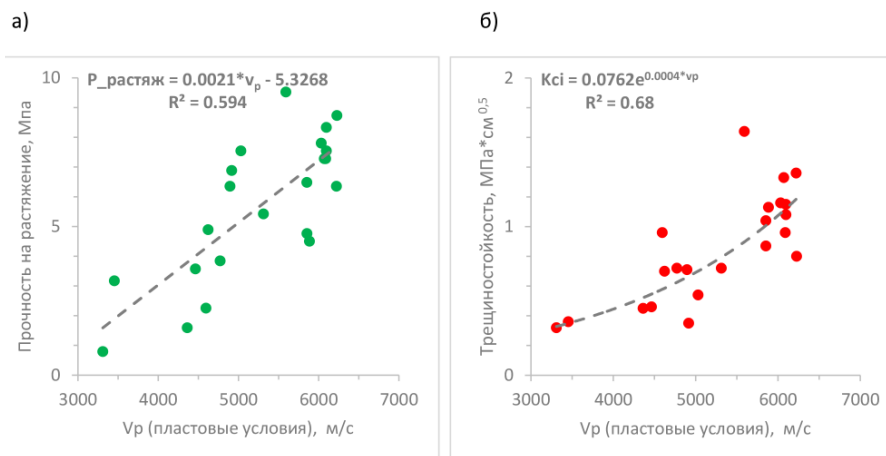


Рис. 2. Графики зависимости скорости продольной прочности при растяжении (а) и трещиностойкости (б).

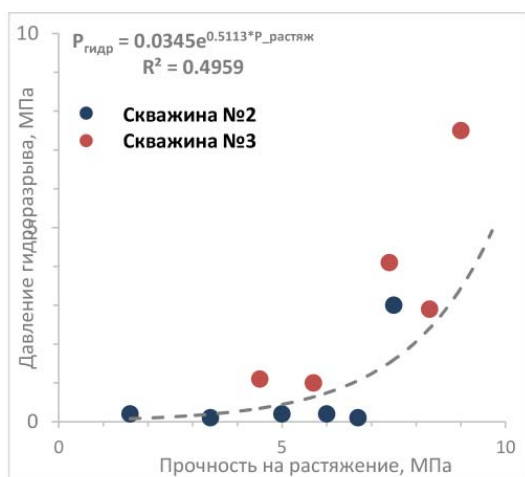


Рис. 3. График зависимости испытания на гидроразрыв пласта от испытания на растяжение (бразильский тест) для скважин № 2 и 3.

В дополнение к геомеханическим исследованиям, проведённым для скважины № 1, также был проведён гидроразрыв пласта в лабораторных условиях для образцов из скважин № 2 и 3. Другим свойством, помимо трещиностойкости, характеризующим образование трещины в породе, является прочность породы на разрыв. При осуществлении операции гидроразрыва пласта, для того чтобы образовалась трещина, необходимо преодолеть два условных «барьера» – горизонтальное напряжение и прочность породы. Проведённые исследования позволяют нам определить второй барьер. Этот тип исследований проводился как в породах-коллекторах, так и в плотных пластах. Пробы для измерений были взяты из двух скважин на одном и том же месторождении. В нефтенасыщенных интервалах этот параметр колеблется в диапазоне от 0,1 до 0,2 МПа, а в неколлекторных породах – от 1,1 до 7,5 МПа. На основе результатов измерений была построена зависимость высокой степенью корреляции между давлением гидроразрыва пласта и пределом прочности на растяжение (рис. 3).

Как уже упоминалось выше, одним из барьеров, препятствующих росту трещин, является прочность породы. Поэтому было бы разумно определить степень его влияния при проведении гидроразрыва пласта.

Для этого нужно смоделировать рост трещины у ярких представителей разреза. Были выбраны продуктивный горизонт верей 2 (плотность 2.34) и нижележащая покрывка верей 2 (плотность 2.78).

Существует чёткая закономерность между начальной длиной трещины и давлением, необходимым для её дальнейшего развития. Чем больше длина трещины, тем меньше усилий требуется для её дальнейшего распространения [5]. Эта зависимость может быть выражена уравнением:

$$P_b = \frac{K_{IC} - g(a/R_w)\sqrt{\pi a}(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\beta}{\sqrt{\pi a}f(a/R_w)} + \sigma_H (\cos \beta)^2 + \sigma_h (\sin \beta)^2$$

где  $P_b$  – градиент давления разрушения,  $K_{IC}$  – трещиностойкость в лабораторных условиях,  $a$  – начальная длина трещины,  $R_w$  – радиус скважины,  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  – максимальное и минимальное горизонтальное напряжение соответственно,  $\beta$  – угол между осью трещины и максимальным горизонтальным напряжением,  $g(a/R_w)$  и  $f(a/R_w)$  – константы.

Коллектор верей 3 имеет значение трещиностойкости, равное 0.7, значение нижележащей породы равно 1.15. Для обоих случаев были построены графики зависимости требуемого давления раскрытия трещины от отношения длины трещины к диаметру скважины (рис. 4). Предполагалось, что оба горизонтальных напряжения равны.

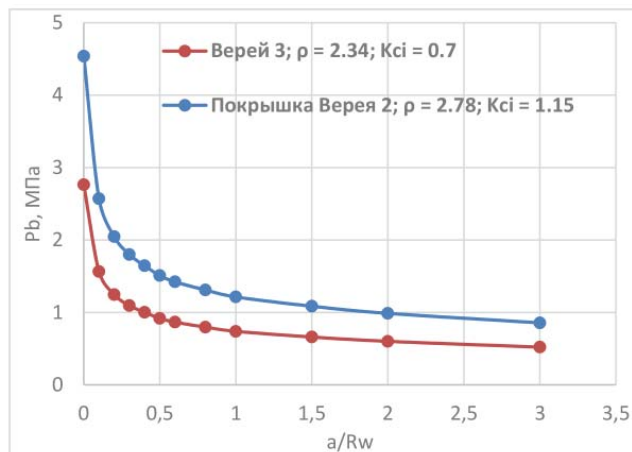


Рис. 4. Зависимость начального давления от начальной длины трещины.

Таким образом, в результате работы были получены зависимости упруго-прочностных параметров продуктивных горизонтов, которые могут быть использованы для построения модели гидроразрыва пласта на территории Южно-Татарского свода.

Ещё один важный вывод был сделан при расчёте давлений для породы-коллектора и породы-покрышки в зависимости от длины трещины. Расчёты показали, что прочность породы, влияет на давление разрыва только в самом начале, и по мере роста трещины его величина уменьшается экспоненциально. Следовательно, основным контролирующим фактором при моделировании гидроразрыва пласта, а также при его реализации является боковое напряжение горных пород.

### Литература

1. *Economides M.J. and Nolte K.G.* / Reservoir Stimulation (3rd Edition). Willey, 2000.
2. *Stanchits S., Mayr S., Shapiro S., Dresen G.* Fracturing of porous rock induced by fluid injection // Tectonophysics. 2011. 503: 129–145.
3. *Le Tirant P., Baron G.* Fracturation hydraulique des roches sédimentaires en conditions de contraintes de fond. Comptes rendus 3 Colloque de l'A.R.T.F.P., Paris, 1969, p. 361–420
4. *Zoback M.D., Rummel F., Jung R. and Raleigh C.B.* Laboratory hydraulic fracturing experiments in intact and pre-fractured rock / Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. 1977. 14(2): 49–58.
5. *Jin, X., Shah, S. N., & Roegiers, J.-C.* (n.d.). SPE 166434 Breakdown Pressure Determination-A Fracture Mechanics Approach.

## ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

И.А. Дьячук, А.Н. Мокшаев

ЗАО «Системные Технологии Эксплуатации Месторождений», г. Уфа.

Проблема довыработки остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки остаётся нерешённой, несмотря на многочисленные попытки её решения. Основной причиной, по нашему мнению, является сам подход к решению данной проблемы. В существующих подходах не учитывается тот факт, что нефтяная залежь, находящаяся в разработке длительное время с применением закачки воды, кардинальным образом отличается от первоначального своего состояния.

С началом отбора нефти из продуктивного пласта, начинается необратимый процесс трансформации внутрислоевой энергии. На рис. 1 схематично показаны принципиальные отличия начальных пластовых условий от пластовых условий на поздней стадии разработки.



Рис. 1. Принципиальные отличия условий разработки.

После прохождения фронта вытеснения в пласте формируется остаточная нефть, которая по виду залегания, физико-химическим и прочностным свойствам отличается от первоначальной нефти. На рис. 2 представлена типичная схема замещения подвижной нефти вытесняющим агентом в поровых каналах.

Следует отметить, что область влияния вытесняющего агента на подвижную нефть увеличивается по мере освоения системы ППД и в последующем, достигая своего максимума, стремится к минимальной величине после прорыва фронта вытеснения на забои эксплуатационных скважин. Тогда как объёмное влияние вытесняющего агента на остаточную нефть в процессе разработки месторождения всё время увеличивается и достигает своего максимума в тот момент, когда вся подвижная нефть практически вытеснена водой. При этом возникает система (остаточная нефть и вытесняющий агент в поровом пространстве), обладающая запасом потенциальной энергии, реализуемой в процессах регенерации нефтяной залежи под действием гравитационных сил.

Таким образом (обратимся к рис. 2), остаточная нефть может находиться в коллекторе в виде структурированных граничных слоёв и их сочетаний, и в виде экранированных ими зон порового пространства. Как показали опыты, в обоих случаях вовлечение остаточной нефти в фильтрационный поток возможно при течении этих слоёв с разрушенной или не разрушенной структурой.

Искусственное внедрение больших объёмов воды в нефтенасыщенный пласт приводит к появлению в нём свободной водной фазы. В результате, в заводнённой части пласта протекают квазистатические процессы, вызывающие возникновение напряжённого состояния в остаточной нефти, за счёт разных значений давлений, обусловленных действием гравитационных сил в воде и нефти. В любой точке границы раздела возникает одинаковое напряжённое состояние, определяемое разницей в плотностях контактирующих фаз. При этом в любой точке плёночной нефти возникает одинаковый модуль градиента давления, который численно равен разнице удельных весов ( $|grad P_G| = \Delta\rho * g$ ). В результате этого в плёночной нефти возникает напряжённое состояние, приводящее к появлению градиента давления в плёнке, направленного вертикально вверх. В случае подвижности граничного слоя уменьшение напряжения в плёнке возможно за счёт её течения вверх. Отсюда следует, что при постоянстве физико-химических свойств граничного слоя скорость течения плёночной нефти не зависит от глубины расположения контакта и является величиной постоянной.

Сопоставление градиентов давления, обусловленного разницей удельного веса пластовых жидкостей в гравитационном поле и гидродинамического, обусловленного закачкой рабочего агента в пласт, показывает, что первый превосходит второй градиент давления для больших объёмов заводнённого продуктивного пласта. У кровли

пласта будет происходить накопление остаточной нефти, которая с увеличением нефтенасыщенности прикровельного участка пласта начнёт частично переходить в «свободный объём» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Под действием гравитационного градиента давления эта нефть начнёт мигрировать в направлении естественного поднятия пласта к купольным частям и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь». Как факт этого процесса подметил акад. А.П. Крылов [1].

Таким образом, процессы на поздней стадии разработки нефтяного месторождения во времени будут прогрессировать, что приводит к неуклонному увеличению обводнённости добываемой продукции и соответственно к увеличению доли бездействующего фонда скважин, что неминуемо приводит к консервации месторождения по причине нерентабельной дальнейшей эксплуатации.

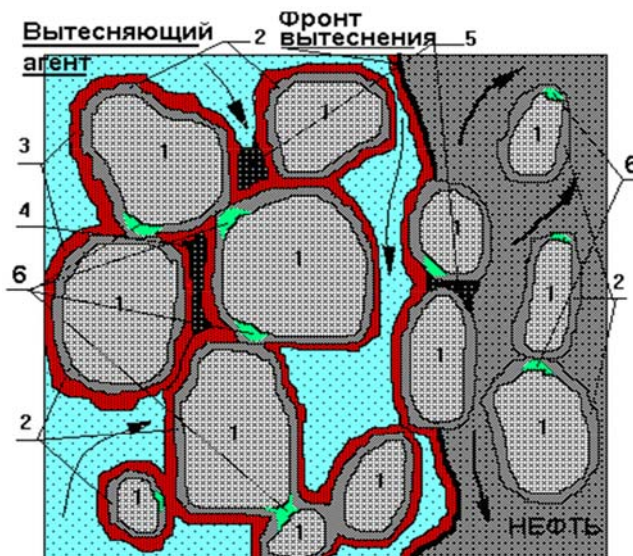


Рис. 2. Схема замещения подвижной нефти вытесняющим агентом в поровой среде.

1 – зёрна породы; 2 – аномальные граничные слои порода-нефть; 3 – вторичные аномальные граничные слои, природа которых в основном зависит от свойств нефти и вытесняющего агента; 4 – зашумленные объёмы нефти в проточных поровых каналах за счёт процесса консервации аномальными граничными слоями, имеющими разную физико-химическую характеристику, химический состав и структурные свойства; 5 – капиллярно удержанная нефть; 6 – остаточная вода.

### Концепция доразработки истощённой нефтяной залежи с целью увеличения КИН

Учитывая тот факт, что на поздней стадии разработки эксплуатационный объект находится в принципиально ином энергетическом состоянии относительно первоначального своего состояния, необходимо подобрать соответствующую систему воздействия. Процесс регенерации нефтяной залежи, который начинается сразу после прохождения фронта вытеснения в заводнённой части коллектора, обусловлен преобладающим влиянием гравитационного градиента на остаточную нефть. Следовательно, учитывая, что привнесённая извне вода в поровое пространство и её контакт с остаточной нефтью, по сути своей не что иное, как избыточная потенциальная энергия, необходимо создать условия для её реализации. Для этого необходимо истощённую нефтяную залежь перевести на иной, щадящий режим разработки, а систему ППД использовать именно как систему поддержания пластового давления, компенсируя лишь добываемую нефть. При этом местоположение нагнетательных скважин должно быть переориентировано, чтобы восполнение объёмов отбираемой нефти осуществлялось в подошвенную часть коллектора для создания условий по постепенному поднятию ВНК.

### Общие принципы доразработки нефтяной залежи на поздней стадии

Доразработка истощённой нефтяной залежи предусматривает осуществление ряда последовательных мероприятий или этапов по переводу системы разработки на щадящий режим эксплуатации.

**Первый этап.** Необходимо наведение элементарного порядка на скважинах (НЭП). Скважины эксплуатируются в двух геологических обстановках это чисто нефтяная залежь (ЧНЗ) или водонефтяная залежь (ВНЗ). В ЧНЗ весь продуктивный разрез скважины должен быть вскрыт, а в скважинах в ВНЗ дополнительно необходимо вскрытие части нижней водонасыщенной части [2]. После доперфорации скважины необходимо проведение ОПЗ нефтяным растворителем для обеспечения максимальной пропускной способности призабойной зоны скважины. Этот этап, казалось бы очевидный, не потребует значительных затрат, но позволит существенно прирастить текущие уровни добычи нефти и с высокой вероятностью приведёт к снижению обводнённости добываемой продукции.

**Второй этап.** Необходимо снизить энергетическую нагрузку на пласт. Для этого следует сократить объём добываемой высокообводнённой продукции, путём снижения дебита жидкости по фонду высокообводнённых скважин (деооптимизация). При этом не рекомендуется остановка скважин. Одновременно проводится снижение приёмности нагнетательных скважин таким образом, чтобы сохранить текущую компенсацию на уровне 100%.

Для удобства планирования оптимизации системы разработки рекомендуется воспользоваться следующим подходом. Для всех действующих эксплуатационных скважин строится график в координатах, предложенных Волгелем [3],

$$\bar{q} = \frac{q}{q_{\max}} ; \bar{P} = \frac{P_c}{P_{пл}} , \quad (1)$$

где  $q$ ,  $P_c$  – соответственно дебит скважины и забойное давление,  $q_{\max}$ ,  $P_{пл}$  – соответственно дебит скважины при снижении забойного давления до нуля и пластовое давление.

Приведение параметров  $P - q$  по фонду скважин к безразмерному виду позволяет представить весь массив скважин в виде единой корреляционной зависимости.

**Третий этап** по оптимизации существующей системы разработки. Используя структурные карты, построенные по кровле продуктивного коллектора, определяются скважины, которые вскрыли мини антиклинальные поднятия кровли коллектора, сопоставимые со средней толщиной коллектора. Из этого списка формируется список скважин, находящихся в простое (бездействующие по причине высокой обводнённости, пьезометрические, консервационные), и на них проводятся специальные промысловые исследования. Целью этих исследований является установление факта накопления нефти в стволе скважины и скорости накопления. Для этого необходимо определить местоположение водонефтяного раздела в скважине (ВНР) и статический уровень. Повторное исследование, проведённое в скважине через известный временной промежуток, позволит определить скорость накопления нефти в стволе скважины. Зная эту скорость, скважина вводится в эксплуатацию, при условии что отбор нефти из скважины не должен превышать скорости накопления нефти в стволе скважины. Соблюдение этого условия эксплуатации позволит отбирать безводную продукцию.

**Четвёртый этап** – снижение обводнённости на действующем фонде скважин. Предлагается внедрение технологии ограничения водопритока в скважину с помощью «хвостовика».

Предлагаемая технология снижения обводнённости продукции нефтяных добывающих скважин базируется на ранее неопisanном процессе, имеющем место на границе раздела фаз «нефть – вода» в капиллярах коллектора. В результате её применения минимизируется накопление воды в интервале продуктивного горизонта, увеличивается дебит жидкости при снижении обводнённости добываемой продукции.

Предлагаемая технология позволяет кардинально изменить ситуацию и естественным путём создать фильтрационные сопротивления для движения воды и обеспечить беспрепятственный приток нефти. Для этого отбор жидкости из скважины производится ниже подошвы продуктивного пласта, что препятствует накоплению в стволе скважины воды, следовательно, нефтеносные пропластки в создавшихся условиях контактируют с нефтяной средой, что исключает противодействие фильтрации нефти со стороны сил поверхностного натяжения и образование упорядоченно-структурированных слоев. Фильтрация же воды из водоносных пропластков в нефтяную фазу будет затруднена [4].

**Пятый этап** – смена местоположения нагнетательных скважин. На нефтяных месторождениях реализуется фронтальное заводнение, с целью создания равномерного фронта вытеснения вдоль пласта. На поздней стадии разработки, такой принцип воздействия на остаточную плёночную нефть не эффективен, чему свидетельствует наклонный рост обводнённости добываемой продукции. Вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной. Поэтому необходимо закачивать воду в подошвенную часть пласта, организуя вытеснение остаточной нефти в вертикальном направлении «снизу – вверх». Тем самым будут созданы условия для довыработки остаточной нефти.

**Шестой этап** – локальное применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Рекомендуется к применению на локальных участках пласта, который характеризуется мини-антиклинальным поднятием кровли, но не вскрыт скважиной. Для выработки этого участка пласта предлагается ближайшие скважины перевести на ФОЖ.

Установление форсированного режима эксплуатации производится на каждой паре выбранных скважин индивидуально. Принцип установления оптимального режима эксплуатации заключается в установлении дебита по жидкости, который позволит создать достаточный градиент давления для выноса нефтяного скопления из купола, расположенного на заданном расстоянии от скважины [5].

$$\frac{dP}{dL} \geq \Delta\gamma * H / L \quad (2)$$

Условие (2) является необходимым и достаточным условием для выноса нефтяных скоплений, находящихся в купольных поднятиях.

### **Повторная разработка нефтяных залежей**

Результаты ввода в повторную разработку нефтяных месторождений отражены в открытой печати [6, 7].

Анализ временной консервации ряда нефтяных месторождений и пластов в различных регионах РФ, Республики Беларусь и Венесуэлы позволил выявить следующие особенности их повторной разработки:

1. В период консервации происходит восстановление пластового давления вплоть до первоначального.
2. В период консервации эксплуатационных объектов в стволах остановленных скважин наблюдается интенсивное замещение столба воды на нефть. Возобновление эксплуатации этих объектов характеризуется гораздо меньшей обводнённостью добываемой продукции по сравнению с той, которая зафиксирована на момент консервации.
3. Накопленная добыча нефти за период повторной эксплуатации залежей составляет от 15 до 55% накопленной добычи за первичный период разработки. Прирост величины КИН за период повторной эксплуатации составляет от 3 до 12%.

Однако, при повторной разработке месторождений, не были учтены особенности процесса регенерации нефтяной залежи. Превышение дебита по жидкости над скоростью притока остаточной нефти на забой эксплуатационных скважин приводил к опережающему росту обводнённости добываемой продукции, что не позволило в полной мере реализовать потенциал по величине накопленной добычи нефти и достижение более высоких значений КИН.

Накопленный промысловый опыт и осмысление процессов, протекающих в пласте позволяет рекомендовать осуществление повторного ввода в разработку нефтяных месторождений из временной консервации по принципам, предложенным в третьем этапе по довыработке остаточных запасов нефти.

### **Заключение**

Выдвигаемая гипотеза на механизм регенерации и переформирования нефтяной залежи на поздней стадии разработки позволяет сформулировать основные рекомендации, направленные на повышение рентабельности добычи нефти на этой стадии. По своей сути, все они направлены на снижение энергоёмкости всей системы разработки, а следовательно, к снижению затрат на добычу нефти, что позволит продлить срок рентабельной разработки месторождения и существенно повысить степень выработки запасов нефти. При повторном выводе нефтяного месторождения в разработку из консервации необходим выбор скважин – доноров, которые своим местоположением на структуре коллектора соответствовали бы наивысшим отметкам кровли. Режим отбора нефти на этих скважинах должен устанавливаться после проведения на них специальных промысловых исследований по определению скорости накопления остаточной нефти и не превышать её. При соблюдении этих условий можно рассчитывать на достижение конечной величины КИН на уровне  $0,90 \div 0,95$  д.ед.

### **Литература**

1. *Крылов А.П.* О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с её обсуждением. – М.: Н.Х. – 1974. – № 8. – С. 33.
2. *Дьячук И.А. и др.* Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложнённых контактными запасами (на примере пласта D1нж Белебеевского нефтяного месторождения) // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4. С. 81–89.
3. *Vogel J.V.* Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells//PTJ. – 1968. January. P. 83–92.
4. *Баграмов К.А., Дьячук И.А., Луценко А.А., Ретин Д.Н., Тяп. Н.С., Хасанов М.М.* Патент РФ № 2161246 от 27.12.2000 г. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин.
5. *Дьячук И.А.* Патент РФ № 2116436 от 27.07.1998 г. Способ разработки нефтяного месторождения на заключительной стадии с помощью установления форсированного режима отбора жидкости.
6. *Повжик, П.П.* Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов путём реэксплуатации обводнённых скважин: автореф. дис...канд. техн. наук :25.00.17 / Повжик Петр Петрович. – М., 2010. – 34 с.: илл. – Библиогр.: с. 32–33 (11 назв.).
7. *Э.М. Халимов и др.* Вторичная разработка нефтяных месторождений: монография – СПб.: Недра, 2006. – С. 361.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ АДСОРБЦИИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В ЦИФРОВЫХ КЕРНАХ

Т.Р. Закиров

*Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет,  
г. Казань, [tirzakirov@kpfu.ru](mailto:tirzakirov@kpfu.ru)*

Заводнение с применением поверхностно-активных веществ является одним из наиболее часто используемых и эффективных методов повышения нефтеотдачи (МУН). Действие ПАВ способствует снижению межфазного натяжения нефть-вода, что способствует мобилизации остаточной нефти, захваченной капиллярными силами, и, как следствие, увеличению её добычи [1-3]. Разработка залежей углеводородов связана с двухфазными течениями, возникающими при заводнении нефтенасыщенной пористой среды. Двухфазное течение характеризуется сложными механизмами и явлениями, возникающим в масштабе порового масштаба [4, 5]. Двухфазные течения в пористых средах зависят от совокупности многих параметров, таких как соотношение вязких и капиллярных сил, оцениваемое капиллярным числом, соотношение вязкостей нагнетаемой и вытесняемой жидкостей, угол смачивания, а также абсолютная проницаемость, неоднородность порового пространства и анизотропия [6, 7]. Понимание механизмов вытеснения имеет практическое значение для прогнозирования межфазных контактов, на которые сильно влияют параметры разработки и характеристики порового пространства.

Целью данной работы является исследование динамической адсорбции водорастворимого поверхностно-активного вещества при заводнении нефтенасыщенных пористых сред. Новизна заключается в изучении динамической адсорбции при многофазных течениях в пористых средах. Основное внимание уделяется установлению влияния параметров вытеснения, таких как межфазное натяжение и угол смачивания, на адсорбированное количество поверхностно-активного вещества.

## 2. Материалы и методы

### 2.1. Математическая модель

В данной работе, математическое моделирование используется как инструмент исследования динамической адсорбции при двухфазном несмешивающемся вытеснении в пористой среде. Классическая математическая модель для изучения двухфазных течений состоит из уравнения неразрывности и уравнений Навье-Стокса с дополнительными исходными членами. Транспорт активного компонента, растворенного в закачиваемой жидкости, описывается уравнением конвективной-диффузии. Система уравнений решается при помощи решёточных уравнений Больцмана. Кинетика массообмена соответствует уравнению Лэнгмюра. Математическая формулировка опубликована в [8].

### 2.2. Постановка численных экспериментов

Область течения, на которой выполняются численные эксперименты, представлена цифровым изображением пористой структуры, показанной на рис. 1. Размер области течения составляет  $600 \times 400$  ячеек с шагом сетки 5 мкм. Частицы адсорбента имеют круглую форму и одинаковый радиус 7 ячеек. Пористость составляет 0,62, абсолютная проницаемость 42 мкм<sup>2</sup>.

В начальный момент времени, поровое пространство содержит нефть в стационарном состоянии. Слой вблизи входного и выходного участков заполнены водой и нефтью соответственно (рис. 1). Через входное сечение прокачивается вода с растворённым ПАВ, а из выходного сечения вытекает смесь, состоящая из воды, нефти и ПАВ. Верхняя и нижняя границы непроницаемы для потока жидкости и не реагируют с ПАВ. Описание граничных условий приведено на рис. 1.

В качестве ПАВ рассмотрим *n*-деканол. В расчётах межфазное натяжение изменяется от 0,1 до 30 мН/м и регулируется молярной концентрацией ПАВ в диапазоне (0,1–1) моль/м<sup>3</sup>. Скорость течения  $u_0$  находится в пределах (0,25–5) мм/с, краевой угол изменяется от 30° до 120°. Закачиваемая жидкость – вода с плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup> и кинематической вязкостью  $1 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Вытесняемая жидкость – лёгкая нефть с плотностью 850 кг/м<sup>3</sup> и кинематической вязкостью  $10 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с. Для таких условий соотношение вязкостей составляет 1/10. Коэффициент диффузии  $10^{-8}$  м<sup>2</sup>/с.

## 3. Результаты. Влияние угла смачивания в сочетании с межфазным натяжением

Численное моделирование выполнено при десяти значениях межфазных натяжений в диапазоне от 0,1 до 30 мН/м и семи значениях краевых углов смачивания в диапазоне от 30° до 120°, характеризующих режимы дренирования и пропитки. Таким образом, было рассмотрено 70 комбинаций. Чтобы избежать влияния продолжительности реакции между ПАВ и частицей адсорбента, моделирование проводилось при одинаковой скорости потока 0,5 мм/с. Константа адсорбции составляет  $0,1 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/(моль·с), что свидетельствует о средней интенсивности массообмена. Закачивается 0,3 поровых объёма раствора, содержащего воду и ПАВ, после чего продолжается закачка чистой воды.

На рис. 2 представлена карта, характеризующая количество адсорбированного ПАВ в квазистационарном состоянии, в зависимости от межфазного натяжения и угла смачивания. Согласно приведённой карте, на адсорбированное количество сильно влияют угол смачивания и межфазное натяжение, о чём свидетельствует широкий диапазон изменения безразмерного адсорбированного количества – от 0,32 до 0,7. Можно выделить следующие тенденции: во-первых, увеличение угла смачивания способствует значительному увеличению адсорбированного количества; во-вторых, увеличение межфазного натяжения приводит к уменьшению адсорбированного количества. Режим CF (капиллярные пальцы) характеризуется наименьшим поглощенным количеством, а самые высокие значения были обнаружены в режиме VF (вязкие пальцы) при условиях пропитки. Режим CD (компактное вытеснение) характеризуется средним значением адсорбированного количества.

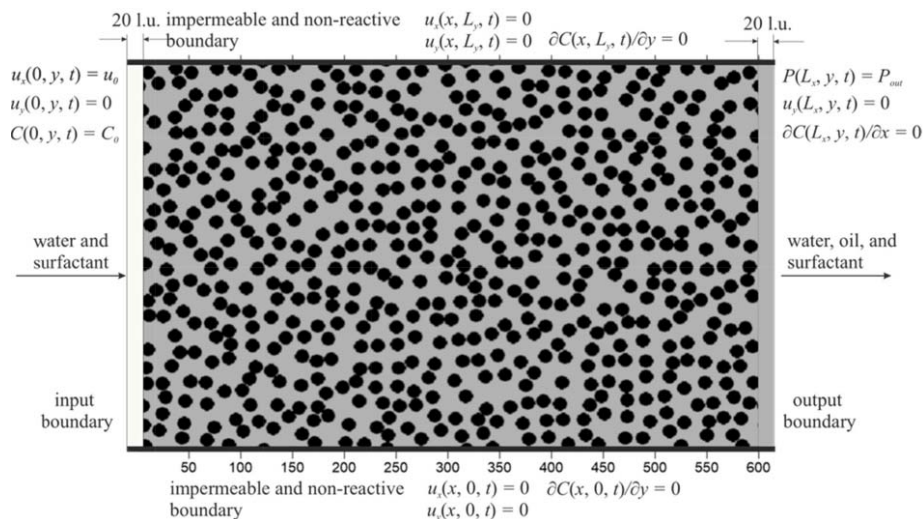


Рис. 1. Цифровое изображение пористой структуры с описанием граничных условий (чёрный – твердые частицы, серый и белый – поровые пространства, заполненные нефтью и водой в начальный момент времени соответственно).

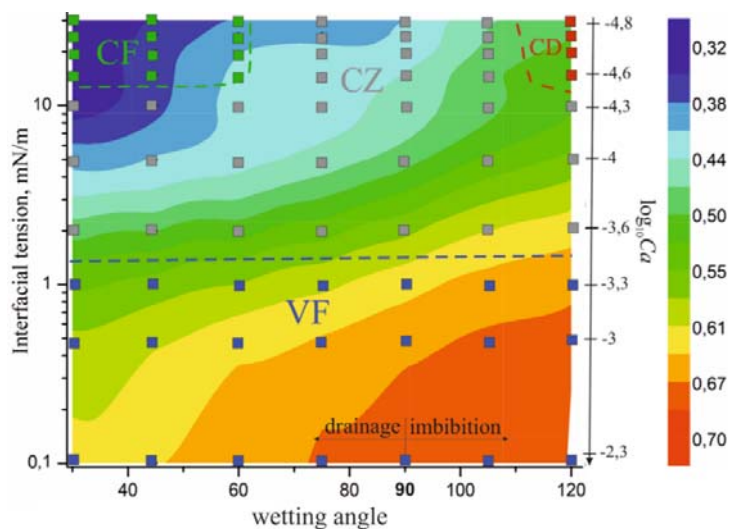


Рис. 2. Карта адсорбированного количества поверхностно-активного вещества в зависимости от угла смачивания и межфазного натяжения (капиллярного числа). Аббревиатуры VF, CF, CD и CZ (кроссовер) характеризуют соответственно режимы образования вязких и капиллярных пальцев, режимы компактного вытеснения и зону кроссовера. Синие, зелёные и красные пунктирные линии обозначают границы режимов VF, CF и CD соответственно.

Для анализа полученных результатов используем межфазную длину границы раздела ПАВ-адсорбент, обозначенную как  $L_{SA}^{total}$ , измеренную в квазистационарном режиме. Эта характеристика рассчитывается как отношение длины границы раздела ПАВ-адсорбент к поверхности порового пространства. На рис. 3 показано влияние межфазного натяжения и угла смачивания на  $L_{SA}^{total}$ . Выявлены следующие тенденции: увеличение угла смачивания способствует увеличению  $L_{SA}^{total}$ , а увеличение межфазного натяжения, наоборот, подавляет  $L_{SA}^{total}$ . Таким образом, было получено такое же влияние межфазного натяжения и угла смачивания на адсорбированное количество. Этот результат позволяет утверждать, что  $L_{SA}^{total}$  основная характеристика, контролирующая количество адсорбированного вещества в квазистационарном состоянии.



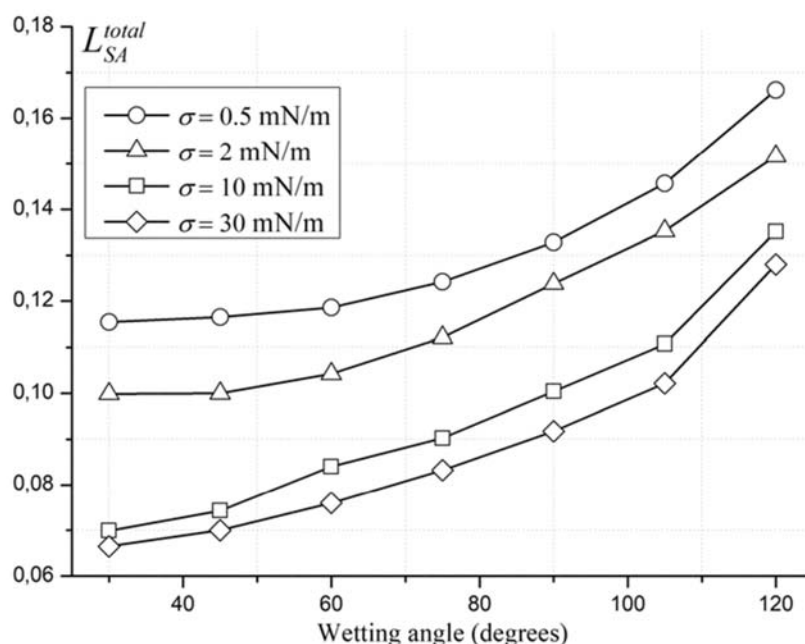


Рис. 3. Влияние межфазного натяжения и краевого угла смачивания на общую длину границы раздела ПАВ-адсорбент  $L_{SA}^{total}$ .

## Выводы

Межфазное натяжение и угол смачивания существенно влияет на адсорбированное количество, измеренное в квазистационарном состоянии. Увеличение угла смачивания способствует увеличению адсорбированного количества, в то время как увеличение межфазного натяжения снижает адсорбированное значение. Наибольшие значения адсорбции были получены в режиме вязких пальцев, а наименьшие – в режиме капиллярных пальцев.

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, проект № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. Jing W., Fu S., Zhang L., Li A., Ren X., Xu C., Gao Z. Pore scale experimental and numerical study of surfactant flooding for enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 196. – 107999.
2. Curbelo F.D.S., Santanna V.C., Eduardo L., Barros Neto E.L., Dutra Jr., T.V., Castro Dantas T.N., Dantas Neto A.A., Garnica A.A.C. Adsorption of nonionic surfactants in sandstones // Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. – 2017. – Vol. 293, N 1. – PP. 1–4.
3. Gao D., Ye J., Wang T., Zhao L., Pan S., Sun Z. An independent fracturing water-flooding development method for shallow low-permeability thin oil layers in multi-layer sandstone reservoirs // J. Petrol. Sci. Eng. – 2018. – Vol. 167. – PP. 877–889.
4. Chen Y.-F., Wu D.-S., Fang Sh., Hu R. Experimental study on two-phase flow in rough fracture: Phase diagram and localized flow channel // International Journal of Heat and Mass Transfer – 2018. – Vol. 122. – PP. 1298–1307.
5. Tsuji T., Jiang F., Christensen K. T. Characterization of immiscible fluid displacement processes with various capillary numbers and viscosity ratios in 3D natural sandstone // Advances in Water Resources. – 2016. – Vol. 95. PP. 3–15.
6. Jung M., Brinkmann M., Seemann R., Hiller T., de la Lama M. S., Herminghaus S. Wettability controls slow immiscible displacement through local interfacial instabilities // Physical Review Fluids. – 2016. – Vol. 1. – 074202.
7. Zakirov T. R., Khrumchenkov M. G. Characterization of two-phase displacement mechanisms in porous media by capillary and viscous forces estimation using the lattice Boltzmann simulations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – 106575.
8. Zhou L., Qu Z.G., Chen L., Tao W.-Q. Lattice Boltzmann simulation of gas–solid adsorption processes at pore scale level // Journal of Computational Physics. – 2015. – Vol. 300. – PP. 800–813.

# ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ МИКРОСТРУКТУРЫ КЕРОГЕНА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ СОЗРЕВАНИИ

Т.И. Карамов, М.Ю. Спасенных

Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, t.karamov@skoltech.ru

## Введение

Запасы традиционных углеводородов (УВ) как в мире и, так и в России уменьшаются с каждым годом [1]. По данным международного энергетического агентства [2], спрос на УВ будет только продолжать расти. Поэтому нетрадиционные углеводороды сланцевых формаций (породы с высоким содержанием органического вещества (ОВ) и низкими ФЭС) продолжительное время будут являться объектами пристального внимания геологов во всем мире. Россия одна из лидирующих стран мира по запасам этого рода углеводородов [3].

Наиболее крупными сланцевыми объектами как в России, так и в мире являются породы баженовского и доманиковского горизонтов, являющиеся материнскими и коллекторскими одновременно. В этих отложениях, по разным оценкам, сосредоточено от десятков до сотен млрд т. углеводородов [4, 5]. Однако, несмотря на колоссальные запасы, добыча из таких объектов существенным образом затруднена, а подчас и невозможна, из-за двух факторов: а) экстремально низких значений пористости и проницаемости; б) нахождению большей части углеводородов в виде твёрдого органического вещества (ОВ) – керогена. Пористость в подобных породах сосредоточено в минеральной матрице и органическом веществе (керогене). Органическое вещество может занимать существенный объём (>50% объёма породы) и большая часть пор в нём открытые [6]. Указанный тип пористости может вносить определяющий вклад в общее пустотное пространство породы и определять перспективность его разработки. Кроме того, часть твёрдого ОВ может быть превращена в жидкие углеводороды под воздействием тепла, что является процессом искусственного созревания прямо в пласте (in-situ), для чего существует ряд перспективных технологий, основанных на температурном воздействии на пласт (внутрипластовое горение, пиролиз in-situ, электромагнитное воздействие, термогазовое воздействие и др.). Анализ опубликованных работ по пористости органического вещества показал, что выделяют несколько ключевых факторов, контролирующих пустотное пространства ОВ: тип породы, общее содержание органического вещества, его тип и зрелость [7, 8, 9]. Целью настоящей работы явилось исследование микроструктуры и пористости органического вещества (керогена) при естественном и искусственном термическом созревании.

## Материалы и методы

Исследование проводилось на образцах пород баженовского и доманиковского горизонта. Для исследования микроструктуры ОВ (керогена) на разных стадиях зрелости была подготовлена серия образцов в широком диапазоне термической зрелости (в интервале ПК-2 – МК-3). Для исследования преобразования микроструктуры ОВ при искусственном термическом созревании были подготовлены цилиндры 3x3 мм образцов пород баженовского и доманиковского горизонтов.

Исследование микроструктуры ОВ в естественном состоянии проводилось на отполированной поверхности (механическая, затем ионная) образца методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ). Преобразование микроструктуры ОВ при искусственном созревании проводилось посредством серии последовательных лабораторных экспериментов по термическому воздействию на подготовленные цилиндры в диапазоне температур 350–450°C. Микроструктура исследовалась методом СЭМ. Воздействие проводилось с шагом 10°C, после каждого эпизода воздействия проводилось сканирование СЭМ одного и того же участка образца. Схема исследований приведена на рис. 1.



Рис. 1. Схема исследования.

Изучение микроструктуры ОВ проводилась методом сканирующей электронной микроскопии (Quattro S, Thermo Scientific) в двух режимах: вторичных электронах (SE) и обратно-рассеянных (BSE). Качественная и количественная характеристика органического вещества была проведена методом Rock-Eval на приборе HAWK RW (Wildcat Technologies).

## Результаты

*Исследование микроструктуры ОВ на образцах в широком диапазоне термической зрелости*

Результаты исследования серии образцов различной степени термической зрелости в СЭМ показывают постепенное увеличение пористости органического вещества с увеличением уровня термической зрелости органического вещества. На низких стадиях зрелости ОВ характеризуется сплошной структурой и отсутствием пор. ОВ в образцах, степень зрелости которых соответствует середине нефтяного окна, характеризуется единичными

несвязанными порами размером 0,1–0,5 мкм. Обнаруженные поры распределены равномерно внутри включения ОВ. Включения органического вещества в образцах, соответствующих концу нефтяного окна, имеют губчатую структуру за счёт обширного развития пористости. Размер пор находится в пределах 0,3–1,0 мкм. Снимки СЭМ приведены на рис. 2.



Рис. 2. Пористость ОВ на разной степени термической зрелости.

### Исследование микроструктуры ОВ при искусственном термическом созревании

Изучение образца баженовской свиты методом СЭМ показало, что органическое вещество в образце до эксперимента характеризуется сплошной непористой структурой (рис. 3). В ходе лабораторного эксперимента по искусственному термическому созреванию показало, что первые поры образуются при 390°C, размер пор не превышает 1 мкм (рис. 3). После воздействия температуры 400°C отмечается наиболее активное образование пор в ОВ, размер которых уже составляет 200 нм и более (рис. 3). Повышение температур воздействия до 450°C приводит к образованию пор в керогене, размер которых составляет 2–3 мкм, при этом максимальный размер пор зависит от размера самого ОВ. На рис. 3 приведена эволюция пустотного пространства в ходе эксперимента. Видно, что на 390°C на исследуемой области образуется одна пора размером порядка 1 мкм, на 410°C таких пор уже несколько. А на 450°C ОВ уже существенно пористое.

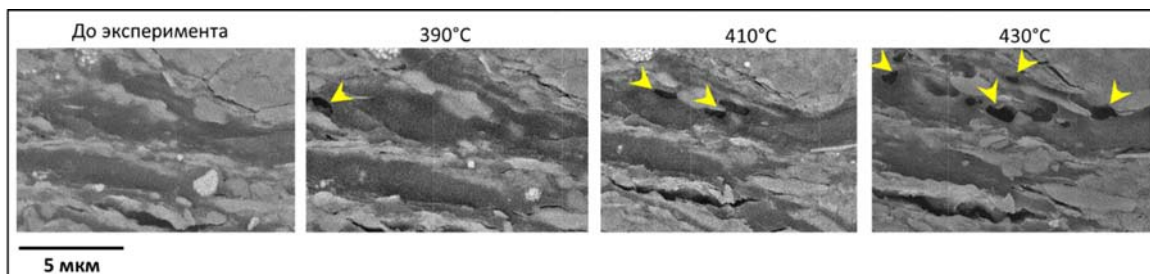


Рис. 3. Эволюция микроструктуры ОВ образца баженовского горизонта с образованием пор в ходе эксперимента по искусственному термическому созреванию. Стрелками показаны новообразованные поры.

Эксперименты, проведённые на образце доманикового горизонта показали отличающиеся результаты. Вместо образования пор в ОВ была отмечена компакция керогена на участках его высокого содержания, т.е. он начал сжиматься в направлении перпендикулярном напластованию, сжиматься по слоям (рис. 4). Обнаруженный эффект наиболее ярко проявлен в местах, где минеральные зерна погружены в ОВ, т.е. фактически ОВ служит цементом. Оценки, проведённые на снимках СЭМ показали, что компакция в среднем составила 30%. Данный процесс ведёт к формированию трещин и вытянутых пустот как внутри ОВ, так и на границе ОВ-минеральная матрица. Образовавшиеся пустоты характеризуются размером от 1 мкм до 5 мкм в длину, и открытостью 0,3 мкм до 1,2 мкм.

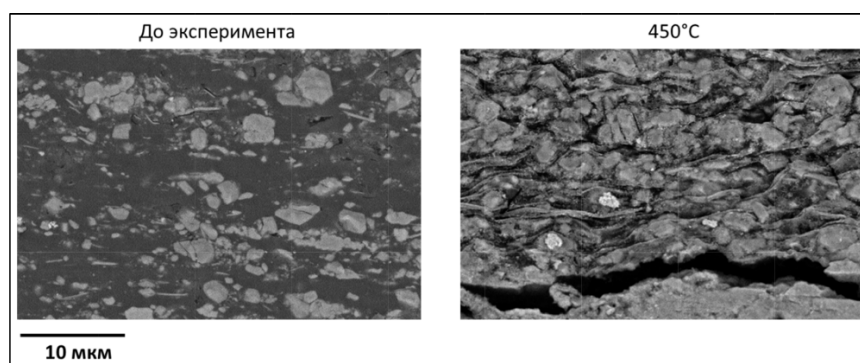


Рис. 4. Микроструктуры ОВ образца доманикового горизонта до и после эксперимента. Отмечена компакция ОВ после эксперимента.

Полученные экспериментальные результаты демонстрируют и доказывают, что степень термической зрелости ОВ является ключевым фактором в вопросе структуры и пористости ОВ нефтематеринских пород. При этом, структура может преобразовываться по-разному в зависимости от типа ОВ, как это было показано на примере образца доманикового горизонта. Помимо фундаментальной значимости, результаты важны для развития технологий добычи УВ, основанных на термическом воздействии на пласт. Эксперимент показал, что при конверсии керогена в УВ происходит образование пустотного пространства, которое может служить путями фильтрации УВ при разработке.

### **Заключение**

В результате проведенного исследования установлено, что пористость ОВ определяется степенью термической зрелости. Данный тезис подтвержден экспериментально, где в ходе искусственного термического созревания путём термического воздействия были получены поры в ОВ, полностью аналогичные естественным. Кроме того, установлено, что характер преобразования структуры ОВ может быть различен, помимо образования пор, возможно компактирование ОВ в ходе созревания, однако этот эффект только предстоит изучить.

Полученные результаты расширяют существующие представления о пустотном пространстве нефтематеринских пород, и показывают, что пористость органического вещества (керогена) может определять общую пористость в случае высокой термической зрелости. Помимо фундаментальной значимости, результаты важны для развития технологий добычи УВ, основанных на термическом воздействии на пласт. Эксперимент показал, что при конверсии керогена в УВ происходит образование пустотного пространства, которое может служить путями фильтрации УВ при разработке.

### **Благодарность**

\* Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

### **Литература**

1. *Shmaefsky B.* The Past, Present, and Future of Earth's Natural Resources. CHOICE Curr Rev Acad Libr VO – 56, 2018:289.
2. Energy Agency I. Oil 2021.
3. EIA. World Shale Resource Assessments. Eia 2015:1. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.
4. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах». – Москва, 2018
5. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А. и др.* [2014]. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*, 2, 1–8.
6. *Васильев А.Л., Пичкур Е.Б., Михуткин А.А., Спасенных М.Ю., Богданович Н.Н., Балушкина Н.С., Калмыков Г.А.* [2015]. Исследования морфологии пустотного пространства керогена баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство*. – 10. – 28–31.
7. *Curtis, M.E. et al.* [2012]. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity, *International Journal of Coal Geology*, 103, 26–31. doi: 10.1016/j.coal.2012.08.004.
8. *Katz, B. J. and Arango, I.* [2018]. Organic porosity: A geochemist's view of the current state of understanding, *Organic Geochemistry*, 123, 1–16. doi: 10.1016/j.orggeochem.2018.05.015
9. *Modica, C.J. and Lapierre, S.G.* [2012]. Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming, *AAPG Bulletin*, 96(1), 87–108. doi: 10.1306/04111110201.

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ (MACHINE LEARNING) И ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА (ARTIFICIAL INTELLIGENCE) В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Н. Козлов<sup>1</sup>, Т.М. Порываев<sup>1</sup>, Е.В. Молькова<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>,  
И.З. Фархутдинов<sup>2</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский федеральный университет, г.Казань, ankozlov.oil@gmail.com

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск

## Введение

Поздняя стадия разработки характеризуется высокой обводнённостью. Запасы нефти истощаются, а закачиваемая вода, используемая для поддержания пластового давления и вытеснения остаточной нефти, зачастую фильтруется по высокопроницаемым каналам, в связи с чем происходит снижение коэффициента охвата, поэтому необходимо проводить мероприятия по доизвлечению остаточных запасов нефти. Зачастую выбор участка для ГТМ определяют по ГГДМ, однако успех в мероприятии не всегда достижим, ввиду рисков, связанных с вариативными расчётами 3D моделирования, которые основаны на уравнении материального баланса и не учитывают множество дополнительных зависимостей. Также стоит отметить, что расчёт гидродинамической модели требует больших временных ресурсов, поэтому в качестве альтернативы ГДМ будут использованы алгоритмы машинного обучения для получения распределения остаточных запасов и их дальнейшей разработки, и выдачи рекомендации по подбору ГТМ.

## Методы исследования

Для проведения расчётов по разработанной методике используются скважинные данные и данные геологической модели (ГМ) (рис. 1).



Рис. 1. Пример исходных данных, используемых ИНС.

Для получения корректных результатов, разработанный программный комплекс, с целью повышения качества входных данных, автоматически обрабатывает и масштабирует исходные свойства кубов ГМ; обрабатывает ошибки записи геолого-промысловой информации; нормализует все данные, для обеспечения равного вклада каждого признака при прогнозировании карты запасов нефти [2].

Цель методики – используя машинное обучение, определить местоположение и количество запасов нефти в межскважинном пространстве. Процесс можно разделить на 4 стадии (рис. 2).



Рис. 2. Стадийность методики локализации запасов.

Основная задача методики – изучение поведения функции  $P$ , описывающей текущее состояние остаточных запасов в некоторой точке, определённой и непрерывной на двумерной поверхности, соответствующей территории месторождения, и установление набора параметров, максимально соотносящегося с набором параметров, отражающим состояние остаточных запасов в реальности.

Для установления значения функции в выбранной точке, исходные данные представляются в виде нескольких матриц размера  $m \times n$ , где  $m$  и  $n$  – скважины и характеристики соответственно, а каждая матрица – значение и пространственное распределение признака [6, 8, 10].

В виду наличия исходных данных по добыче только в точках скважин, получаемые матрицы разрежены. Предпочтительным способом для их заполнения является метод интерполяции, опирающийся на данные сосед-

них элементов матрицы, суть которого в копировании данных на основе эквивалентности ячеек вокруг скважины ячейкам самой скважины [9]. Преимущества такой матрицы – ускорение обучения НС и минимизация количества артефактов, образующихся при отсутствии данных.

Получаемый набор матриц, анализируется с помощью сверточной НС (рис. 3).

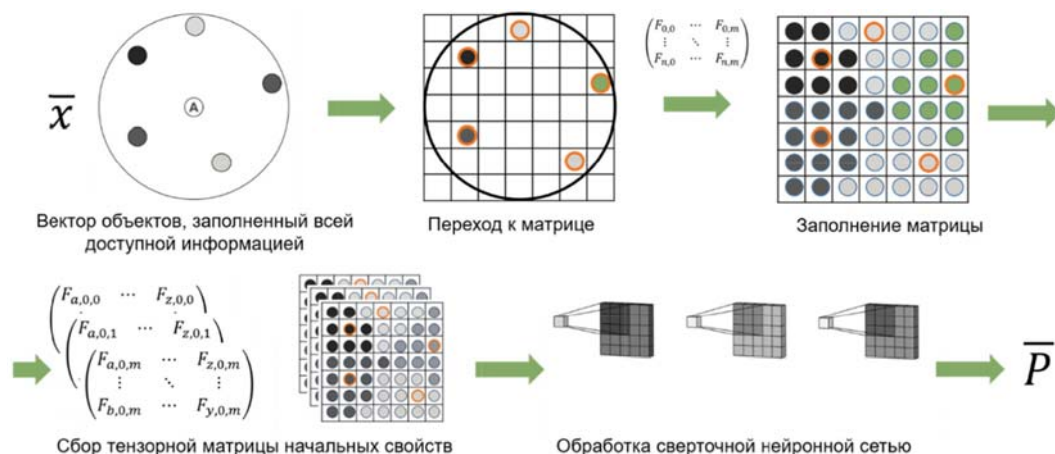


Рис. 3. Этапы обработки данных для применения сверточной НС.

Обучающий набор данных для НС – вектор, содержащий накопленные добычу нефти и воды, закачку воды и ФЕС, характеризующие текущее состояние пласта.

Выходные данные НС – вектор длины  $n$  ( $n$  – количество пластов), содержащий накопленные показатели в каждой ячейке.

Предполагается, что, в условиях достаточности и постоянства временного промежутка и объема соответственно, отношение  $\frac{\text{добытая нефть}}{\text{добытая жидкость}}$  убывает линейно, поэтому объем возможной добычи нефти ячейки  $P$  варьирует в интервале  $\text{const} \times \left( \frac{\text{добытая нефть}}{\text{добытая жидкость}}; 0 \right]$ , где  $\text{const}$  – максимальный объем жидкости, переместившийся через ячейку в течение выбранного временного промежутка.

Таким образом, данное отношение аналогично нефтенасыщенности. Результат НС используя формулу (рис. 4) с отношением в каждой ячейке трансформируется в аналог текущих подвижных запасов нефти в ячейке.

$$\begin{pmatrix} \text{Layer } N P_{Cum.Oil} \\ \dots \\ \text{Layer } N P_{Cum.water} \\ \dots \end{pmatrix} \rightarrow \frac{\text{Layer } N P_{Oil}}{\text{Layer } N P_{Water} + \text{Layer } N P_{Oil}} * \text{Porosity Volume} \rightarrow \begin{pmatrix} \text{Layer } N RES_{Oil} \\ \dots \\ \text{Layer } N RES_{Water} \\ \dots \end{pmatrix}$$

Рис. 4. Процесс расчёта карты запасов.

Одной из функций разработанной методики также является расчёт влияния скважин и подбор ГТМ в автоматическом режиме.

Структура методики включает 5 стадий (рис. 5).



Рис. 5. Стадийность оптимизации разработки.

В модели пласт представлен в виде равномерной гексагональной сетки ячеек одинаковой высоты, описанных с помощью набора переменных, в нашем случае – количества добытой воды и нефти на протяжении всего времени (с шагом в месяц).

Полученная модель является упрощённой гидродинамической моделью, подразумевая частный случай ФК (Фильтра Калмана) [6, 9].

Для оценки параметров модели использован EM-алгоритм [3], стремящийся к подбору параметров, обеспечивающих соответствие между поведением жидкости в пласте и историей дебита воды или нефти для каждой скважины (рис. 6).



Рис. 6. Применение EM-алгоритма.

Влияние между двумя скважинами – произведение проводимости (в условных единицах), добычи и закачки в один и тот же временной промежуток. Полученный параметр представляет собой средний объём жидкости, перекачанной через пласт. Итоговый коэффициент влияния по всем пластам – сумма коэффициентов влияния по каждому пласту.

Инструмент «Анализ ГТМ» в разработанной методике оценивает эффективность ранее проведённых ГТМ, а также основываясь на текущем состоянии разработки, локализованных запасов НС, коэффициентов влияния, с помощью критериев для проведения ГТМ, рекомендует скважины кандидаты. Результатом расчёта являются аналитические таблицы, содержащие эксплуатационные характеристики, ФЕС, прогноз эффективности. Заданные критерии, автоматизированы и скомпонованы, для минимизации вмешательства при формировании ГТМ исследуемого участка специалистом.

Для различных видов ГТМ прогноз эффективности также различен. При бурении алгоритм прогнозирует будущие дебит нефти и жидкости; при МУН, ОПЗ, ГРП, ВИР, ФОЖ – рассчитывается суммарная дополнительная добыча, период эффекта и вероятность успеха.

## Результаты

В процессе биodeградации УВ в залежах образуются естественные маркеры, на изучении которых и основана методика, подтверждающая наличие локализованных запасов с помощью НС [44]. Для выделения участков с меньшей величиной биodeградации (в них наиболее вероятно наличие остаточных запасов) предусматривается системный мониторинг изменения компонентного состава УВ попутного нефтяного газа (ПНГ)[5].

Сопоставление карты запасов с результатами мониторинга ПНГ дало следующие результаты:

- Расположение зон с локализованными запасами совпадает с получаемой при мониторинге ПНГ зоной аномалий;
- Наличие зон с большим количеством запасов подтверждается аномалиями, в зонах отсутствия аномалий – локализованные алгоритмом НС запасы имеют небольшие объёмы.

## Заключение

В статье рассмотрен подход для оптимизации разработки месторождений, находящихся на последней стадии разработки, который основываясь на нейросетевом обучении, позволяет локализовать и разрабатывать текущие запасы нефти.

Оптимизация процесса разработки заключается в оценке аналогов проводимости нефти и воды межскважинного пространства, определении коэффициентов влияния между скважинами, и в последующем автоматическом подборе ГТМ. Запасы дополнительно подтверждаются анализом изменения компонентного состава попутного нефтяного газа.

На сегодняшний день планомерно выполняются исследования на пилотных участках Альметьевской и Абдрахмановской площадях для совершенствования и внедрения методики в производственную цепочку ПАО «Татнефть». Исследованиями охвачены более 300 действующих скважин. На выходе проекта ожидается увеличение эффективности ГТМ, а значит снижение эксплуатационных затрат и увеличение дополнительной добычи нефти (по бизнес плану на 5 летний период – более 1000 скважин). Немаловажным дополнительным эффектом является снижение ручного труда специалистов при обработке данных, т.к. весь процесс автоматизирован и связан напрямую с производственными базами данных.

*\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

## Литература

1. Багманова С.В. и др. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учеб. пособие – О: ОГУ, 2019. – 127 с.
2. Старовойтов В.В. Нормализация данных в машинном обучении // Информатика. – 2021. – Т. 18. – № 3. С. 83–96.
3. Barber, D. (2012) Bayesian reasoning and machine learning. Cambridge University Press. London – 610 p.
4. Cai, M., Jimenez, N., Kruger, M., Guo, H., Jun, Y., Straaten, N., Richnow, H. (2015) Potential for aerobic and methanogenic oil biodegradation in a water flooded oil field (Dagang oil field). – V. 141, p. 143–153. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.035>.
5. Novikova, S., Rizvanova, Z., Ziniukov, R., & Usmanov, S. (2020) Prospects of geochemical monitoring on the basis of borehole oil samples at bypassed oil reserves localization. 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2020. – V. 1.2, p. 739-744. doi:10.5593/sgem2020/1.2/s06.094.
6. Liu, B., Li, Y., Li, G., & Liu, A. (2019). A spectral feature based convolutional neural network for classification of sea surface oil spill. ISPRS International Journal of Geo-Information. – V. 8(4), p. 160.
7. Ribeiro, M.I. (2004) Kalman and extended kalman filters: Concept, derivation and properties. Institute for Systems and Robotics. Lisbon. – 46 p.
8. Rifai, A.P., Aoyama, H., Tho, N.H., Dawal, S.Z. M., & Masruroh, N.A. (2020). Evaluation of turned and milled surfaces roughness using convolutional neural network. Measurement. – V. 161, no. 107860.
9. Rukundo, O. (2021). Evaluation of Rounding Functions in Nearest Neighbor Interpolation. International Journal of Computational Methods. – V. 18(08), no. 2150024.
10. Tan, J., Nour Eldeen, N., Mao, K., Shi, J., Li, Z., Xu, T., & Yuan, Z. (2019). Deep learning convolutional neural network for the retrieval of land surface temperature from AMSR2 data in China. Sensors. – V. 19 (13), no. 2987.

### ИСТОЧНИКИ И НАПРАВЛЕНИЯ СНОСА ОБЛОМОЧНОГО МАТЕРИАЛА БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ЮЖНО-ТАТАРСКОМ СВОДЕ

Э.А. Королев, М.В. Нойкин, Э.А. Абдуллина

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, edik.korolev@gmail.com*

На сегодняшний день многие нефтегазодобывающие объекты считаются нерентабельными за счёт сложности их геологического строения. В связи с этим возникает острая необходимость поиска новых методологических подходов к исследованию территории. Реконструкция древних обстановок седиментации позволяет выявить характер взаимосвязи отдельных составляющих геосистемы и, тем самым, выявить последовательность изменений геологического пространства. В данной работе рассматриваются вопросы изучения отложений бобриковского горизонта, а именно седиментационные особенности, связанные с источниками обломочного материала и путями его поступления в бассейн осадконакопления.

Объектом исследования является Южно-Татарский свод (ЮТС) восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В его основании залегают отложения докембрийского кристаллического фундамента, несогласно перекрытые терригенно-карбонатным комплексом среднего-верхнего девона. Далее вверх по разрезу идут породы каменноугольного, пермского и четвертичного возраста [2]. В качестве предмета исследования выступает терригенный нижнекаменноугольный нефтегазоносный комплекс бобриковского возраста.

Изучению проблемы распределения терригенного материала визейского яруса Восточно-Европейской платформы (ВЕП) в целом и изучению условий формирования бобриковского горизонта в пределах Татарского свода в частности, посвящено большое количество работ отечественных ученых: Р.С. Хисамова, А.М. Калимуллина, А.Ф. Сафарова, С.В. Астаркина, О.П. Гончаренко, М.В. Пименова, М.М. Алиева, Г.М. Ярикова, Р.О. Хачатряна, В.С. Муромцева, Е.И. Черновой и И.Н. Орловой, М.М. Грачевского и др. При этом остаётся ряд нерешённых вопросов, касающихся исследований источников и направлений сноса обломочного материала бобриковского горизонта в пределах ЮТС.

В настоящий момент существует две основные гипотезы формирования отложений бобриковского возраста: аллювиально-дельтовая модель [3] и модель, придерживающаяся морского происхождения отложений [4].

Согласно результатам комплексных исследований Р.С. Хисамова и А.М. Калимуллина, в основу которой положены электрометрические модели фаций В.С. Муромцева [5], седиментация песчаных бобриковских отложений происходила в прибрежной части морского бассейна путём сноса обломочного материала, поступающих с суши, вдоль береговой линии и привноса их волнами с более глубоких зон морского дна. Снос осуществлялся с северо-восточной части территории. Максимальное накопление происходило в устьях рек (устьевые бары), вдоль морских берегов в области выхода волн на мелководье, в зоне их разрушения и в зоне выхода волн на побережье [1].

Такого же мнения придерживаются и Е.И. Чернова с И.Н. Орловой, в образцах (бобриковского возраста) которых отмечено наличие морской микрофауны [6].



Напротив, М.М. Грачевский в своих работах описывал Саратовскую палеореку бобриковского времени, русло которой проходило по Гусихинской и Казанлинской площадям, а дельта в – Саратовском Заволжье. На участках, прилегающих к руслам, изучаемый горизонт менее мощный, песчаники более тонкозернистые. Встречаются угольные пропластки. Эти признаки позволили отнести территорию к зонам надводной дельты.

Сторонником последнего является Г.М. Яриков. По его мнению, преобладало условия мелководного пляжа и моря со слабыми донными течениями. Эти течения формировали нижнекаменноугольные отложения в виде «рукавообразных» залежей. Как отмечает автор, основным источником сноса выступает Миллеровско-Тормосинская суша, представляющая собой возвышенную равнину. Как правило, сильно денудированная и пенепленизированная. Изменение мощности обломочных отложений автор связывал с неравномерностью тектонических движений, рельефом дна моря, а также количеством привносимого материала [7].

В процессе исследования удалось выяснить, что большая часть суши Русской платформы начала визейского века была занята гумидной равниной низинного типа, дренировавшейся разветвленной речной сетью. К наиболее приподнятым элементам рельефа Русской платформы, откуда происходил снос материала в пониженные области, относятся: восточный и юго-восточный склоны Балтийского щита, Воронежский и Украинский массивы, Тиман, отчасти Токмовское и Верхнекамское поднятия.

В конце турнейского начале визейского веков на северо-востоке Восточно-Европейской платформы обособилась Коми-Пермятская палеосуша. Особенности строения и формирования визейских терригенных отложений региона является широкое развитие «врезов», где фиксируется увеличение мощности терригенных отложений в 1,5–2 раза относительно фоновой за счёт увеличения мощности песчаных пластов и, которые вместе с эрозионно-карстовой поверхностью верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса, являлись путями струйной миграции углеводородов из главных очагов её генерации [8].

В предвизейский век в пределах Токмовского свода отмечен интенсивный размыв пород турнейского яруса. На пенепленизированную поверхность, в условиях аллювиальных равнин, временами заливаемых морем, откладываются бобриковские глины [9].

В пределах северной и северо-западной части Башкирского свода по результатам изучения керн и ГИС в визейской толще были выделены песчаники большой мощности, которые обнаруживают хорошо выраженную линейность и составляют сложную систему каналов вторичной миграции углеводородов. Предполагается, что они представляют собой стержневые части водных палеопотоков. Максимальные мощности песчано-алевритовых пород приурочены к межструктурным перегибам. К сводам песчаность отложений уменьшается вплоть до замещения алевро-глинистыми породами [10].

Отложения Башкирского свода формировались в условиях прибрежно-континентальной равнины во время регрессивно-трансгрессивной подвижки морского бассейна. Регрессивный цикл седиментации сформировал радаевские и бобриковские отложения, трансгрессивный – тульские.

С палеогеографической точки зрения в радаевское время происходит подъём территории и сокращение регрессирующего морского бассейна, который распадается на отдельные лагуны и заливы. Отложений бобриковского горизонта Туймазинского месторождения происходило в условиях обширной пологой прибрежной равнины, периодически заливаемой морем и рассеченной рукавами эстуария и каналами. В конце бобриковского времени прибрежно-морские условия сменились прибрежно-континентальной обстановкой.

Следы эрозионного воздействия отмечаются в пределах Бирской седловины со стороны Башкирского свода. Это указывает на направления сноса терригенного материала со стороны Башкирского свода по направлению к Татарскому своду

Преобладание в составе тяжёлых минералов бобриковских песчаников зерен циркона, турмалина и рутила указывает, что первичным источником сноса обломочного материала являлись эндогенные породы кислого состава. В период формирования нижневизейского терригенного комплекса разрушающие породы подобного состава существовали в пределах воронежского и тиманского массивов. В этот период времени по ним развивались относительно мощные каолиновые коры выветривания. Накапливающиеся тяжёлые минералы водными потоками выносились в пониженные участки, а затем перемещались палеореками в сторону Уральского палеоокеана. За счёт многократных переносов количество и размеры зёрен тяжёлых минералов неуклонно сокращались. Основными источниками ближнего сноса для бобриковских отложений Южно-Татарского свода принято считать Токмовский и Башкирский своды. Для первого характерно привнос гранатов, для второго – рудных минералов (в основном ильменит).

Таким образом, можно заключить, что обломочный материал бобриковских отложений претерпел длительный этап переноса от первичных источников образования до аккумуляции в пределах Южно-Татарского свода. Можно выделить дальние источники сноса (Воронежский и Тиманские массивы) и ближние – Токмовский и Башкирский своды. Перенос терригенного материала на суше осуществлялся палеореками, а затем в пределах прогибов Камско-Кинельской системы – подводными вдоль береговыми течениями. Последние, постепенно сносили обломки минералов к побережью островного карбонатного поднятия, заполняя таким образом эрозионно-карстовые понижения. На первичное морское происхождение песчаников в основание бобриковского горизонта указывают следы илоедов и зерна аутигенного глауконита.

## Благодарность

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. Хисамов Р.С., Калимуллин А.М., Сафаров А.Ф. Уточнение геологического строения бобриковского горизонта на основе литолого-фациального анализа. Том. Выпуск 85. – Набережные Челны: Изд-во Экспозиция Нефть Газ. ТатНИПИнефть, 2017. – С. 32–42.
2. Глушенко Д.В. Роль разломно-блоковых структур в строении сводовых поднятий платформенных нефтегазоносных областей на примере Южно-Татарского и Краснотеннинского сводов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2008. – С. 28.
3. Астаркин С.В., Гончаренко О.П., Пименов М.В. Обстановки осадконакопления в бобриковское время в пределах юго-востока Русской плиты. Известия Саратовского университета. Новая Серия. Серия Науки о Земле. – Том 13. – № 1. – Саратов: Изд-во Саратовского университета, 2013. – С. 57–62.
4. Алиев М.М., Яриков Г.М., Хачатрян Р.О. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. – М.: Недра, 1975. – 262 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 147 с.
6. Чернова Е.И., Орлова И.Н. Детальное расчленение разрезов нижне- и среднекаменноугольных отложений Саратовского Поволжья. Стратиграфические схемы палеозойских отложений. Каменноугольная система. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 417 с.
7. Яриков Г.М. Каменноугольные отложения северо-западного обрамления Прикаспийской впадины и перспективы их нефтегазоносности. Автореф. дис. ... д-ра геол.-минералог. наук. – Л.: 1973. – 51 с.
8. Вилесова Л.А. Влияние эрозионных процессов на нефтегазоносность северных земель Пермского края. Геология и полезные ископаемые западного Урала. №10. 2010. – С. 106–109.
9. Самыкина Е.В. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности бобриковского горизонта западного Татарстана. Геология нефти и газа. № 5. – М.: Изд-во Геоинформмарк, 2008. – С. 19–25.
10. Соснин Н.Е. и др. Перспективы дальнейших нефтегазопроисследовательских работ на севере Башкирского свода. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 7. – М.: Изд-во «ВНИИОЭНГ», 2012. – С. 90–96.

## ПЕРСПЕКТИВЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева

Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
г. Казань, [ildarmannanov@mail.ru](mailto:ildarmannanov@mail.ru)

Задачи интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах традиционно решаются с применением кислотных обработок скважин. Кислотные обработки являются наиболее применяемыми и доступными технологическими решениями восстановления и увеличения продуктивности скважин.

Современные решения в области реализации технологий обработки скважин связаны с предварительным моделированием процесса кислотной обработки – созданием дизайна обработки [1]. Ключевым механизмом прогноза результативности обработки с применением моделирования, является получение реальных лабораторных данных, отражающих условия протекания процессов кислотного воздействия с учётом моделирования пластовых условий. Формирование технологической базы условий протекания реакций в зависимости от конкретных условий является одним из решений, широко используемых при моделировании кислотной обработки.

Лабораторные эксперименты, связанные с наполнением технологической базы, учитывающие совокупность возможных условий протекания реакций являются достаточно трудоёмкими.

Главная сложность в реализации лабораторных экспериментов сводится к следующим особенностям:

- многообразие кислотных композиций, потенциально используемых для обработки, наличие в составе деэмульгаторов, стабилизаторов трёхвалентного железа, диспергаторов и других компонентов в различных концентрациях и пропорциях;
- дифференцированность и многокомпонентность минералогического состава пород;
- дифференцированность состава насыщающих флюидов, наличие АСПВ в составе насыщающей нефти, которая в значительной степени влияет на условия контакта активной компоненты кислотного состава с породой;
- термодинамическим условиям протекания реакции.

Наиболее значимым показателем, используемым при моделировании кислотной обработки, является кон-

станта реакции. Многочисленные лабораторные эксперименты на керновом материале показали, что взаимодействие кислотного раствора с пористым скелетом карбонатной породы происходит по схеме «неустойчивого» вытеснения, ключевым механизмом которого является не соотношение проводимости породы и вязкости флюида до и после фронта химической реакции, а скорость закачки реагента и характерное время реакции кислоты с породой.

Многими авторами [2-6] в ходе лабораторного моделирования доказано существование режима, при котором происходит образование неразветвлённых каналов повышенной проводимости, так называемых червоточин. Одной из характеристик, определяющих возможности существования оптимального режима закачки является число Дамкеллера. Классическое определение числа Дамкеллера – это отношение скорости химической реакции к скорости подвода реагента к поверхности реакции.

Согласно результатам многочисленных экспериментов оптимальным с точки зрения формирования червоточин является продуктивный процесс закачки, соответствующий числу Дамкеллера равном 0,3.

Таким образом, одной из наиболее значимых задач для физического моделирования и проектирования обработки скважин является получение информации отражающей скорости реакции и кинетические показатели реакций.

Наряду с решением задач, связанных с непосредственным определением константы реакции, существует подход, основанный на использовании результатов экспериментов в качестве базы для прогноза выполнения работ методами машинного обучения.

Для решения задачи построения модели необходимо иметь обучающий набор данных, который содержит информацию о свойствах пород продуктивных отложений, насыщающих флюидов, условиях эксперимента и характеристикам кислотных композиций, и экспериментально измеренными константами скорости. Весь процесс моделирования можно поделить на две части: этап обучения и этап эксплуатации (предсказания) представлены на рис. 1.



Рис. 1. Этапы построения предсказательной модели.

Важной составляющей в определении оптимального режима соляно кислотной обработки являются кинетические параметры протекания реакции, которые могут быть определены только из экспериментов. Карбонатные породы в основном состоят из двух минералов: кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) и доломита ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ )

Реакция кислоты с этими компонентами описывается следующими уравнениями:



Начальным этапом изучения кинетических показателей реакции является определение минералогического состава образцов для характеристики возможных процессов протекания реакций. Для решения данной задачи был использован рентгеновский дифрактометр Bruker D2 Phaser (Германия). Пример результатов рентгенографического анализа представлен на рис. 2.

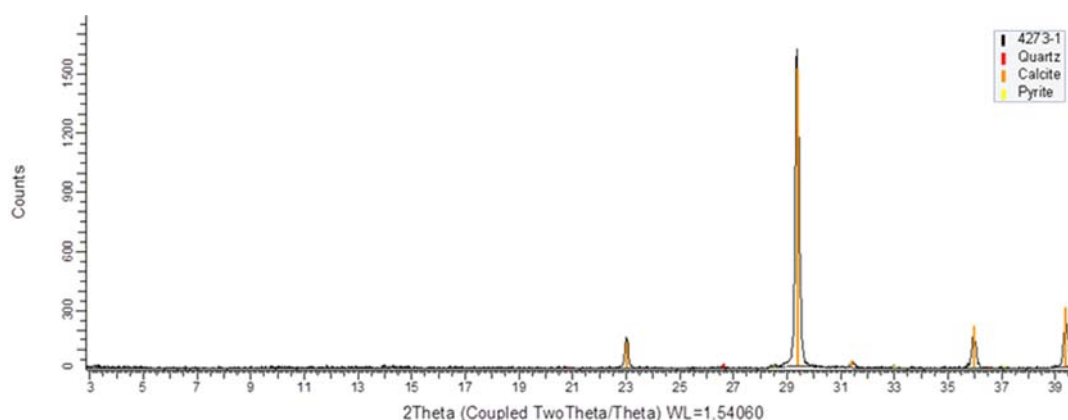


Рис. 2. Минералогический состав образцов по данным рентгенографического изучения.

На основе изучения 118 образцов была сформированная база изменчивости минералогического состава и выполнена серия экспериментов по изучению кинетики растворения образцов в коммерческих кислотных составах.

Для изучения кинетики растворения образцы предварительно измельчались, отмывались спиртобензольной смесью и насыщались нефтью с известным составом: по содержанию серы, асфальтенов, парафинов и смол.

Принципы исследования кинетики растворения основаны на характеристике убыли массы карбонатных образцов в кислотных растворах фиксировали в виде кинетических кривых, которые аппроксимировали уравнением Авраами-Ерофеева-Колмогорова.

$$\alpha = 1 - \exp(-k\tau^n) \quad (3)$$

$\alpha$  – изменение массы карбонатной породы при взаимодействии с соляной кислотой;

$\tau$  – время обработки базовыми и модифицированными составами кислотных композиций;

$k$  – коэффициент, характеризующий константу скорости убыли массы образца при обработке базовыми и модифицированными составами кислотных композиций;

$n$  – коэффициент при временном параметре в уравнении Авраами-Колмогорова-Ерофеева.

Исследования предполагают, что «зародышем» продукта реакции является формирующаяся на поверхности раздела реагирующих фаз глобула  $\text{CO}_2$ , т.е. происходит многостадийное зародышеобразование при реакции с карбонатной породой и выделении глобул углекислого газа.

В качестве метода изучения темпа изменения массы карбонатной породы была использована волюметрическая установка, предполагающая мониторинг и обработку данных, отражающих темпы выделения углекислого газа в ходе реакции.



Рис. 3. Фотография элементов установки ПИК ОСГ (операционный, измерительный и термостатируемые блоки).

Обработка экспериментальных данных отражающих темп выделения  $\text{CO}_2$  производится с использованием преобразованной зависимости Авраами-Колмогорова-Ерофеева, учитывающей соотношение объёмов выделяющегося газа (4)

$$\frac{v_t}{v_0} = 1 - \exp(-kt^n) \quad (4)$$

где  $v_t$  – количество выделившегося газа в момент времени  $t$ , ммоль;

$v_0$  – общее количество выделившегося газа, ммоль;

$k$  – константа реакции,  $\text{с}^{-1}$ ;

$t$  – время, с.

В ходе исследований была сформирована база данных, учитывающая состав насыщающих флюидов, дифференцированность минералогии исследованных образцов пород при взаимодействии с коммерческими составами.

В рамках текущей статьи задача изучения предсказательной способности моделей для прогнозирования скорости кинетических реакций при известных значениях состава, слагающих породу минерала и кислотных составов, рассматривается как задача регрессии. В качестве регрессионных методов машинного обучения были взяты линейные и нелинейные методы машинного обучения, такие как линейная регрессия, метод случайного леса.

Для нахождения линейной зависимости использовали метод Linear Model, имплементированный в библиотеке sklearn [8], который основан на методе наименьших квадратов. Были построены модели на всех дескрипторах и на малом наборе дескрипторов. Лучшие модели использованы для предсказания константы скорости реакции.

Качество построенных моделей оценивали с помощью 5-кратной кросс-валидации или скользящего контроля, т.е. процедуры эмпирического оценивания обобщающей способности алгоритмов.

В ходе выполнения работы по изучению кинетики был выявлен широкий диапазон возможных вариаций константы реакций. Обобщённые характеристики результатов могут быть представлены в виде следующих тезисов:

1) Степень, отражающая возможности верификации результатов исследования по идентичным образцам позволяет отметить возможные значения погрешностей в определении константы реакции в пределах 12% от

среднего значения. Увеличение температуры реакции позволяет значительно повлиять на погрешности реакций. Закономерным является факт уменьшения погрешности за счёт увеличения температуры, которая позволяет нивелировать начальные процессы диффузии.

2) Насыщение образцов нефтью приводит к уменьшению константы реакции, а величина этого показателя относительно сухого образца приводит к сокращению константы скорости до 5 раз.

3) По компонентное усложнение коммерческих составов приводит к одновременному протеканию реакций разного порядка и результирующий эффект отражается в константе реакции;

4) Незначительные вариации в минералогическом составе пород в пределах 1–5% слабо коррелируют с константой реакции, что может быть связано с общей погрешностью определения константы, однако данный факт требует детализации изучения.

Собранная технологическая база результатов протекания реакции для последующего решения задачи обработки с применением подходов машинного обучения, в виде Excel таблицы.

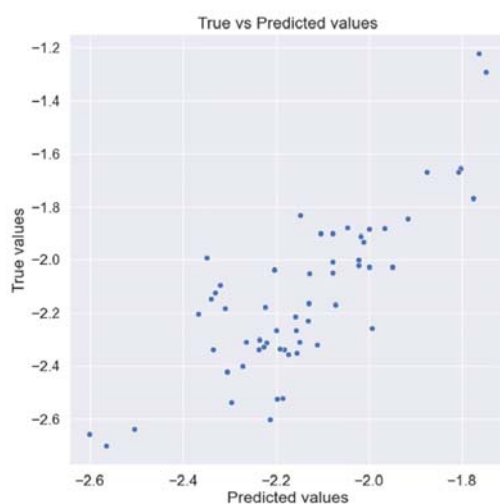


Рис. 4. Качество регрессионной модели, построенной методом RF на малом наборе дескрипторов.

Результаты предсказательной способности наилучшей регрессионной модели представлены на рис. 4. Значение коэффициента детерминации ( $R^2$ ) и среднеквадратичной ошибки RMSE равны 0,59 и 0,19, соответственно.

Из этих результатов можно сделать вывод, что модель обладает предсказательной способностью. Был проведён SHAP анализ (значимость фактора) для определения вклада каждого признака, описывающего объекта предсказанное значение свойства этого объекта.

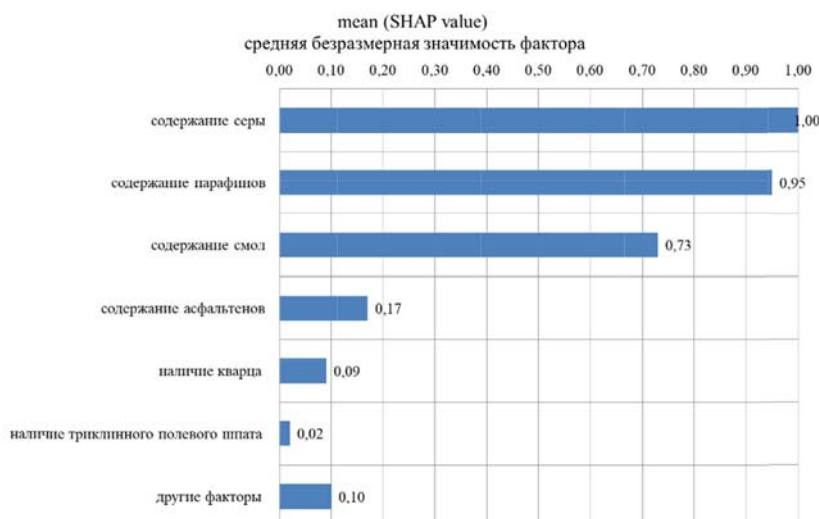


Рис. 5. Значимость дескрипторов при построении модели линейной регрессии.

Характеристика результатов показывает, что наибольшее влияние на кинетику процесса взаимодействия насыщенной породы и кислоты оказывают свойства насыщающих флюидов и характеристика инертных примесей в составе карбонатных пород.

Таким образом, в результате проведения экспериментов и создания модели основанной на использовании

методов машинного обучения можно отметить, что использование данного подхода позволяет значительно упростить задачу использования недостающих данных для компьютерного моделирования процессов обработки призабойной зоны.

### Литература

1. Глуценко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисова А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. – Уфа: АН РБ, Гилем, 2010. – 392 с., илл.
2. Fredd C.N., Fogler H.S. Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: Influence of transport and reaction // SPE J. – 1999. – V. 4. – № 3. – P. 196–205.
3. Hamad Al-Arji, A. Al-Azman, F. Le-Hussain, K. Regenauer-Lieb Acid Stimulation in Carbonates: A Laboratory Test of a Wormhole Model based on Damköhler and Péclet numbers // February 2021 Journal of Petroleum Science and Engineering 203(3):108593DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108593
5. Ridner D., Frick T., Ding Zhu Influence of Transport Conditions on Optimal Injection Rate for Acid Jetting in Carbonate Reservoirs // October 2019 SPE Production & Operations 35(01) DOI: 10.2118/189546-PA
6. Lohrasba S., Radzuan J. Pore volumes to breakthrough estimation in carbonate acidizing with hydrochloric acid by using an analytical derivation method // Petroleum, Volume 6, Issue 4, 2020, Pages 362-367, <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.08.001>
7. Ning Q., Guobin C., Mingjun F., Boyang L., Chong L., Xinghua R., Kai Z. Damköhler number-based research on dividing dissolution patterns in carbonate acidizing Journal of Petroleum Science and Engineering Volume 170, November 2018, Pages 922-931 <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.070>
8. Scikit-Learn User Guide. Available online: [https://scikit-learn.org/stable/\\_downloads/scikit-learn-docs.pdf](https://scikit-learn.org/stable/_downloads/scikit-learn-docs.pdf).

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧИЙ В ГЕОХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ДОБЫВАЕМЫХ РАССОЛОВ ТУРНЕЙСКИХ И БОБРИКОВСКИХ ПЛАСТОВ ДЛЯ АНАЛИЗА И УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Ф. Мингазов<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>, М.С. Шипаева<sup>2</sup>, А.А. Шакиров<sup>2</sup>, А.С. Старцева<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ФГАОУ ВО К(П)ФУ, г. Казань, [mingazys@gmail.com](mailto:mingazys@gmail.com)

<sup>2</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань

### АННОТАЦИЯ

В данной работе представлены результаты геохимического анализа продукции добывающих скважин для управления разработкой одного из месторождений Республики Татарстан. Получены результаты гидрогеохимических исследований устьевых проб со скважин с перфорацией на нижнекаменноугольные отложения (бобриковский горизонт и турнейский ярус). Гидрогеохимические исследования направлены на выявление источников обводнения скважин на основании измерений геохимических маркеров закачиваемых и добываемых вод. Выявление источника обводнения добывающих скважин является широко распространённой проблемой, для решения которой требуется вмешательство в работу скважины – остановка и спуск геофизического оборудования. Использованный метод геохимического исследования в данной работе не требует остановки скважины, что является экономичным, экологичным и более оперативным методом определения источника обводнения. В результате проведённых исследований выявлены отличия по составу воды разновозрастных отложений, что может быть связано с миграцией воды и условиями её образования, либо с взаимодействием воды и вмещающей породой в течение геологического времени. Методами математической статистики проведён расчёт вовлечения в работу каждого из пластов в случае работы скважины на два изучаемых объекта совместно. Данная методика применима для высоко обводнённых скважин – для определения притока добываемой жидкости. В рамках проделанной работы, выявлены источники обводнения скважин, определён гидрогеохимический состав разновозрастных отложений нижнекаменноугольного отдела. Оценено качество выполненных геолого-технических мероприятий.

**Цель:** выявление источников обводнения скважин, перфорированных на несколько пластов, оценка влияния системы ППД, а также оценка проведённых ГТМ.

**Задачи:** выбор опорных скважин, отбор проб, пробоподготовка, проведение лабораторных измерений, анализ полученных результатов и комплексный анализ разработки участка.

### ВВЕДЕНИЕ

Эффективная разработка нефтяных месторождений является одной из глобальных задач нефтяного сообщества. Выделяется 4 стадии разработки нефтяных месторождений:

- 1) техническое освоение месторождения;
- 2) сохранение достигнутого максимального уровня добычи;
- 3) создание условий для эффективности всей системы разработки (сопровождается ГТМ) по снижению темпов падения добычи;

4) завершающий период разработки, характеризующийся дальнейшим монотонным снижением темпов добычи [2].

При разработке месторождений углеводородов остро встаёт вопрос о поступлении воды в продукцию добывающих скважин [1]. Рассматривая проблемы разработки зрелых месторождений, можно выделить такие основные проблемы, как: высокая обводнённость добывающих скважин, наличие заколонных перетоков (ЗКЦ), промытых зон, старый фонд, негерметичность эксплуатационных колонн и скважинного оборудования. Выявление источников обводнения добывающих скважин рассмотрено в статьях авторов [3-6], где применяются гидрогеохимические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. Детальное изучение нижнекаменноугольных отложений рассмотрено в статьях [7-8], где выявлена гидродинамическая связь между турнейскими и бобриковскими отложениями путём построения гидродинамической модели. В работах [9, 10] проведение геохимических исследований пластовых вод показали высокую эффективность в определении притока жидкости в скважину.

### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объект исследований расположен в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на территории Республики Татарстан. На участке исследований нефтенасыщенными толщами являются нижнекаменноугольные отложения (визейский и турнейский ярусы). Бобриковский горизонт сложен переслаивающимися слоями аргиллитов, алевролитов и песчаников. Отложения турнейского яруса распространены повсеместно и сложены известняками серыми или темно-серыми битуминозными глинистыми с прослоями доломитов, аргиллитов, глин.

В табл. 1 представлены данные по скважинам исследуемого участка. По 14 скважинам проведены исследования маркерного состава пластовых вод. Отбор проб воды системы ППД производился на устье нагнетательной скважины № 808, затем маркерный состав распределялся на остальные нагнетательные скважины участка ввиду одинакового состава воды с КНС. Закачка нагнетаемой воды по участку ведётся в продуктивные отложения турнейского яруса. Обзорная карта района работ представлена на рис. 1 а.

Таблица 1

Список исследуемых образцов

№ п/п	Скважина	Тип скважины	Обводненность, %	Горизонт	Тип коллектора
1	719	Добывающая	54	СБР-3	Терригенный
2	744		95	СБР-3	
3	705		93	СБР-3	
4	511		20	СБР-3	
5	801		74	СБР-3, СБР-2	
6	812		59	С турн	Карбонатный
7	800		75	С турн	
8	844		6,1	СБР-3, С турн	Терригенный+Карбонатный
9	790		72	СБР-3, С турн	
10	805/1		60	СБР-3, С турн	
11	796		71	С турн, СБР-2	
12	400		38,4	СБР-3, СБР-4, С турн	
13	743		14	СБР-3, С турн	
14	808	Нагнетательная		С турн	Карбонатный

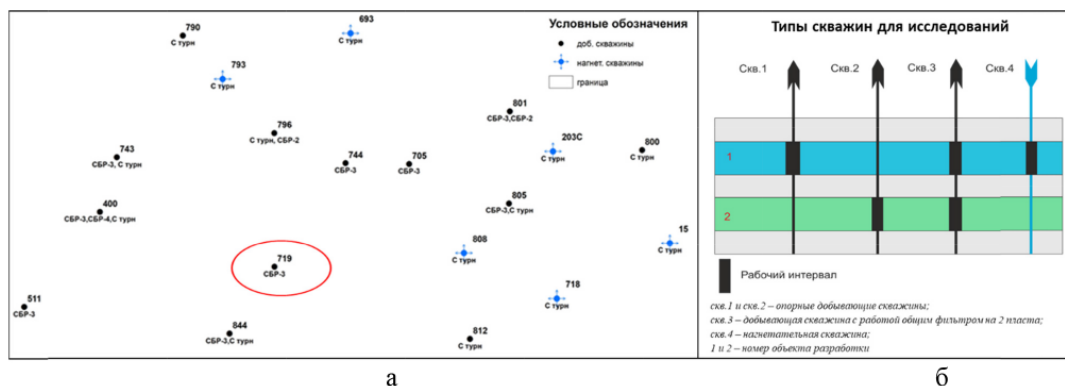


Рис. 1. а) Обзорная карта района исследований и точки отбора проб;  
б) Типы скважин для исследований.

Одна из исследуемых скважин № 719 является проблемной: скважина пробурена на бобриковские и турнейские отложения. Ранее перфорированный турнейский горизонт изолирован ввиду притока воды с него, опре-

делённого в результате проведения ПГИ. Одной из задач данного исследования является определение источника обводнения по данной скважине после отказа от турнейского пласта.

## МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Отобранные пробы воды с устьев скважин анализируются на масс-спектрометре, предварительно откалиброванном с помощью мульти-элементных стандартов. Метод геохимических исследований реализуется по следующей схеме:

1. Исследуются свойства образцов флюида опорных скважин, скв. 1, скв. 2 (рис. 1 б).
2. Исследуется продукция скважин с совместно работающими пластами (рис. 1 б, скв. 3).
3. Исследуется закачиваемая вода, как посредством отбора пробы с нагнетательных скважин (рис. 1 б, скв. 4), так и с общих пунктов сбора, например КНС.
4. При необходимости исследуются все скважины рассматриваемого участка, в зависимости от возможности отбора пробы.
5. Данные, полученные в ходе лабораторных исследований, обрабатываются с помощью алгоритма, выявляющего уникальные геохимические маркеры пластовых вод разного возраста и в дальнейшем используются для установления пласта-источника обводнения.
6. Проводится анализ изменения геохимических маркеров по площади и по разрезу, а при необходимости – мониторинг участка во времени: выполняется отбор проб с временным интервалом, устанавливаемом в каждом конкретном случае индивидуально.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

По результатам проведённых исследований построены графики распределения концентрации гидрогеохимических маркеров по скважинам (рис. 2). По оси ординат расположен порядковый номер образца, по оси абсцисс представлены значения гидрогеохимических маркеров.

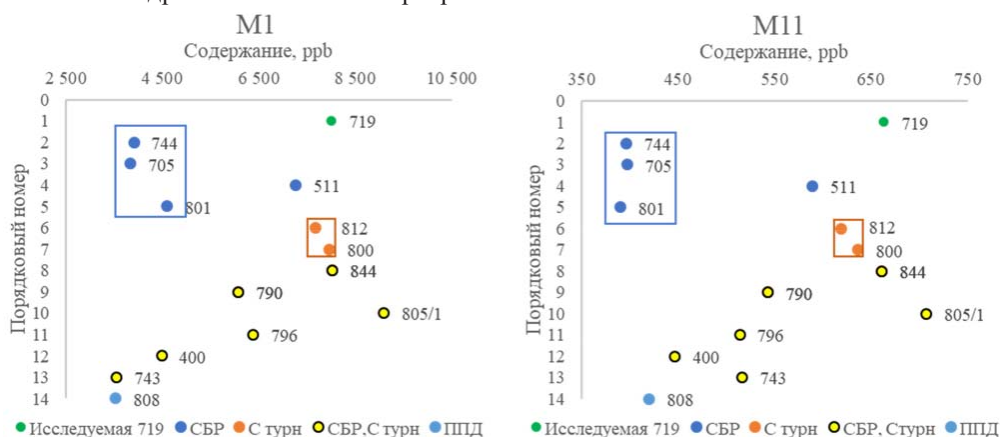


Рис. 2. Графики распределения концентрации маркеров M1 и M12 участка скважины № 719.

Прецизионные геохимические исследования образцов воды терригенного и карбонатного комплекса позволяют отличить воду по горизонтам: бобриковский и турнейский. Закономерное распределение ряда геохимических маркеров состава терригенного и карбонатного комплекса связано с формированием залежей углеводородов. По результатам проведённых исследований построена карта распределения геохимии по маркеру M1 (рис. 3).

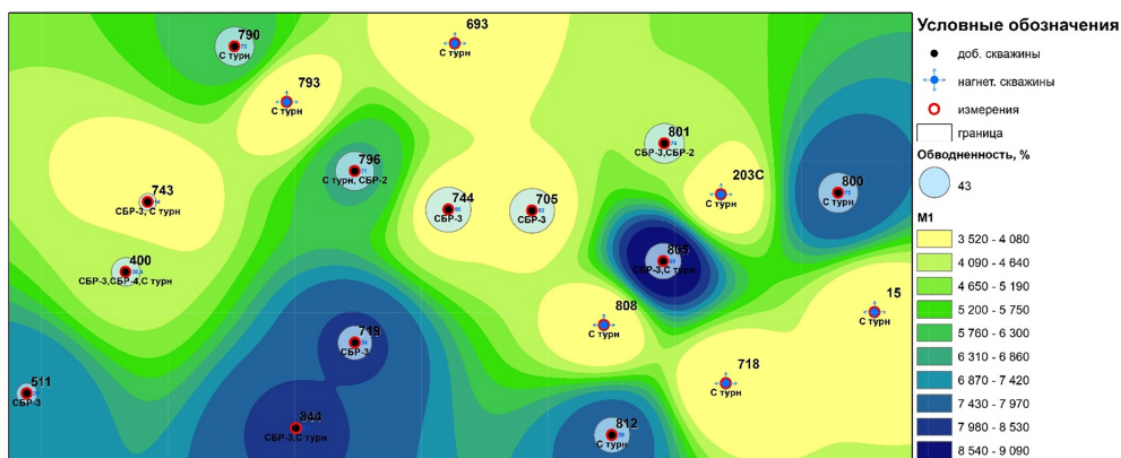


Рис. 3. Карта распределения геохимии изучаемого участка по маркеру M1.



## Доли притока по пластам

Для скважин с совместной перфорацией на два пласта произведён расчёт методами математической статистики сходимости воды с опорными скважинами.

По результатам исследований геохимии пластовых вод изучаемого участка:

- произведен расчёт долей добываемой воды (табл. 2);
- выполнен расчёт коэффициента сходимости нагнетаемой и добываемой воды (Квл) (табл. 2).

Таблица 2

Профиль притока воды по скважинам участка по горизонтам

№ п/п	Скважина	Горизонт	Объ, %	СБР	Стурн	Нагнетание
1	744	СБР-3	95	1		0
2	705	СБР-3	93	1		0
3	719	СБР-3	54	0	1	0
4	511	СБР-3	20	0,162	0,678	0,160
5	812	С турн	59		1	0
6	800	С турн	75		1	0
7	844	СБР-3, С турн	6,1	0	1	0
8	790	СБР-3, С турн	72	0,243	0,378	0,379
9	805/1	СБР-3, С турн	60	0	1	0
10	796	СБР-2, С турн	71	0,321	0,320	0,359
11	400	СБР-3, СБР-4, С турн	38,4	1	0	0
12	743	СБР-3, С турн	14	1	0	0

## ВЫВОДЫ

В ходе исследования гидрогеохимического состава пластовых и закачиваемых вод, были идентифицированы по составу бобриковский горизонт и турнейский ярус, на основании проведённых исследований определён профиль притока воды по скважинам участка, источником обводнения для целевой скважины № 719 турнейский – проблема не устранена.

## БЛАГОДАРНОСТЬ

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075–15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. Муслимов Р.Х. «Роль нанотехнологий в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии» // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн». – 2008. – 500 с.
2. Адильбеков А.С. Геолого-геофизические особенности гигантских нефтяных месторождений / А.С. Адильбеков, Ф.Г. Кудинов // Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2013. – С. 349–351.
3. Shipaeva M.S., Nurgaliev D.K., Zaikin A.A., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Lutfullin A.A., Ganiev B.G. Geochemical Monitoring of Formation Fluids for Reservoir Management Considering Complicating Factors in Mature Oilfields. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 2021, SPE-206506-MS, DOI: <https://doi.org/10.2118/206506-MS>
4. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В. Ставицкий В.А. и др. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений УНГКМ. Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: СНТ. ООО «Газпромдобыча Уренгой». – М.: Недра. – 2013. – С. 171–181.
5. Кошелев А.В., Лу Г.С., Катаева М.А. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ. Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – М.: ВНИИГАЗ. – 2014. – № 3 (19). – С. 106–115.
6. Jie Tian, Liang Wang, Li-Pin Ni, Li-Wei Mou, Shu-Te Su, Mehdi Ostadhassan, Temporal variations in geochemistry of hydraulic fracturing fluid and flowback water in a tight oil reservoir, *Petroleum Science*, 2023, ISSN 1995-8226, <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.05.004>.
7. Saifutdinov M.A., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N. [et al.] Studies of the hydrodynamic connection presence between

the terrigenous Bobrikovian and carbonate Tournaisian objects on the basis of the geological-technological model of the site of the field / M. A. Saifutdinov, I.N. Khakimzyanov, V.N. Petrov [et al.] // *Georesources*. – 2018. – Vol. 20. – No. 1. – P. 2–8. – DOI 10.18599/grs.2018.1.2-8. – EDN ХОКВМД.

8. *Королев, Э.А.* Этапность преобразования песчаных коллекторов тульско-бобриковского возраста в эрозионных врезках на территории Татарстана / Э. А. Королев // *Ученые записки Казанского университета. Серия: Естественные науки*. – 2014. – Т. 156. Р.О. – № 3. – С. 87–97. – EDN TFSNVN.

9. *Anna A. Hoffmann, David M. Borrok.* The geochemistry of produced waters from the Tuscaloosa Marine Shale / *Applied Geochemistry, USA, Volume 116, 2020.*

10. *Mark A. Engle, Francisco R. Reyes, Matthew S. Varonka, William H. Orem, Lin Ma, Adam J. Ianno, Tiffani M. Schell, Pei Xu, Kenneth C. Carroll.* Geochemistry of formation waters from the Wolfcamp and «Cline» shales: Insights into brine origin, reservoir connectivity, and fluid flow in the Permian Basin, USA. 2016.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОИНДИКАТОР НА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮРСКО-МЕЛОВОГО ВОЗРАСТА

М.С. Шипаева<sup>1</sup>, А.А. Шакиров<sup>1</sup>, А.С. Старцева<sup>1</sup>, Н.А. Фахриев<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань, m.shipaeva@geoindicator.com

<sup>2</sup> ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, г. Казань

### АННОТАЦИЯ

В работе рассмотрено 3 участка разработки меловых и юрских отложений Западной Сибири. Показано применение технологии Геоиндикатор по поиску источника обводнения, основанной на различии характеристик добываемых пластовых флюидов. В данном случае объектом исследования являлась вода, добываемая скважинами. Так как отложения характеризуются относительно низкой минерализацией пластовых вод до 50 г/дм<sup>3</sup> и хлоркальциевым типом (по классификации Сулина), с низкой плотностью от 1,010 до 1,017 г/см<sup>3</sup> (1,032), то различие в концентрациях главных ионов по пластам по стандартным исследованиям не представляется возможным. Продуктивные пласты представлены песчаниками, сильно расчленены по разрезу, но достаточно хорошо выдержаны по площади и имеют обширные законтурные области питания, в основном подстилаются водой. Показано применение прецизионных геохимических исследований, более точных, показывающих концентрации компонент в миллиардных долях, позволяющих отличить по составу близко залегающие пласты и свиты.

**Цель:** определение источника обводнения скважин, перфорированных на несколько пластов, оценка влияния системы ППД.

**Задачи:** отбор проб с устьев добывающих скважин, проб системы ППД, характеристика гидрохимической зональности, оценка вовлеченности в добычу каждого перфорированного пласта.

### ВВЕДЕНИЕ

Согласно существующему гидрогеологическому районированию в пределах Западно-Сибирского бассейна, по принятой гидрогеологической стратификации, в вертикальном разрезе выделяются два гидрогеологических этажа: нижний и верхний (мезозойский и кайнозойский), которые разделяются мощной толщей турон-палеогенового возраста, который является региональным водоупором. Гидрогеологические этажи подразделяются на водоносные комплексы, выделяемые по таким показателям, как водопроницаемость, химический состав, минерализация, температура и режим подземных вод [1].

В данной работе рассмотрен именно нижний гидрогеологический этаж, который характеризуется зоной замедленного водообмена, состоит из мощной толщи осадков мезозоя (сеноман-юрского возраста), с которыми связаны основные залежи углеводородов Западной Сибири [1]. Воды преимущественно солёные, с минерализацией до 50 г/дм<sup>3</sup>. В нём выделяются следующие комплексы:

1. Водоупорный верхнемеловой – эоценовый комплекс (K2-P2);
2. Водоносный нижнемеловой и верхнемеловой (апт-альб-сеноманский) комплекс (K1a-al-K2c);
3. Водоупорный нижнемеловой и частично верхнемеловой комплекс (K1h-al-K2c);
4. Водоносный нижнемеловой (неокомский) комплекс (K1b-br);
5. Водоупорный верхнеюрский и нижнемеловой региональный комплекс (J3k-v-K1-b-v);
6. Нижнесреднеюрский водоносный комплекс (J1-J2);

Для мезозойского этажа характерны обстановка повышенной гидрогеологической закрытости. И ввиду большой глубины залегания, где существует обстановка затрудненного, местами застойного режима, формируются воды с повышенной концентрацией микроэлементов.

На высокопродуктивных многопластовых месторождениях Западной Сибири существовала проблема отсутствия промышленного внедрения ОРЭ [2]. Причины – отсутствие надёжно работающего оборудования подъёма и учета контроля объёма продукции из пластов, научно обоснованных методик и критериев оценки применимости технологий ОРЭ и ОРЗ. С помощью геохимических методов исследования продукции добывающих скважин часть этих задач успешно решается в соседних регионах [3, 4] и в мире [5, 6].

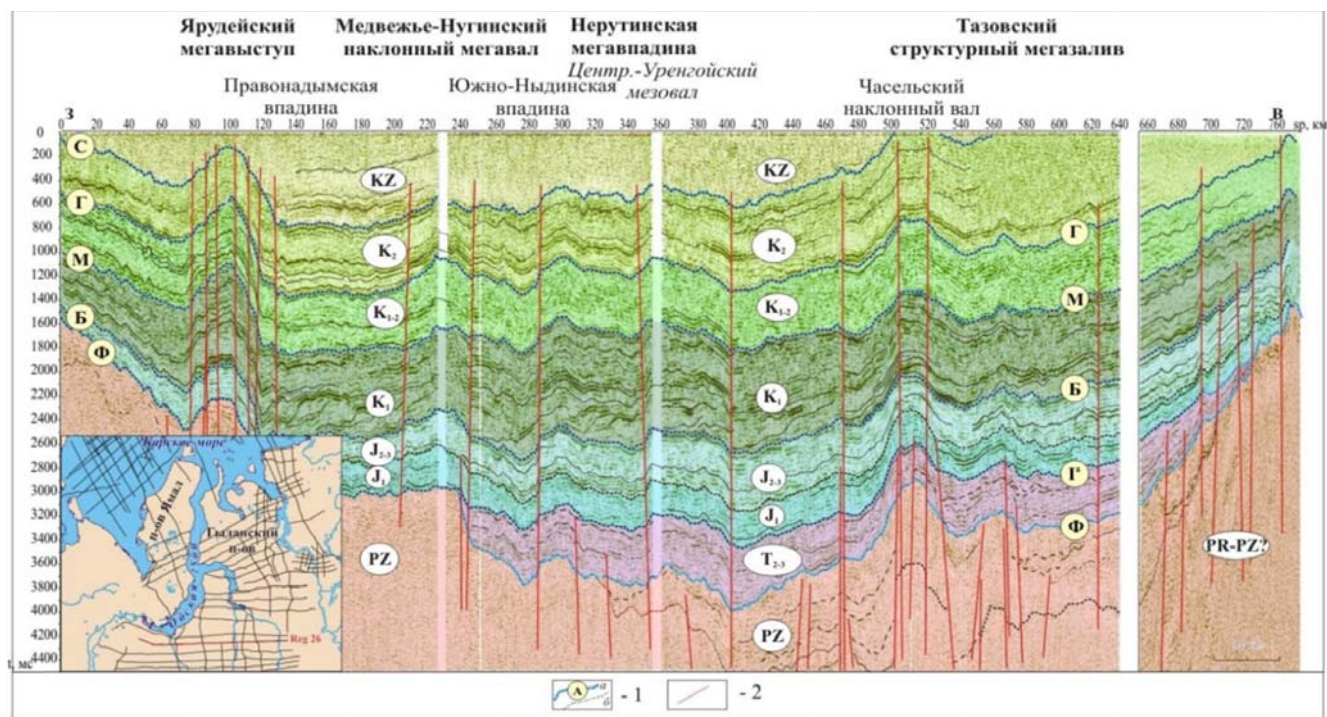


Рис. 1. Сейсмогеологический разрез [7].

Геохимический состав пластовых рассолов имеет различие в концентрациях элементов как латеральное, так и вертикальное [5, 6]. В работе [6] изучено распределение свойств флюидов по разрезу: солёность, химические, изотопные характеристики и градиенты давления, что позволило установить вертикальный поток флюидов.

### ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектом исследования являются 3 соседних месторождения Западной Сибири с перфорированными продуктивными свитами: покурская, усть-балыкская, сортымская и сиговская (табл. 1).

Таблица 1

Объекты исследований

№ п/п	Месторождение	Система	свита	индекс пластов
1	Месторождение 1	Меловая	покурская свита	ПК16, ПК18
2	Месторождение 2	Юрская	усть-балыкская	БС7-БС8
		Юрская	сортымская свита	БС10-БС11
3	Месторождение 3	Юрская	сиговская свита	СГ1-2

Методы исследования включают в себя отбор устьевых проб по определённой методике: выбираются скважины с перфорацией на 1 пласт/свиту, при наличии системы ППД отбираются образцы воды для закачки – для оценки техногенной преобразованности пластовых вод и вклада системы ППД в обводнённость продукции, а также скважины с перфорацией на несколько пластов – для учёта основного обводняющего пласта.

### РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате выбора скважин и возможности отбора пробы исследовано 47 образцов воды, в том числе 4 образца воды системы ППД. При первичном анализе результатов в целом по региону найдены отличия по составу воды близкорасположенных свит на основе данных по опорным скважинам (в перфорации только 1 горизонт) (рис. 2).

Зафиксированы достаточно резкие отличия по маркерам М1, М14 и М15 – покурской свиты меловой системы – обеднение данными компонентами. Сиговская свита (СГ-1) напротив характеризуется повышенным содержанием геоиндикаторов М1, М11, М12, что связано с большей глубиной её залегания на изучаемом участке. Изучен и изотопный состав (рис. 3 а) – чётко фиксируются отличия в составе наиболее близкосталающихся свит – усть-балыкской и сортымской, даже в пределах перфорированных пластов внутри свит (рис. 3 б).

Данные результаты можно использовать при выявлении основного обводняющегося пласта в случае работы скважины на несколько пластов, и оценке влияния системы ППД при закачке и добыче в пределах одного продуктивного пласта.

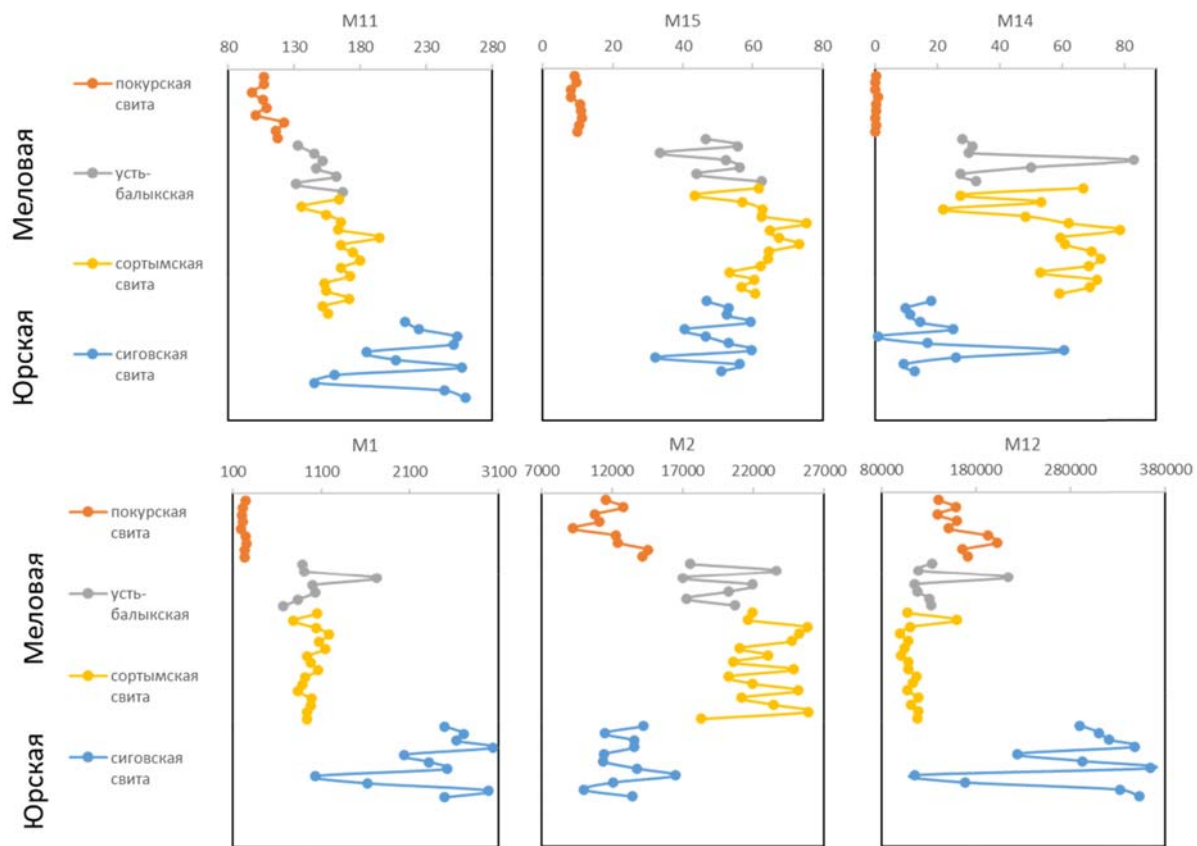


Рис. 2. Гидрогеохимические кривые по изученным свитам.

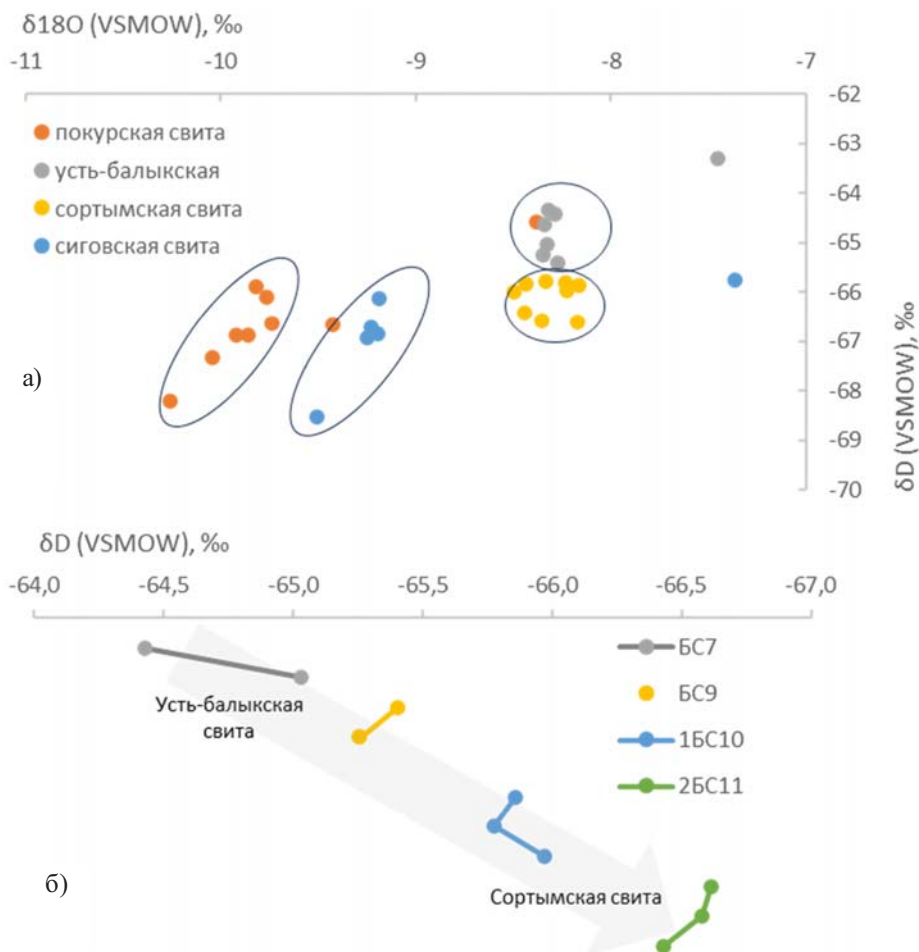


Рис. 3. Изотопный состав: а) по свитам, б) в пределах пластов усть-балыкской и сортымской свит.

## ВЫВОДЫ

Проведённые исследования состава низко минерализованной воды образцов из Западной Сибири показывают перспективы применения прецизионных геохимических исследований на содержание микрокомпонентов (M1-M15 и изотопный состав) для выявления источника обводнения в скважинах ОПЭ и участков с организованной системой ППД. Отбор пробы воды является доступным методом даже на удалённых территориях, а геохимические исследования – оперативным и понятным для интерпретации. Статистика по объектам исследования и обнаружение больше десятка компонентов в пробах показывают, что для каждой из свит необходим «свой» набор маркеров; его оптимальный набор и определён технологией Геоиндикатор в данном исследовании для основных свит: покурской, усть-балыкской, сортымской и сиговской.

## БЛАГОДАРНОСТЬ

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. Матусевич В.М. Нефтегазовая гидрогеология [Текст]. В 2 ч. Ч. II. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна: учебное пособие / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 108 с. ISBN 978-5-9961-0200-6.
2. Афанасьев В.А., Бастриков С.Н., Попов В.А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременно-раздельной эксплуатации скважин УЭЦН // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. – № 1.
3. Шипаева М.С., Хуриев И.А., Евсеев Н.В., Мифтахов Т.Р., Судаков В.А., Шакиров А.А. Совершенствование эффективности отбора нефти и поиск источника обводнения на многопластовых залежах геохимическими методами исследований добываемого флюида // Георесурсы. – 2020. – № 4.
4. Shipaeva, M.S., Nurgaliev, D.K., Sudakov, V.A., Ganiev, B.G., Minikhairov, L.I. The Geochemical Survey Methods for Optimization of Oil Field Development Society of Petroleum Engineers – Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIP 2021, 2021. DOI: 10.2118/207566-MS
5. Mark A. Engle, Francisco R. Reyes, Matthew S. Varonka, William H. Orem, Lin Ma, Adam J. Ianno, Tiffani M. Schell, Pei Xu, Kenneth C. Carroll / Geochemistry of formation waters from the Wolfcamp and «Cline» shales: Insights into brine origin, reservoir connectivity, and fluid flow in the Permian Basin, USA. 2016.
6. Salih Muhammad Awadh & Heba S. Al-Mimar & Abdullah A. Al-Yaseri / Salinity mapping model and brine chemistry of Mishrif reservoir in Basrah oilfields, Southern Iraq. 2018.
7. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Торопова Т.Н. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазонасность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) [Электронный ресурс] // Геофизические технологии. – 2018. – № 4. – С. 10–26. doi: 10.18303/2619–1563–2018–4–3

# ТЕПЛОЙ РЕЖИМ ВОЛГО-УРАЛИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАЙЕСОВСКОЙ ИНВЕРСИИ ТЕПЛОГО ПОТОКА И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

И.Н. Огнев<sup>1</sup>, Й. Эббинг<sup>2</sup>, М. Лёзинг<sup>2</sup>, Д.К. Нургалиев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань, IgNOgnev@kpfu.ru

<sup>2</sup>Кильский университет имени Кристиана Альбрехта, г. Киль, Германия

Волго-Уралия – это восточный сегмент Восточно-Европейского кратона. В нём расположена Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, зрелость нефтематеринских пород, которая тесно связана с распределением температуры в земной коре. Было опубликовано множество данных о тепловом потоке и температуре в пределах данного региона [1-5]. Однако для Волго-Уральского блока земной коры до сих пор не было построено трёхмерной геотермической модели. В данном исследовании представлена новая модель Волго-Уральского геотермического поля, в которой согласуются имеющиеся данные о тепловом потоке и температуре на земной поверхности (рис. 1).

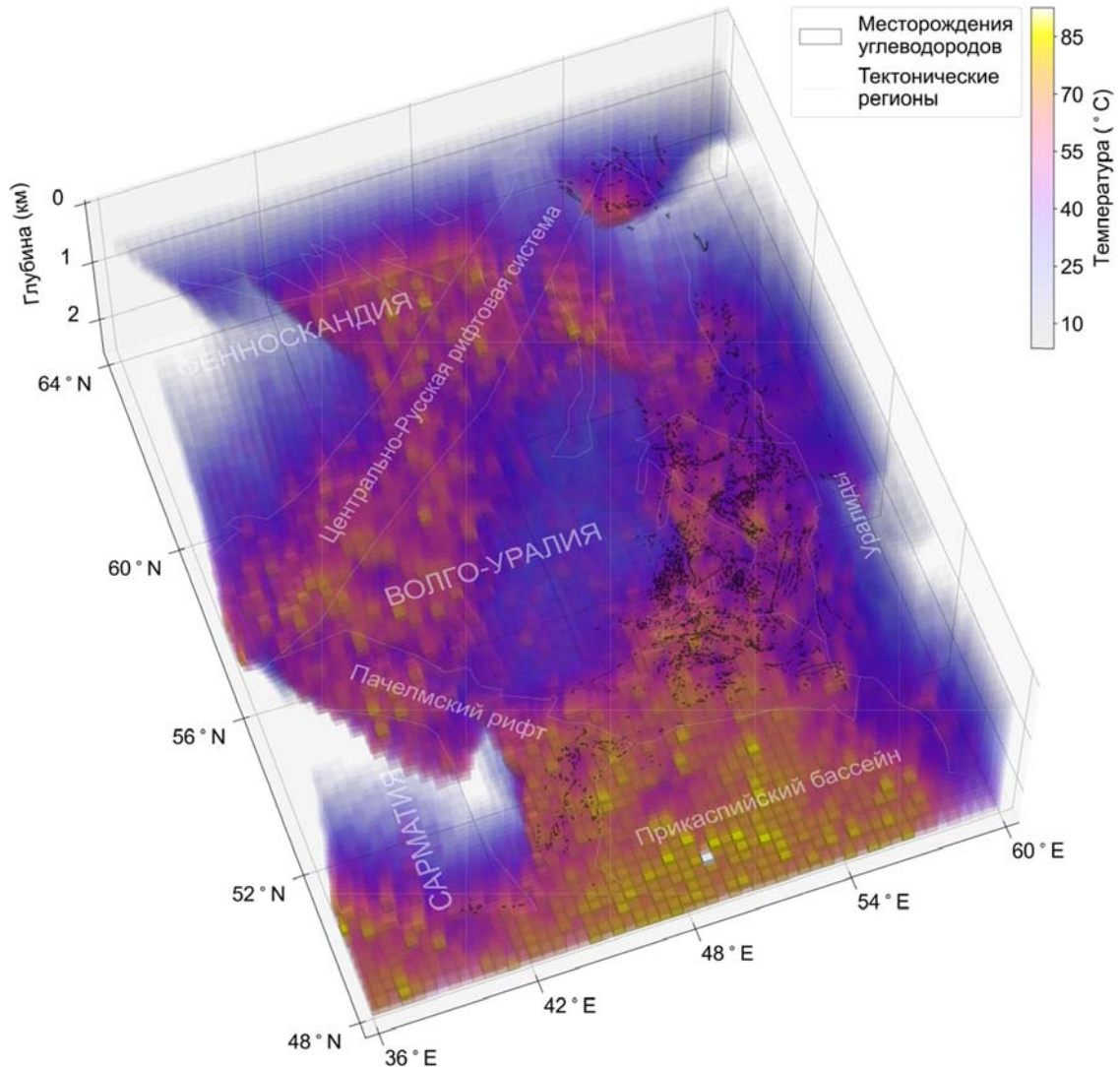


Рис. 1. Трёхмерная воксельная модель температуры осадочного чехла Волго-Уралии. Размеры каждого вокселя составляют ~50 км по горизонтали и 100 м по вертикали. Модель показана для глубин от 500 до 2500 м и срезана по подошве осадочного чехла. Месторождения углеводородов расположены на глубине 1500 м, что соответствует средней отметке водонефтяного контакта крупнейших нефтяных месторождений Волго-Уралии по С.П. Максимова [6].

Основная цель настоящего исследования заключается в изучении латеральных вариаций неизвестных термических параметров в пределах Волго-Уралии. Для этой цели был применен байесовский подход Монте-Карло с цепями Маркова с использованием следующих входных данных: тепловой поток и температура на земной поверхности, температура на границе литосферы и астеносферы и толщины слоев литосферы и земной коры. В результате были получены возможные латеральные вариации теплопроводности и радиогенного теплообразования земной коры, а также теплопроводности и теплового потока верхней мантии (рис. 2). Данная методология была применена для однослойной и многослойной моделей земной коры и полученные геотермические модели были сравнены с существующими измерениями температуры в осадочном чехле региона.

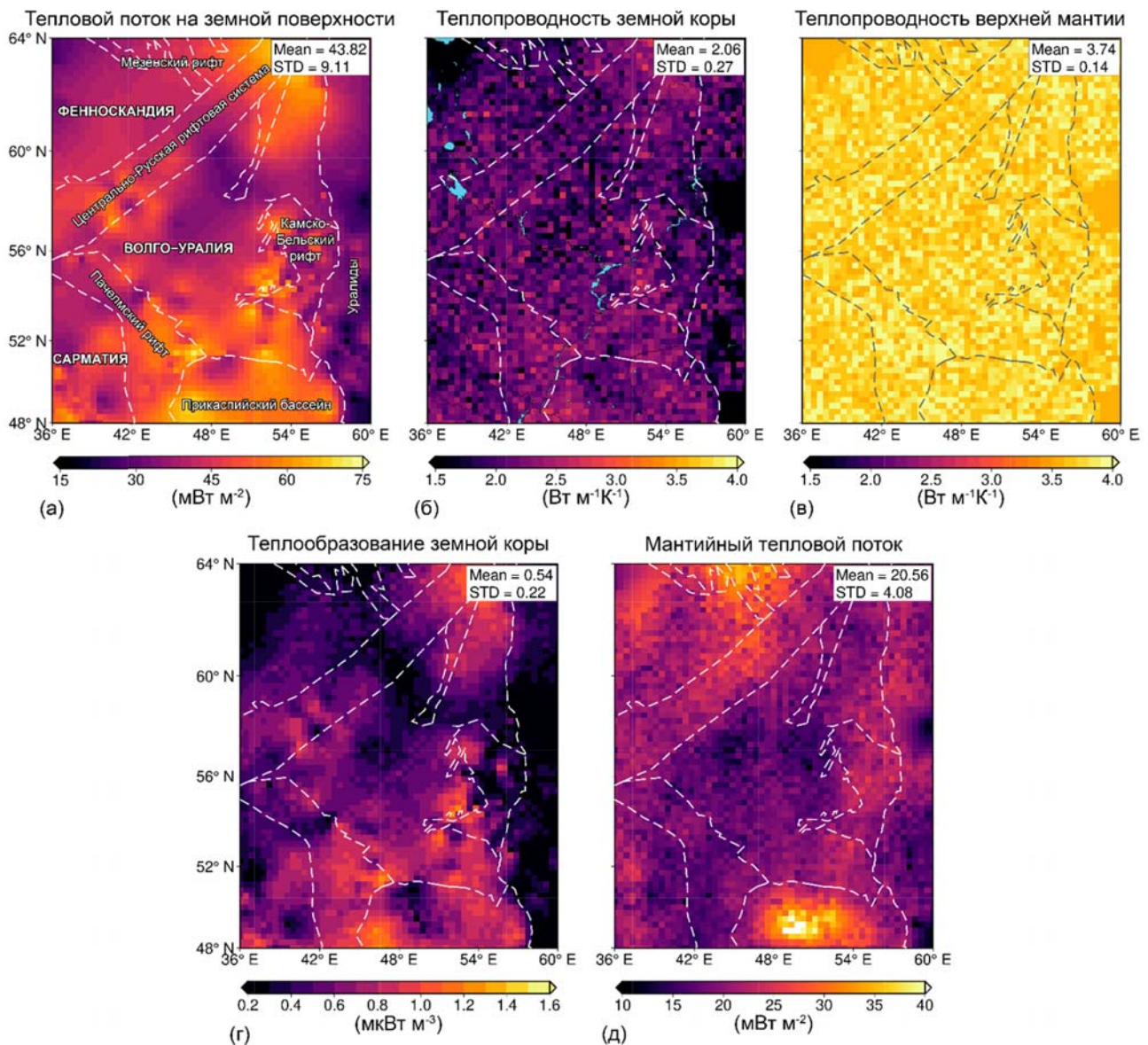


Рис. 2. Вариации тепловых параметров Волго-Уральского сегмента Восточно-Европейского кратона для однослойной модели земной коры: (а) тепловой поток на земной поверхности, (б) теплопроводность земной коры, (в) теплопроводность верхней мантии, (г) радиогенное теплообразование земной коры, (д) мантийный тепловой поток.

Распределение моделируемых термических параметров для однослойной модели земной коры показаны на рис. 2. Как видно из рис. 2 б-в, байесовская инверсия предлагает несколько более высокую изменчивость теплопроводности земной коры со средним значением 2,06 Вт/м/К и стандартным отклонением 0,27 Вт/м/К по сравнению с теплопроводностью верхней мантии, среднее значение которой составило 3,74 Вт/м/К и стандартное отклонение 0,14 Вт/м/К. Это ожидаемый результат, учитывая более узкий допущенный диапазон изменения теплопроводности верхней мантии. Видимые на рис. 2 б вариации теплопроводности земной коры показывают её уменьшение до ~1.5–2.0 Вт/м/К в области Уральских гор и восточной Фенноскандии. Если Урал в целом характеризуется низкими значениями геотермических параметров [7], и ожидается имеет относительно низкую теплопроводность, то аномалия в восточной части Фенноскандии не подтверждается более ранними исследованиями. Оба района также характеризуются наименьшими аномалиями теплового потока на земной поверхности (рис. 2 в).

Как видно по рис. 2 г, радиогенное теплообразование земной коры Волго-Уралии сильно варьирует в пределах исследуемого региона. Среднее значение радиогенного теплообразования для моделируемого региона довольно низкое (0,54 мкВт/м³) и находится в пределах типичных значений радиогенного теплообразования для архейской коры, полученных К. Жаупаром и Ж.-К. Маршалем [8]. Радиогенное теплообразование земной коры в пределах кратонной коры Волго-Уралии также имеет низкие значения со средним значением, равным 0,58 мкВт/м³. Однако в восточных и южных районах Волго-Уралии наблюдаются зоны с локальным повышением радиогенного теплообразования, где оно может превышать среднее значение более чем в два раза. Эти повышенные уровни радиогенного теплообразования могут возникать из-за спорадического присутствия кислых гранитоидов и особенно по причине обилия высокоглиноземистых сланцев и гнейсов, которые обнаруживаются в архей-

ских коровых комплексах Волго-Уралии [9-11]. Последние могут показывать повышенное значение радиогенного теплообразования, поскольку оно имеет тенденцию коррелировать с содержанием  $Al_2O_3$  в метаосадочных породах [12].

Ещё одним районом с повышенным радиогенным теплообразованием является Тимано-Печорский осадочный бассейн, протянувшийся вдоль неопротерозойского Тиманского орогена к северу от Волго-Уралии. Одной из причин такой аномалии может быть более молодая радиогенная протерозойская верхняя кора. Другой причиной может служить утонение литосферы, которое могло привести к увеличению мантийного теплового потока и, как следствие, теплового потока на земной поверхности [13]. В этом случае аномалия с повышенным радиогенным теплообразованием будет менее выражена. Однако такое утонение не отражено в модели литосферы И.М. Артемьевой [14], используемой в настоящем исследовании, хотя оно и было предложено ранее в модели ТС1 [15].

Отдельно стоит сказать про Прикаспийский бассейн, в пределах которого, по результатам моделирования, радиогенное теплообразование также поднимается выше фоновых значений. Прикаспийский бассейн характеризуется наличием мощных соляных отложений пермского возраста, которые могут приводить к существенным искажениям теплового поля, выраженным в вариациях теплового потока на земной поверхности [16]. Отсюда, интерпретация вариаций теплового потока в данном регионе существенно усложняется, в связи с чем полученные вариации радиогенного теплообразования должны здесь рассматриваться скептически.

Уралиды, северо-западная часть Волго-Уралии и восточная часть Фенноскандии являются районами низкого теплообразования. Уралиды, согласно результатам моделирования, представляют собой район с наименьшим радиогенным теплообразованием земной коры, имеющим на всей своей территории значения в диапазоне  $0,2-0,4$  мкВт/м<sup>3</sup>. Этот результат согласуется с опубликованными низкими значениями измеренного радиогенного теплообразования и тем фактом, что петрологически земная кора под Уральскими горами является более мафической, чем кора Восточно-Европейского кратона [17, 18]. Для северо-западной части Волго-Уралии характерно отсутствие метаосадочных пород с предположительно повышенной радиоактивностью [10]. Низкие значения радиогенного теплообразования в восточной Фенноскандии объясняются низким тепловым потоком на земной поверхности, составляющим  $\sim 20$  мВт/м<sup>2</sup>, зарегистрированным в архейском карельском блоке Фенноскандии [19]. Несмотря на то, что архейская кора восточной части Фенноскандии имеет относительно низкие значения радиогенного теплообразования, как было показано в исследованиях на территории Финляндии [20,21], крайне низкие значения радиогенного теплообразования в  $0,2-0,3$  мкВт/м<sup>3</sup>, полученные для северо-востока моделируемой области следует рассматривать с осторожностью. Для этой конкретной части изучаемого региона нет опубликованных данных по радиогенному теплообразованию и на данной территории присутствует значительное количество кислых пород, которое теоретически должно повышать общую радиоактивность земной коры [22].

Мантийный тепловой поток Волго-Уралии характеризуется значительной пространственной изменчивостью (рис. 2 д). Большая его часть определяется глубиной литосферно-астеносферной границы. В результате мантийный тепловой поток составляет в среднем около  $20$  мВт/м<sup>2</sup> на территории Волго-Уральского сегмента Восточно-Европейского кратона и возрастает до  $\sim 25-30$  мВт/м<sup>2</sup> в Мезенских рифтах к востоку от Балтийского щита и даже до  $\sim 35-40$  мВт/м<sup>2</sup> в Прикаспийской впадине за счёт маломощной термальной литосферы (рис. 2 д). Эти результаты в целом соответствуют работе, проведённой ранее В. Чермаком [23], который получил карту мантийного теплового потока Европы путём вычитания предполагаемой радиогенной коровой составляющей теплового потока из измерений теплового потока на земной поверхности. При этом карта мантийного теплового потока В. Чермака не показывает положительной аномалии на востоке Фенноскандии, полученной в настоящей модели. Такая аномалия является результатом неглубокой термальной литосферы в этом регионе, согласно модели И.М. Артемьевой [14], используемой в настоящей работе.

Согласно построенным моделям, распределение теплового потока на земной поверхности Волго-Уралии определяется главным образом радиогенным теплообразованием земной коры, на долю которого приходится более половины теплового потока на земной поверхности региона. По результатам сравнения смоделированных температур с измеренными было выявлено, что однослойная и многослойная модели земной коры дают примерно одинаковое соответствие измеренных и смоделированных температур. При этом средневзвешенные значения теплопроводности и радиогенного теплообразования многослойной модели практически идентичны значениям данных параметров у однослойной модели [24]. Это означает, что однослойная модель земной коры с вертикально постоянным и радиогенным теплообразованием и теплопроводностью может считаться достаточным приближением для моделирования теплового режима архейских кратонов в региональном масштабе.

## Литература

1. Любимова Е.А. [и др.] Тепловой поток на территории СССР. – Каталог данных 1964–1972 гг. – № 3. – 1973. – 64 с.
2. Любимова Е.А., Любошиц В.М., Парфенюк О.И. Численные модели тепловых полей Земли. – Москва: Наука. – 1983. – 125 с.
3. Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазоаккумуляции на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов. – Казань. – 2002. – 241 с.



4. Христофорова Н.Н. [и др.] Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности Приволжского региона // Георесурсы. – 2004. – Т. 15. – № 1. – С. 24–27.
5. Глубинный тепловой поток европейской части СССР / под ред. С.И.Субботин, Р.И. Кутас. – Киев: Наук. думка, 1974. – 190 с.
6. Максимов С.П. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник. В двух книгах / под ред. С.П.Максимова. – Москва: Недра, 1987. – 358 с.
7. Голованова И.В. Тепловое поле Южного Урала. – Москва: Наука, 2005. – 187 с.
8. Jaupart C., Mareschal J.-C. Constraints on Crustal Heat Production from Heat Flow Data // Treatise on Geochemistry. Elsevier, 2014. – P. 53–73.
9. Богданова С.В. Земная кора Русской плиты в раннем докембрии (на примере Волго-Уральского сегмента). 1-е изд./ под ред. П.П.Тимофеев [и др.]. – Москва: Наука, 1986. – 224 с.
10. Постников А.В. Фундамент восточной части Восточно-Европейской платформы и его влияние на строение и нефтегазоносность осадочного чехла: Докторская диссертация. Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, 2002. – 221 с.
11. Bibikova E.V. [et al.] Sarmatia-Volgo-Uralia junction zone: Isotopic-geochronologic characteristic of supracrustal rocks and granitoids // Stratigr. Geol. Correl. – 2009. – Vol. 17. – № 6. – P. 561–573.
12. Hasterok D., Gard M., Webb J. On the radiogenic heat production of metamorphic, igneous, and sedimentary rocks // Geoscience Frontiers. – 2018. – Vol. 9. – № 6. – P. 1777–1794.
13. Artyushkov E.V., Baer M.A. Mechanism of formation of hydrocarbon basins: the West Siberia, Volga-Urals, Timan-Pechora basins and the Permian Basin of Texas // Tectonophysics. – 1986. – Vol. 122. – № 3–4. – P. 247–281.
14. Artemieva I.M. Lithosphere structure in Europe from thermal isostasy // Earth-Science Reviews. – 2019. – Vol. 188. – P. 454–468.
15. Artemieva I.M., Thybo H., Kaban M.K. Deep Europe today: geophysical synthesis of the upper mantle structure and lithospheric processes over 3.5 Ga // Geological Society, London, Memoirs. – 2006. – Vol. 32. – № 1. – P. 11–41.
16. Хуторской М.Д., Поляк Б.Г. Искажения теплового поля при росте соляных куполов // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: экология и безопасность жизнедеятельности. – 2000. – № 4. – С. 89–94.
17. Brown D. [et al.] Composition of the Uralide crust from seismic velocity ( $V_p$ ,  $V_s$ ), heat flow, gravity, and magnetic data // Earth and Planetary Science Letters. – 2003. – Vol. 210. – № 1–2. – P. 333–349.
18. Kukkonen I.T. [et al.] Low geothermal heat flow of the Urals fold belt – implication of low heat production, fluid circulation or palaeoclimate? // Tectonophysics. – 1997. – Vol. 276. – № 1–4. – P. 63–85.
19. Cermak V. Lithospheric thermal regimes in Europe // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 1993. – Vol. 79. – № 1–2. – P. 179–193.
20. Jöeleht A., Kukkonen I.T. Thermal properties of granulite facies rocks in the Precambrian basement of Finland and Estonia // Tectonophysics. – 1998. – Vol. 291. – № 1–4. – P. 195–203.
21. Kukkonen I.T., Lahtinen R. Variation of radiogenic heat production rate in 2.8–1.8 Ga old rocks in the central Fennoscandian shield // Physics of the Earth and Planetary Interiors. – 2001. – Vol. 126. – № 3–4. – P. 279–294.
22. Svetov S.A., Slabunov A.I., Kulikov V.S. A new geological map of the SE Fennoscandian Shield. Institute of geology, KarRC, RAS: Unpublished, 2018.
23. Cermák V. Crustal temperature and mantle heat flow in Europe // Tectonophysics. – 1982. – Vol. 83. – № 1–2. – P. 123–142.
24. Ognev I. [et al.] The thermal state of Volgo-Uralia from Bayesian inversion of surface heat flow and temperature // Geophysical Journal International. – 2023. – Vol. 232. – № 1. – P. 322–342.

## ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГИДРАТНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ

М.Е. Семенов, А.С. Стопорев, Р.С. Павельев, М.А. Варфоломеев

*Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет,  
г. Казань, Хотоу\_82@mail.ru*

Газовые гидраты являются соединениями включения, которые состоят из кристаллического каркаса, построенного молекулами воды, в полости которого встраиваются молекулы газа (метан, этан, пропан, изо-бутан, диоксид углерода, азот, сероводород и т.д.). Гидраты существуют при определённых термобарических условиях, обычно при низких температурах и высоких давлениях. Например, в ряде случаев условия добычи/транспортировки нефти и газа находятся в зоне стабильности газовых гидратов. С точки зрения использования свойств газовых гидратов, важными технологическими параметрами являются их способность концентрировать до 140–170 объёмов газа на объём гидрата при относительно низком давлении, а также возможность существенного замедления/остановки их разложения при отрицательных температурах и атмосферном давлении (эффект самоконсервации) [1]. В настоящее время хранение и транспортировка природного газа в твёрдой гидратной форме рассматривается как альтернативная технология на основании её экологичности, умеренных термобарических условий получения и хранения гидрата, значительного содержания газа в гидрате и относительной безопасности технологии [2, 3]. По предварительным экономическим расчётам капитальных и операционных затрат на создание гидратной технологии хранения и транспортировки газа было выявлено, что данная технология может быть рентабельной при использовании в проектах локальной автономной газификации потребителей [4, 5]. Следует отметить, что гидратная технология может найти применение в холодных регионах России, где получение, хранение и транспортировка гидрата может быть менее затратной [6]. Особый интерес вызывает использование газа малых и средних месторождений для снабжения газом, расположенных в близлежащих районах мелких потребителей (как бытовых, так и промышленных), а также для транспорта попутного нефтяного газа. Использование гидратных технологий позволяет в этом случае избежать создания инфраструктуры, необходимой для работы локальных газовых сетей. Ещё одной перспективной областью применения гидратных технологий представляется создание пиковых хранилищ газа в форме газогидрата. Гидрат здесь будет накапливаться в период низкой потребности в газе, и разлагаться при повышении спроса.

С другой стороны, добыча метана из газогидратных залежей [7, 8] и связанные с этим возможные экологические и техногенные проблемы [9], а также другие перспективы применения данных соединений в различных сферах содействуют росту интереса к ним во всем мире [10]. К тому же всерьёз изучается утилизация парниковых газов в гидратной форме путём замещения метанадиоксидом углерода в газогидратных залежах [11]. Также разрабатываются уникальные технологии совместной транспортировки гидратных частиц в потоке нефти по трубопроводу (Hydra Flow и Cold Flow) [10]. Все вышеупомянутые направления объединяются основными моментами касающихся изучения фундаментальных закономерностей и механизмов процесса гидратообразования, кинетики разложения, агломерации частиц гидрата и оценки их стабильности [12].

На наш взгляд в России имеется достаточный уровень фундаментальных научных знаний в области исследований структуры и свойств газовых гидратов, которые можно использовать и направить в русло практических разработок в коллаборации с нефтегазовыми компаниями. В 2021 году по инициативе научного центра мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» был проведён семинар «Гидратные технологии транспортировки и хранения углеводородов и разделения газовых смесей», посвященный тематике обзора газогидратных технологий с целью обмена знаниями и обсуждения возможности объединения гидратного научного сообщества России. Для понимания широты научных направлений необходимо кратко описать те области исследований, которыми занимаются наши коллеги из различных научных групп:

1. Дальневосточный федеральный университет, лаборатория газовых гидратов и низкотемпературных процессов (г. Владивосток) – проводятся экспериментальные исследования по изучению кинетики гидратообразования, получению и использованию газовых гидратов (холодильные системы и т.д.);

2. Институт проблем нефти и газа СО РАН, лаборатория техногенных газовых гидратов (г. Якутск) – проводятся экспериментальные исследования и математические моделирования в области предотвращения риска гидратообразования при добыче и транспортировке углеводородов в суровых климатических условиях;

3. Лимнологический институт СО РАН (г. Иркутск) – на примере озера Байкал разрабатывается комплекс методик и оборудования для поиска и картирования приповерхностных скоплений гидрата метана и добычи газа из них;

4. Институт неорганической химии им. А.В. Николаева, лаборатория клатратных соединений (г. Новосибирск) – проводятся обширные исследования в области изучения строения, стехиометрии и стабильности клатратных соединений, а также кинетики процессов нуклеации, роста и разложения клатратных гидратов, в том числе водонефтяных эмульсий;

5. Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, лаборатория процессов переноса в многофазных системах (г. Новосибирск) – повышение эффективности хранения и транспортировки гидратов углекислого газа и метана, применение гидратов горючих газов в качестве топлива, опреснение воды;

6. Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, лаборатория динамических проблем сейсмики (г. Новосибирск) – изучение теплофизических и акустических свойств гидратонасыщенных пород, разведка газовых гидратов и добыча гидратного газа;

7. Институт биофизики клетки Российской академии наук, лаборатории криобиологии и биофизики воды, лаборатория методов оптико-спектрального анализа (г. Пущино) – изучение процессов нуклеации и роста газовых гидратов в растворах, суспензиях клеток и биологических тканях в рамках поиска нового метода криоконсервации биообъектов;

8. Институт теплофизики УрО РАН, лаборатория фазовых переходов и неравновесных процессов (г. Екатеринбург) – изучение получения газовых гидратов методом неравновесной конденсацией молекулярных пучков и их свойств;

9. Институт криосферы земли ТюмНЦ СО РАН, лаборатория гидратов природных газов (г. Тюмень) – развивается направление исследований в области ускорения получения газовых гидратов из дисперсной фазы воды («сухая» вода, «сухие» гели, гидрогели, криогели);

10. Томский политехнический университет, лаборатория теплопереноса (г. Томск) – проводятся исследования по моделированию процессов теплопереноса и разработки технологий инициирования горения, сжигания топлив (в том числе газовых гидратов) и применения гидратов для тушения пожаров;

11. Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского, научно-исследовательская лаборатория инженерной химии (г. Нижний Новгород) – проводятся исследования и разработки в области внедрения газовых гидратов в процессы разделения газовых смесей;

12. Казанский (Приволжский) федеральный университет, лаборатория гидратных технологий хранения и утилизации парниковых газов (г. Казань) – разрабатываются реагенты для контроля процесса образования гидратов попутного нефтяного и углекислого газов при добыче нефти и газа и в технологиях получения, хранения, транспортировки газовых гидратов;

13. Уфимский государственный нефтяной технический университет, центр исследования трудноизвлекаемых запасов (г. Уфа) – разработка и тестирование различных видов ингибиторов гидратообразования;

14. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, кафедра физической и коллоидной химии (г. Москва) – в основном проводятся экспериментальные исследования способов предотвращения гидратообразования (изучение антигидратной активности термодинамических ингибиторов и кинетики формирования гидратной фазы в присутствии комбинаций реагентов термодинамического и кинетического действия);

15. Сколковский институт науки и технологий, центр добычи углеводородов (г. Москва) – исследование образования и разложения газогидратов в криолитосфере, а также изучение свойств отложений, содержащих газогидраты;

16. Газпром ВНИИГАЗ (г. Москва) – исследования, направленные на контроль гидратообразования при добыче нефти и газа на реальных месторождениях;

17. Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга (г. Санкт-Петербург) – изучение природных газовых гидратов как потенциально-го источника углеводородного сырья и компонента геологической среды, осложняющего хозяйственную деятельность при освоении природных ресурсов.

Видно, что научные направления исследований гидратных лабораторий охватывают практически все области знаний для создания научной базы отечественной гидратной технологии. В последнее время активно разрабатываются эффективные реагенты для ускорения получения газовых гидратов [13], предлагаются различные дисперсные системы [14] и носители, разрабатываются технические приёмы разделения газовых смесей [15] и т.д. Следовательно, настало время для перехода от лабораторных исследований к более масштабным опытно-промышленным испытаниям отечественных разработок.

Исходя из обзора доступной патентной и научной литературы технологию получения и хранения газового гидрата можно разделить на однотипные стадии [3-10]:

(1) Подготовка и охлаждение исходных газа-гидратообразователя и воды (возможно добавление промотора гидратообразования). При крупномасштабном получении гидрата природного газа на этой стадии зачастую требуется удаление из газовой смеси кислых газов (углекислый газ, сероводород), и газов, не образующих гидрат. В противном случае будет происходить их накопление в реакторе и замедление процесса.

(2) Получение гидрата. Чаще всего на этой стадии получают суспензию гидрата в воде, некоторые методы предполагают конечный продукт в виде сухого гидрата, суспензии гидрата в органической жидкости и т.д.

(3) Обезвоживание гидратной суспензии (если необходимо). Процесс может проводиться как за счёт механического удаления воды, так и за счёт связывания избыточной воды в новые порции гидрата.

(4) Охлаждение гидрата до температур ниже 0°C, пеллетирование гидрата в пригодную для дальнейшего использования форму и вывод гидрата из зоны высокого давления.

(5) Хранение и транспортировка гидрата при температурах ниже 0°C за счёт эффекта самоконсервации.

Здесь определённым вызовом является разработка эффективного способа получения гидрата (2), от которого может зависеть рентабельность всей технологической цепочки. Технологические решения для проведения остальных стадий в той или иной мере уже существуют в промышленности России и могут быть адаптирова-

ны под условия гидратной технологии. Необходимо выделить важные факторы, которые могут способствовать скорому внедрению гидратной технологии в России – это возможность использования естественного холода для уменьшения энергозатрат на получение гидратов и многолетней мерзлоты для создания газогидратных хранилищ, удалённость месторождений от перерабатывающей инфраструктуры и даже ужесточение экологических требований в Арктическом шельфе.

Таким образом, перспектива развития гидратной технологии хранения и транспортировки газа видится в создании альтернативной технологии утилизации и использования попутного нефтяного газа на малых и средних месторождениях.

\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-15-2022-299 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. Истомин В.А., Якушев В.С., Махонина Н.А., Квон В.Г., Чувиллин Е.М. Эффект самоконсервации газовых гидратов // Специальный выпуск. Газовые гидраты. Приложение к журналу «Газовая промышленность». – 2006. – С. 36–46.
2. Gudmundsson, J.S.; Graff, O.F. Hydrate Non-Pipeline Technology for Transport of Natural Gas; Tokyo, 2003.
3. Veluswamy, H.P.; Kumar, A.; Seo, Y.; Lee, J.D.; Linga, P. A review of solidified natural gas (SNG) technology for gas storage via clathrate hydrates // Applied Energy, 2018. – С. 262–285.
4. Kanda, H. Economic study on natural gas transportation with natural gas hydrate (NGH) pellets // International Gas Union World Gas Conference Papers. – 2006. – 4. – 1990–2000.
5. Watanabe, S.; Takahashi, S.; Mizubayashi, H.; Murata, S.; Murakami, H. A Demonstration Project of NGH Land Transportation System; Tokyo, 2008.
6. Семенов, М.Е.; Павельев, Р.С.; Стопоров, А.С.; Замрий, А.В.; Черных, С.П.; Викторова, Н.В.; Варфоломеев, М.А. Текущее состояние и перспективы развития гидратной технологии хранения и транспортировки природного газа (обзор) //Петролеомика. – 2021. – 2 (1). – С. 2–17.
7. Истомин, В.А.; Якушев, В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – Москва: Изд-во «Недра». – 1992. – С. 235.
8. Yamamoto, K.; Terao, Y.; Fujii, T. Operational Overview of the First Offshore Production Test of Methane Hydrates in the Eastern Nankai Trough; 2014.
9. Hassanpouryouzband, A.; Joonaki, E.; Vasheghani Farahani, M.; Takeya, S.; Ruppel, C.; Yang, J.; et al. Gas hydrates in sustainable chemistry // Chemical Society Reviews. – 2020. – 49(15). – 5225–5309.
10. Манаков, А.Ю.; Стопоров, А.С. Актуальные аспекты физической химии газовых гидратов и их технологического применения //Успехи химии. – 2021. – 90 (5). – 566–600.
11. Lee, Y.; Kim, Y.; Lee, J.; Lee, H.; Seo, Y. CH<sub>4</sub> recovery and CO<sub>2</sub> sequestration using flue gas in natural gas hydrates as revealed by a micro-differential scanning calorimeter // Applied Energy. – 2015. – 150. – 120–127.
12. Sloan, E.D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. Nature. – 2003. – 426(6964). – 353–359.
13. Farhadian, A. et al. Sulfonated Castor Oil as an Efficient Biosurfactant for Improving Methane Storage in Clathrate Hydrates // ACS Sustain Chem Eng. – Vol. 10. – № 30. – P. 9921–9932.
14. Kislitsin, A.A., Drachuk, A.O., Molokitina, N.S., Podenko, L.S. Diffusion Model of Methane Hydrate Formation in «Dry Water.» // Russian Journal of Physical Chemistry A. – 2020. – 94(2). – 405–411.
15. Petukhov, A.N., Vorotyntsev, A.V., Shablykin, D.N., Kudryavtseva, M.S., Kazarina, O.V., Stepanova, E.A., Atlaskina, M.E., Markov, A.N., Atlaskin, A.A. CO<sub>2</sub> capture process through hybrid gas hydrate-membrane technology: Complex approach for the transition from theory to practice // Journal of Environmental Chemical Engineering. – V. 10. – 2022. – P. 108104.

# ВИЗЕЙСКИЕ ТЕРРИГЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА – РАЗНОФАЦИАЛЬНОЕ ЗАПОЛНЕНИЕ ЗАКАРСТОВАННОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТУРНЕЙСКОЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ КАРБОНАТНОЙ ПЛАТФОРМЫ

В.В. Силантьев<sup>1,2</sup>, М.Ф. Валидов<sup>1</sup>, Д.Н. Мифтахутдинова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

<sup>2</sup> Филиал Казанского федерального университета в г. Джизаке Республики Узбекистан

**Цель** – разработка нового подхода к созданию модели осадконакопления терригенных отложений нижнего карбона Южно-Татарского свода (ЮТС) и его склонов, учитывающей современные данные хроностратиграфии, процессы карстования изолированных карбонатных платформ, скорости накопления осадков разных типов, ихнофациальные признаки терригенных отложений.

**Задачи:** 1) анализ хроностратиграфического каркаса нижнекаменноугольных отложений ЮТС; 2) уточнение пространственно-временного положения местных стратиграфических подразделений; 3) обоснование скоростей накопления карбонатных, терригенных и угленосных осадков; 4) ихнофациальный и седиментологический анализ керна скважин, пробурённых на своде и во врезках; выявление диагностических признаков болотных угленосных толщ и морских алевро-песчаных покровов; 5) актуалистический анализ структурной поверхности турнейского яруса; 6) построение карт мощностей, песчаности и расчленённости терригенных отложений карбона ЮТС по 31000 скважинам с помощью математического метода пространственной интерполяции «Natural Neighbor» и программного продукта ArcGIS Pro; 7) создание моделей осадконакопления.

**Методы.** Анализ современных данных хроностратиграфии раннего карбона, анализ прямых и косвенных измерений скоростей накопления торфа и терригенных покровов в болотах современных изолированных карбонатных платформ; анализ процессов карстования древних и современных изолированных карбонатных платформ тропических морей. Детальное изучение керна с определением биогенных структурно-текстурных признаков; анализ изменения этих признаков по разрезу; определение таксономического разнообразия ихнофоссилий и степени биотурбации пород, определение ихнофаций и их интерпретация.

## Результаты

(1) Хроностратиграфическая шкала нижнего карбона, объединяющая зональные шкалы по разным группам фауны (рис. 1) [1, 2], оценивает продолжительность турнейского и начала визейского века (до тульского времени) почти в 20 млн лет. При этом продолжительность турне, с преимущественным карбонатным осадконакоплением, составляет около 12 млн лет, а продолжительность начала визейского века, с преимущественным накоплением терригенных угленосных осадков, – около 7 млн лет.

(2) Хроностратиграфическая шкала, совмещённая с местными стратиграфическими подразделениями (рис. 2) [3, 4], показывает в общих чертах: 1) неоднородность строения геологических тел по простиранию; 2) продолжительность перерывов осадконакопления на сводах; 3) пространственное положение областей размыва отложений; 4) изолированность карбонатной платформы Южно-Татарского свода от основной суши Восточно-Европейской платформы; 5) относительную непрерывность осадконакопления в ККСП, служившей ловушкой для аккумуляции терригенного материала в косьвинское (елховское) время.

(3) Продолжительность формирования геологических тел нижнего карбона ЮТС определена, исходя из их мощности и принятой скорости накопления осадков данного типа.

Скорость карбонатного осадконакопления принята равной 0,03 мм/год; это минимальная скорость накопления карбонатных илов, зафиксированная в современном Мексиканском заливе и Карибском море [5]. При такой скорости за 12 млн лет турнейского века на ЮТС могло накопиться не менее 360 м осадков. В действительности мы имеем карбонатные тела мощностью 30–45 м, что намного меньше даже с учётом коэффициента уплотнения карбонатного осадка, который может достигать значений 2:1 [6, 7].

Оценка максимальной длительности накопления карбонатных телупинско-малевкинского и кизеловско-чрепетского горизонтов ЮТС составляет 1–1,5 млн лет (рис. 3).

Скорость терригенного осадконакопления принята равной 0,2 мм/год; это минимальная скорость, зафиксированная в заливе Мэн Атлантического побережья Северной Америки [8]. Даже при такой минимальной скорости за 7 млн лет радаевского, бобриковского и начала тульского времени на ЮТС могло накопиться не менее 1400 м осадков. В действительности мощности сохранившихся геологических тел – от 15 до 45 м. Продолжительность их формирования могла составлять суммарно менее 0,1 млн лет (рис. 3).

Скорость накопления угля в раннем карбоне на территории ЮТС принята равной 0,02 мм/год, что близко к минимальным значениям. При такой скорости 40 м угольный пласт должен был бы накапливаться около 2 млн лет. Скорость накопления угля рассчитана из скорости накопления торфа 0,2 мм/год и принятом коэффициенте уплотнения при переходе торфа в уголь равном 10:1. Вообще, скорости накопления торфа в голоценовых болотах различных территорий Земного шара составляют около 1 мм/год [9, 10], а в тропических мангровых болотах Багамских изолированных платформ – 0,4 мм/год [11].

(4) Ихнологическое изучение керна скважин показало, что характеризующиеся сокращёнными мощностями сводовые разрезы терригенных отложений карбона ЮТС, сильно биотурбированы (от 30 до 100% переработки); ихнофоссилии представлены горизонтальными ходами *Planolites*, *Chondrites*, *Teichichus* и *Zoophycos*. В породах

сохранились остатки брахиопод *Linoproductus* sp. и морских двустворок. Комплекс ихнофоссилий указывает на формирование сводовых разрезов в морских условиях с низкой гидродинамикой, ниже базиса штормовых волн, что характерно для ихнофаии *Zoophycos*.

Ярус	Горизонт Вост.- Европейская платформа	Зональные шкалы по конодонтам		Зональные шкалы по фораминиферам		
		международная	русская	международная	русская	
340	Тулский (часть)	<i>Gnathodus praebilineatus</i> (часть)	<i>G. bilineatus bilineatus</i> (часть)	<i>Endothyranopsis compressa</i> - <i>Archaediscus krestovnikovi</i>	<i>Endothyranopsis compressa</i> - <i>Paraarchaediscus koltjubenensis</i>	
	Бобриковский	<i>Gnathodus texanus</i>	<i>Gnathodus texanus</i>		<i>Uralodiscus rotundus</i>	
	Радаевский			<i>Uralodiscus rotundus</i> <i>Uralodiscus primaeva</i>	<i>Eoparastaffella simplex</i>	
345	346.7			<i>Globoendothya ukrainica</i> - <i>Eoparastaffella simplex</i>		
350	Косьвинский	<i>Gnathodus pseudosemiglaber</i> - <i>Scaliognathus anchoralis</i>	<i>Scaliognathus anchoralis</i>	<i>Dainella chomatifera</i> - <i>Tetrataxis sussaicus</i>	<i>Eotextularia diversa</i>	
		<i>Gnathodus semiglaber</i> - <i>Polygnathus communis</i>	<i>Dollimae bouckaerti</i>			<i>Spinoendothya costifera</i> - <i>Tuberendothya tuberculata</i>
		<i>Dollimae bouckaerti</i>				
	Кизеловский	<i>Gnathodus typicus</i> - <i>Siphonodella isosticha</i>	<i>Gnathodus typicus</i>	<i>Latiendothya latispiralis</i> - <i>Palaeospiroplectamina tchernyshiensis</i>	<i>Spinoendothya costifera</i>	
	Черепетский	<i>Siphonodella quadruplicata</i> - <i>Patrognathus andersoni</i>	<i>Siphonodella isosticha</i> - <i>Siphonodella quadruplicata</i>	<i>Chernyshinella glomiformis</i>	<i>Palaeospiroplectamina tchernyshiensis</i>	
	Упинский	<i>Siphonodella sandbergi</i> - <i>Siphonodella belkai</i>	<i>Siphonodella belkai</i>	<i>Prochernyshinella disputabilis</i> - <i>Tournayellina beata</i>	<i>Chernyshinella disputabilis</i>	
355	358.9	Малевкинский	<i>Siphonodella duplicata</i> - <i>Siphonodella sulcata</i>	<i>Siphonodella duplicata</i> - <i>Siphonodella sulcata</i>	<i>Earlandia minima</i> - <i>Bisphaera malevkensis</i>	<i>Earlandia minima</i>
360	Гумеровский	<i>Siphonodella praesulcata</i>	<i>Siphonodella praesulcata</i>	<i>Quasiendothya communis</i>	<i>Tournayellina pseudobeata</i> - <i>Septatournayella njumylga</i>	
	Зиганский			<i>Quasiendothya kobeitusana</i>		
Девонская система						

Рис. 1. Хроностратиграфическая шкала нижнего карбона с зональными шкалами по конодонтам и фораминиферам (составлено по [1,2]).

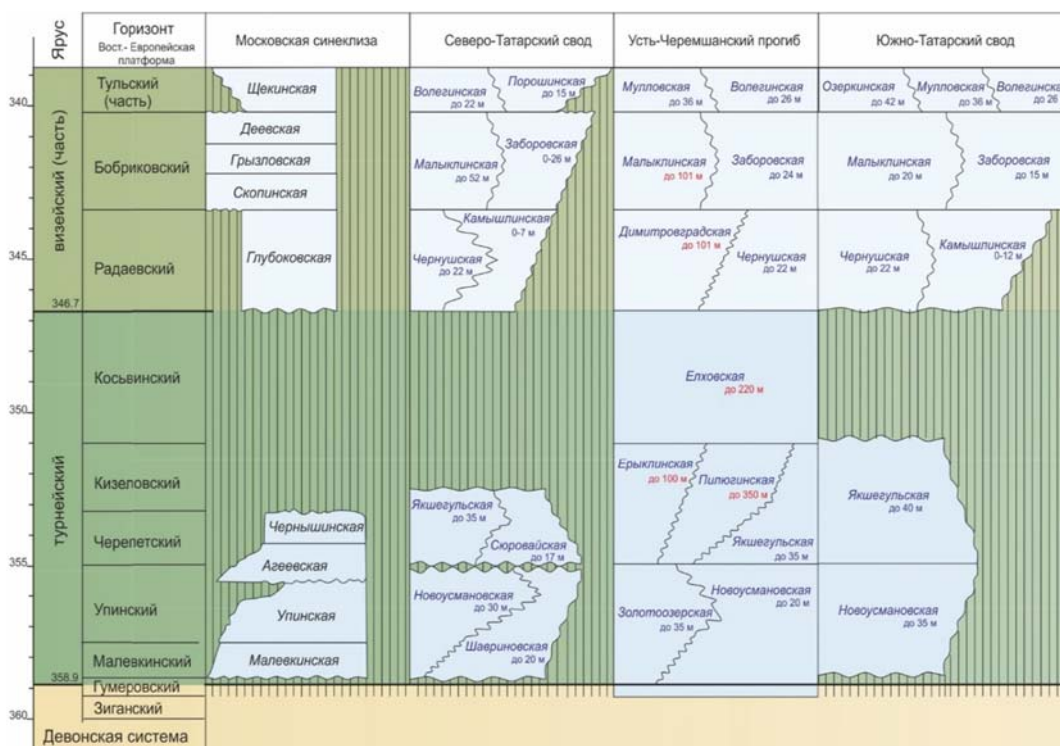


Рис. 2. Хроностратиграфическая шкала нижнего карбона, совмещенная с местными стратиграфическими подразделениями (составлено по [3, 4])

Во врезных разрезах фиксируется переслаивание интервалов биотурбированных и слоистых угленосных пород. В биотурбированных породах степень переработки изменяется от 20 до 100%. Ихнофоссилии представлены ходами *Planolites*, встречаются ризолиты. Слоистые породы содержат растительный детрит разной степени сохранности.

(5) В раннем карбоне на изолированной карбонатной платформе ЮТС существовали три системы осадконакопления: *карбонатная*, *торфяная* (угленосная) и *терригенная*. Продолжительность существования *карбонатной* и *торфяной* систем сопоставимо (1,5–2 млн. лет). Эти системы связаны со стабилизацией условий осадконакопления: *карбонатная* – со стабильным высоким стоянием уровня моря (*трансгрессивные этапы*); *торфяная* – со стабильным низким стоянием уровня моря (*регрессивные этапы*). Накопление терригенных осадков происходило в кратковременные *трансгрессивные эпизоды* повышения уровня моря.

(6) *Трансгрессивные этапы* и *эпизоды* составляют 2/10 продолжительности турнейско-ранневизейской геологической истории ЮТС. С ними связаны: в турнейском веке – карбонатное осадконакопление [12]; в визейском веке – перенос, сортировка, накопление алевритовых и песчаных тел, как в карстовых врезях, так и на поверхности свода [13] (площадные тела, дрейфовые отложения, контролируемые течениями).

(7) *Регрессивные этапы* составляют 8/10 продолжительности турнейско-ранневизейской геологической истории ЮТС. С ними связаны: карстование карбонатных тел турнейского яруса [12], формирование эрозионно-карстового рельефа [13] изолированной карбонатной платформы; накопление торфяных (угленосных) отложений в карстовых врезях [14]; разрушение осадков, сформировавшихся на своде и их перенос в прогибы ККСП [15].

Понимание того, что ЮТС в раннем карбоне представлял собой изолированную карбонатную платформу, является важным, так как меняет представления о моделях осадконакопления. К началу визейского века на востоке Восточно-Европейской платформы существовало множество изолированных карбонатных платформ, разделённых впадинами [16, 17], и ЮТС не был исключением. Карстовая эрозия ЮТС в конце турнейского века (козьвинское время) сформировала сложный рельеф поверхности, который напрямую влиял на последующее накопление визейских угленосных и терригенных осадков. Впервые необходимость учёта палеогеоморфологии карбонатного основания при типизации разрезов терригенного карбона была показана И.А. Ларочкиной и С.Н. Мельниковым [18].

(8) Накопление и сохранение *торфяных* (угленосных) и накопление и сохранение *терригенных* отложений различны по продолжительности (1,5–2 млн. лет против 0,1 млн. лет) и связаны с разными тектоно-эвстатическими этапами – регрессивным и трансгрессивным. Для этих отложений могут быть предложены отдельные, напрямую фациально не связанные между собой, модели осадконакопления.

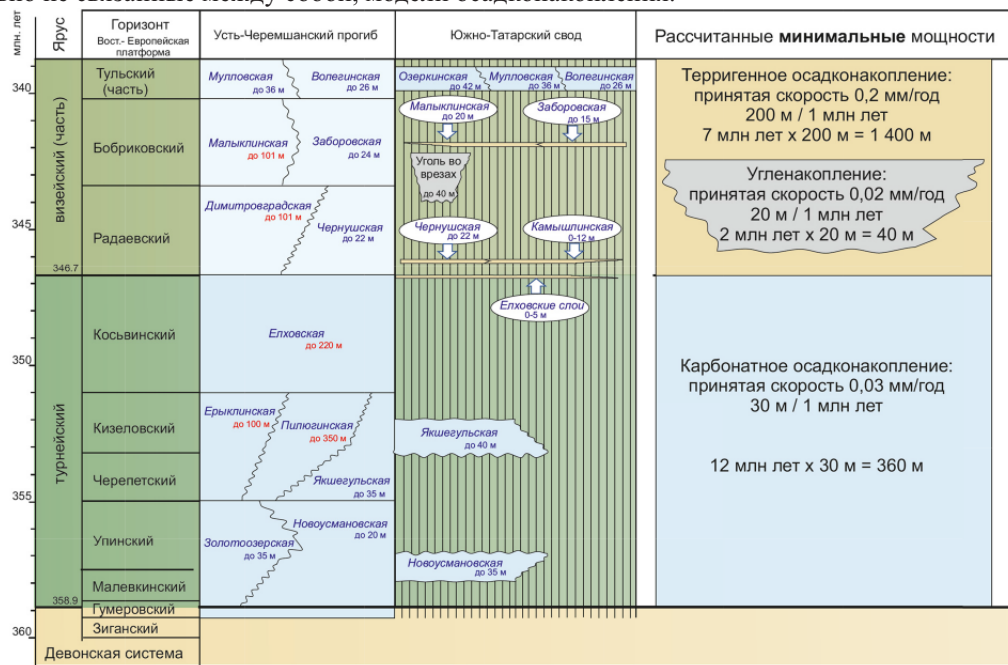


Рис. 3. Продолжительность (рассчитанная) формирования геологических тел нижнего карбона Южно-Татарского свода (составлено с использованием [1, 2, 3, 4]).

(9) Модель осадконакопления радаевско-бобриковских *торфяных* (угленосных) отложений: (а) регрессивный эвстатический этап; (б) формирование обильного растительного покрова на обширной территории востока Волго-Уральской области; (в) формирование устойчивых болотных обстановок во врезях, неустойчивых обстановок торфонакопления на прилегающих территориях бывшей ККСП (полностью компенсированной и завершившей свое существование в качестве отрицательной структуры); (г) торфонакопление; захоронение и сохранение торфа во врезях и частично – на территории ККСП; (д) трансгрессивный тектоно-эвстатический этап – перекрытие торфа во врезях и на территории бывшей ККСП трансгрессивными алевро-песчаными осадками морской природы;

(е) захоронение торфа; его уплотнение и преобразование в уголь. Процесс мог идти в некоторой степени циклично; так как в разрезах наблюдается чередование угленосных и трансгрессивных интервалов.

(10) Модель осадконакопления радаевско-бобриковских *терригенных* отложений: (а) трансгрессивные эвстатические эпизоды – кратковременные ингрессии морского бассейна на эродированную поверхность изолированной карбонатной платформы; накопление алевритовых и песчаных, хорошо сортированных биотурбированных осадков, часто с разнообразными ихнофоссилиями морских донных организмов; (б) регрессивный тектоно-эвстатический этап – эрозия *терригенных* отложений на своде; сохранение – во врезях.

(11) Предлагаемые модели не противоречат и дополняют концепции предыдущих исследований [12, 13, 14, 15, 18], и согласуются с картами мощностей, песчаности и расчленённости терригенных отложений карбона ЮТС, построенных в 2023 г. с помощью математического метода пространственной интерполяции «Natural Neighbor» и программного продукта ArcGIS Pro.

#### **Благодарности.**

\* Мы благодарим компанию ПАО «Татнефть» за предоставленные данные и разрешение на их использование в данной публикации.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### **Литература**

1. Alekseev A.S., Nikolaeva S.V., Goreva N.V., Donova N.B., Kossovaya O.L., Kulagina E.I., Kucheva N.A., Kurilenko A.V., Kutygin R.V., Popok L.I., Stepanova, T.I. Russian regional Carboniferous stratigraphy//*Geological Society, London, Special Publications*. – 2022. – 512(1). – Pp. 49–117.
2. Aretz M., Herbig H.G., Wang X.D., Gradstein F.M., Agterberg F.P., Ogg, J.G. Chapter 23 – The Carboniferous Period//*Geologic Time Scale 2020*. – Elsevier. – 2020. – Pp. 811–874.
3. Актуализированная стратиграфическая схема нижнекаменноугольных отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка / Н.К. Фортунатова, Е.Л. Зайцева, М.А. Бушуева и др. – М.: ФГБУ «ВНИГНИ». – 2023 (в печати).
4. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – Вып. 48. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. – 2024 (в печати).
5. Emiliani C. Paleotemperature Analysis of Caribbean Cores P6304-8 and P6304-9 and a Generalized Temperature Curve for the past 425,000 Years //*The Journal of Geology*. – 1966. – 74. – Pp. 109–124. DOI: 10.1086/627150
6. Shinn, E. A., Robbin D.M. Mechanical and chemical compaction in fine-grained shallow-water limestones. *Journal of Sedimentary Petrology*. – 1983. – 53(2). – Pp. 595–618.
7. Croiză D., Renard F., Gratier, J.-P. Chapter 3. Compaction and Porosity Reduction//*Carbonates: A Review of Observations, Theory, and Experiments. Advances in Geophysics*, Ed.: R Dmowska, Elsevier, Volume. – 54. – 2013. – Pp. 181–238, DOI:10.1016/B978-0-12-380940-7.00003-2
8. Kukul Z. Geology of Recent sediments. – London, Academic Press, 1971. – 490 p.
9. Moore, T.A., Shearer, J.C. Peat/coal type and depositional environment – Are they related? //*International Journal of Coal Geology*. – 2003. – 56(3–4). – Pp. 233–252. DOI:10.1016/S0166-5162(03)00114-9
10. Fikri, H.N., Sachsenhofer, R.F., Bechtel, A., & Gross, D. Organic geochemistry and petrography in Miocene coals in the Barito Basin (Tutupan Mine, Indonesia): Evidence for astronomic forcing in kerapah type peats//*International Journal of Coal Geology*, 2022, 256(February), 103997. DOI:10.1016/j.coal.2022.103997
11. van Hengstum, P.J., Maale, G., Donnelly, J.P., Albury, N.A., Onac, B.P., Sullivan, R.M., Winkler, T.S., Tamalavage, A.E., & MacDonald, D. Drought in the northern Bahamas from 3300 to 2500 years ago//*Quaternary Science Reviews*. – 2018. – 186. – Pp. 169–185. DOI:10.1016/j.quascirev.2018.02.014
12. Муслимов Р.Х., Васясин Г.И., Шакиров А.Н., Чендарев В.В. Геология турнейского яруса Татарстана. – Казань: Изд-во «Мониторинг», 1999. – 186 с.
13. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан». – Казань: Изд-во ООО «ПФ Гарт». – 2008. – 210 с.
14. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Гафуров Ш.З., Р.Р. Хасанов. Геология и ресурсы Камского угольного бассейна на территории Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. – 2009. – 159 с.
15. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2010. – 283 с.
16. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М., Заграновская Д.Е., Захарова О.А. О строении Камско-Кинельской системы прогибов//*Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. – 2019. – 3. – С. 9–20. DOI:10.32454/0016-7762-2019-3-9-20.
17. Груздев Д.А. Позднедевонско-раннекаменноугольные изолированные карбонатные платформы на севере Урала и Пай-Хоя // *Вестник геонаук*. – 2021. – 10(322). – С. 3–15. DOI: 10.19110/geov.2021.10.1.
18. Ларочкина И.А., Мельников С.Н. Палеогеоморфология юго-востока Татарии в раннекаменноугольное время // *Геоморфология*. – 1984. – 3. – С. 65–69.



# ЛАБОРАТОРНЫЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ГРП ПРИ ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТЕЙ НА БЕЗВОДНОЙ ОСНОВЕ

С.А. Станчиц<sup>1</sup>, В.И. Стукачев<sup>2</sup>, А.А. Шевцова<sup>2</sup>, Е.А. Филёв<sup>2</sup>, М.А. Боброва<sup>2</sup>,  
Н.В. Липатов<sup>2</sup>, В.А. Эфстадиу<sup>2</sup>, М.Ю. Спасенных<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва, s.stanchits@ifz.ru

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), г. Москва.

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов добычи углеводородов из низкопроницаемых коллекторов. Большинство жидкостей, используемых для создания ГРП, изготавливаются на водной основе, однако они потенциально могут вызвать некоторые осложнения при проведении ГРП в пластах, чувствительных к воде, с высоким содержанием набухающей глины. Поэтому модификация состава и реологических свойств закачиваемых жидкостей может потенциально повысить эффективность гидроразрыва.

В Сколковском институте науки и технологий (Сколтех) разработана и успешно применена уникальная методика проведения лабораторных исследований ГРП на образцах, добытых из нетрадиционных коллекторов углеводородов в псевдо-трёхосных условиях нагружения, моделирующих напряжённое состояние резервуаров углеводородов. На рис. 1 показаны схемы проведения лабораторных ГРП испытаний для различной конфигурации приложенных напряжений, позволяющие создать трещину ГРП, прорастающую как по оси цилиндрического образца (рис. 1 а), так и перпендикулярно оси образца (рис. 1 б)

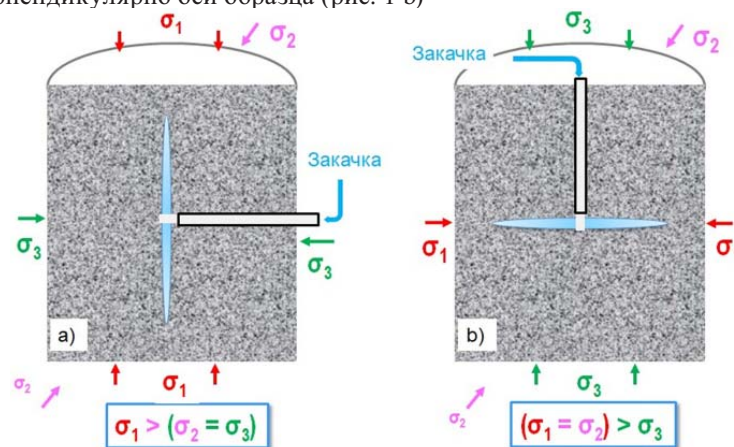


Рис. 1. Схемы нагружения цилиндрического образца при осевом давлении, превышающем обжимное давление (а), и при осевом давлении ниже обжимного давления (б).

В данной работе представлены результаты лабораторных ГРП испытаний, созданных при закачке различных жидкостей как в модельные низкопроницаемые гранитные образцы, так и в образцы сланцев, добытых из одной и той же скважины, но с разных глубин [1]. Перед проведением ГРП испытаний, были определены геомеханические характеристики материалов образцов, а также реологические свойства закачиваемых в образцы жидкостей ГРП [2, 3]. Мониторинг динамики роста трещин ГРП осуществлялся при помощи метода Акустической Эмиссии (АЭ), который является высокочастотным аналогом регистрации микросейсмичности, широко применяемой для мониторинга ГРП в полевых условиях. Для каждого исследуемого образца мы определили давление закаченной жидкости в момент разрушения образца, скорость роста трещины ГРП и деформацию образца в момент, когда трещина ГРП достигает поверхности образца.

На рис. 2 показан пример изменения параметров, зарегистрированных во время закачки минерального масла со скоростью 5 мл/мин в два образца сланцев, добытых с глубины 5781 метров (1R1 – левая колонка) и 5861 метров (4R4 – правая колонка). На верхних графиках рис. 2 а кривыми красного цвета изображено измеренное давление в скважинах, а на нижних графиках рис. 2 е изображена вертикальная координата заложившихся сигналов АЭ. Остальные зарегистрированные параметры подробно описаны в [1]. Анализ нижних графиков рис. 2 е показывает, что скорость роста трещины ГРП для образца 1R1 оказалась равной 120 мм/сек, в то время как для образца 4R4 значительно ниже, 25 мм/сек, что объясняется наличием включений, тормозящих рост трещины ГРП, подтвержденных анализом рентгеновской томографии, сделанной после тестирования (снимок в правой части рис. 2). Кроме этого, как показано на левом рис. 2 е, развитие трещины ГРП в образце 1R1 проходило лишь в одном направлении, и анализ снимка рентгеновской томографии, приведенного в левой части рис. 2 подтверждает, что это связано с наличием горизонтальной трещины, остановившей рост трещины ГРП. Таким образом проведенные исследования показали, что структура сланцев оказывает существенное влияние на параметры трещин ГРП [1].

Перед проведением ГРП испытаний, специально были определены геомеханические характеристики материалов образцов, которые позволили установить корреляционные зависимости между параметрами ГРП и гео-

механическими характеристиками исследуемых образцов [1-3]. Показано, что измеренная на образцах-дублёрах прочность образцов на разрыв (рис. 3 а) и скорости роста трещин ГРП (рис. 3 б) линейно коррелируются с максимальным давлением жидкости ГРП. Мы также установили некоторые отклонения от обнаруженных общих закономерностей, которые мы объясняем влиянием структуры отдельных образцов.

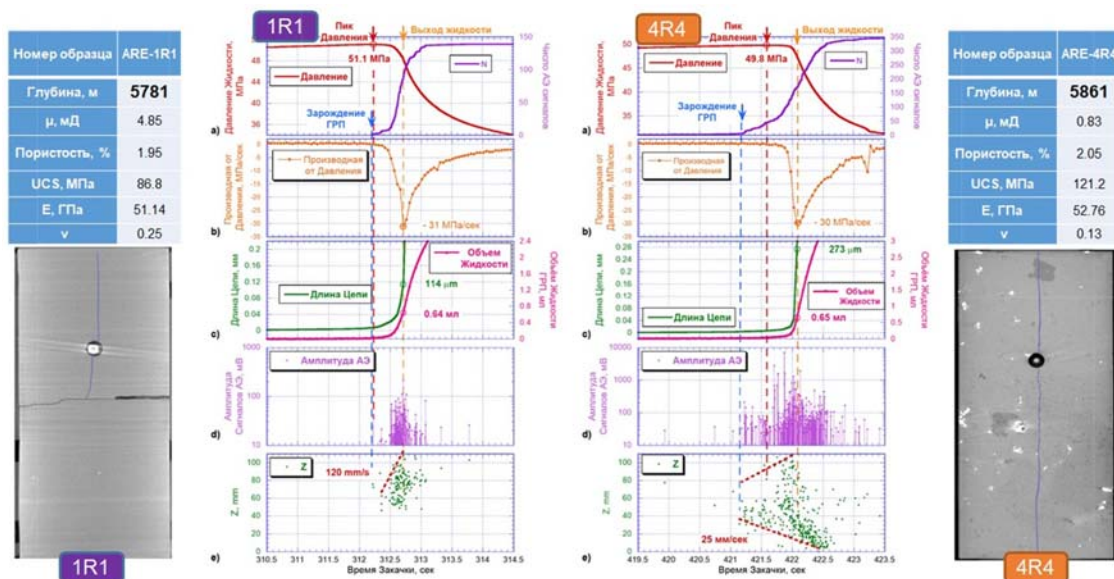


Рис. 2. Параметры, зарегистрированные во время лабораторных ГРП в образце 1R1 (левая колонка) и в образце 4R4 (правая колонка): (а) давление закаченной жидкости (красный) и общее количество локализованных сигналов АЭ (фиолетовый), (б) скорость изменения давления в скважине; (с) изменение длины цепи поперечного экстензометра (зеленый) и объема жидкости в трещине ГРП (малиновый); (д) амплитуда сигналов АЭ, (е) вертикальные координаты локализованных сигналов АЭ. Все параметры построены в зависимости от времени закачки жидкости в скважину [1].

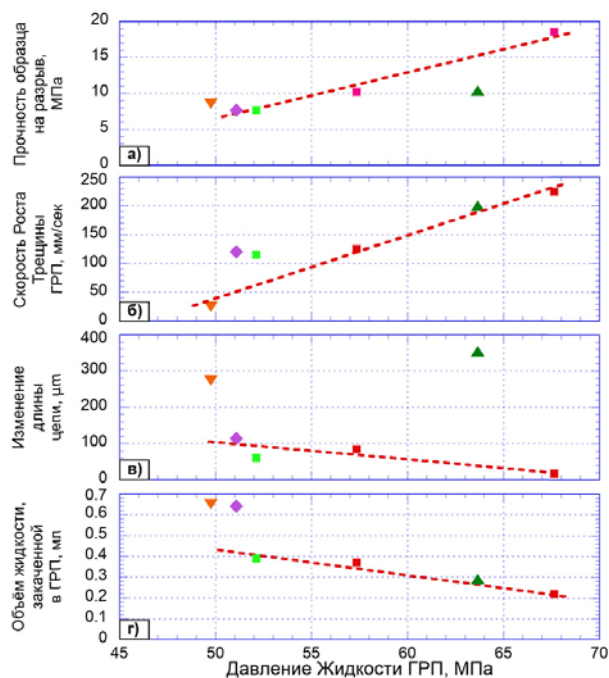


Рис.3. Корреляция прочности образца на разрыв (а), скорости роста трещины ГРП (б), изменения длины цепи поперечного экстензометра (в) и объема жидкости, закаченной в трещину ГРП (г) с давлением жидкости ГРП в скважине [1].

Проведено детальное сравнение параметров трещин ГРП, зарегистрированных при закачке агентов различной вязкости. В качестве объектов исследования использовались однородные низко-проницаемые гранитные образцы, по своим геомеханическим характеристикам подобные сланцам [2]. Для моделирования трещиноватых резервуаров, лабораторные ГРП тестирования были проведены на гранитах, подвергнутым термическому отжигу до температуры 800°C [3]. Анализ результатов проведённых экспериментов показал, что при закачке жидкостей большей вязкости создаётся трещина ГРП с большим раскрытием, которая распространяется с меньшей скоростью. Предварительная термическая обработка гранитных образцов привела к значительному уменьшению упругих мо-

дулей, понижению давления образования трещины ГРП и к возникновению утечки в трещиноватую матрицу, которую рекомендуется учитывать при гидроразрыве пластов с высокой плотностью естественных трещин. Полученные результаты могут быть использованы для экспериментального подтверждения моделей, предсказывающих выбор наиболее оптимальных жидкостей ГРП, повышающих эффективность ГРП в природных условиях.

### **Благодарность**

\* Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы создания и развития НЦМУ.

### **Литература**

1. Bobrova, M.; Stanchits, S.; Shevtsova, A.; Filev, E.; Stukachev, V.; Shayahmetov, T. Laboratory Investigation of Hydraulic Fracture Behavior of Unconventional Reservoir Rocks. *Geosciences* 2021, 11, 292. <https://doi.org/10.3390/geosciences11070292>

2. Shevtsova, A.; Stanchits, S.; Bobrova, M.; Filev, E.; Borodin, S.; Stukachev, V.; Magadova, L. Laboratory Study of the Influence of Fluid Rheology on the Characteristics of Created Hydraulic Fracture. *Energies* 2022, 15, 3858. <https://doi.org/10.3390/en15113858>

3. Shevtsova, A.; Stanchits, S.; Filev, E.; Karamov, T.; Stukachev, V.; Spasennykh, M. Assessment of Saturation Effect on Hydraulic Fracturing in Sandstone and Thermally Treated Granite. *Minerals* 2023, 13, 777. <https://doi.org/10.3390/min13060777>

## **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ «БЕЗВОДНЫЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА»**

**В.А. Цыганков**

*ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», г. Москва, [tsygankov.v@gubkin.ru](mailto:tsygankov.v@gubkin.ru)*

Часто уже на зрелых месторождениях возникает потребность вовлечения в разработку пластов с трудно-извлекаемыми (ТРИЗ) и нетрадиционными запасами. К таким объектам относятся продуктивные пласты баженовской, абалакской, хадумской свит и других.

Для подобных объектов одним из наиболее эффективных методов разработки может являться бурение горизонтальных скважин в сочетании с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (ГРП).

Для разработки подобных объектов у компании-недропользователя могут отсутствовать необходимые компетенции, поэтому привлечение внешней экспертизы для генерации гипотез, обсуждения результатов имеющихся научно-исследовательских работ, рассмотрения мировых практик, обмена опытом по альтернативным методам интенсификации добычи и повышения отдачи углеводородов, выработки перспективных направлений разработки, обозначения шагов по дальнейшему развитию – является достаточно актуальным.

В настоящее время научно-исследовательские работы в области указанных объектов остаются актуальными ввиду следующих предпосылок:

- импортозамещения технологий, материалов и оборудования;
- подготовки к новому технологическому рывку;
- вклада в развитие наукоёмких технологий;
- удешевления стоимости добычи;
- поддержания текущего уровня добычи;
- актуальности ТРИЗ в долгосрочной перспективе.

В частности, для пластов баженовской свиты одной из основных проблем является проблема защемлённой воды и набухших глин после контакта с любыми технологическими жидкостями на водной основе, в особенности с теми, которые внедряются в породу при высоком давлении.

Основная гипотеза «блокады» (защемления) воды, основанная на фактических результатах отбора продукции в процессе эксплуатации, имеет потенциал по доработке при оценке и моделировании градиентов критического давления фильтрации и режимов течения, в том числе при запуске скважины сразу после стимуляции, так и после механизации при выводе на стационарный режим добычи (ВНР). Природа образования «блокады воды» недостаточно изучена, возможно, происходит кольматация трещины ГРП и/или пласта большими объёмами закачиваемой стандартной жидкостной системы на основе пресной воды, образованием нестабильных эмульсий, а также несовершенным и недостаточным дизайном стимуляции, не обеспечивающим полное разложение гелеобразователя и активность антиседиментационных добавок. Полученные результаты научно-исследовательских работ (НИР) подтверждают аналитические предсказания по отдельным элементам изучаемых систем и их поведения, однако, уровень развития технологии имеет приблизительную достоверность системы по сравнению с конечным требуемым результатом для вывода готового решения на рынок.

В настоящее время выделены три потенциальных топ-агента для проведения потенциальных полевых испытаний жидкостей ГРП: пенная система, сжиженный углекислый газ и система на основе дизельного топлива

или нефти. Хотя определённые существующие операционные риски по реализации опытно-промысловых работ заставляют дорабатывать существующие потенциальные решения до более безопасных и оптимальных.

Кроме того, сохраняется интерес к технологии ГРП с использованием сжиженного углеводородного газа (СУГ) в качестве основы технологической жидкости. Для условий низкопроницаемых коллекторов такая жидкость оценивается в перспективе как один из вариантов направления стимуляции с обеспечением достижения прогнозной добычи и имеет ряд преимуществ перед традиционными методами стимуляции.

В РГУ нефти и газа (НИУ) им Губкина на 2023–2025 гг. запланированы масштабные исследования по пенным системам и системам на основе органических и неорганических сжиженных газов, в том числе углеводородных легколетучих жидкостей, применимых на объектах с ТРИЗ.

Основной потенциал применения пенных систем на углеводородной основе, а также углеводородных жидкостей (сшитые жидкости, сшитая фракция сжиженных газов), предназначенными для проведения ГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов, по сравнению с жидкостями и пенами на водной основе, основывается на получении более высокой проводимости трещины, высоком проценте возврата жидкости ГРП (до 100%), а также отсутствии необходимости отделения жидкости ГРП от добываемой скважинной нефти.

Однако, ввиду того, что упомянутые безводные системы имеют недостаточно изученные свойства, требуется проведение обширного комплекса НИР, включающих разработку новых химических агентов (компонентов базовой жидкости и настраивающих свойства добавок) для таких систем.

Исследования необходимо проводить с предварительной проработкой постановки задач для каждой конкретной жидкости. Для пенных систем, сшитых углеводородных и неуглеводородных жидкостей принцип и физика воздействия в процессе стимуляции будут разными, соответственно, ключевые исходные свойства будут также различаться. Выбранные исследования необходимо проводить в комплексе с моделированием с целью выявления применимости и при необходимости корректировки свойств конкретных выбранных систем для целевых объектов.

Касательно проработки вопроса моделирования ВНР скважин в пластах баженовской свиты можно отметить следующие моменты:

1. Улучшение точности модели ВНР возможно при учете механизма деградации проницаемости зоны SRV (stimulated reservoir volume – стимулированный объём пласта) при снижении порового давления (закрывание сети естественных трещин на естественную шероховатость);

2. Обзор литературы по моделированию пенного ГРП и реологии пенных составов показал, что единой модели для описания реологии пен, несущих твердые частицы, не существует; для реализации модели пенного ГРП потребуется проведение серии экспериментов для получения зависимости реологических параметров состава от качества пены при различных давлениях и температурах, а также от объёмной доли твердых частиц; помимо параметров реологии необходимо исследовать в лабораторных условиях скорость осаждения твёрдых частиц в пене (песконесущая способность) для интеграции этих результатов в численную модель.

## **ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОФЛЮИДИКИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**А.В. Щербакова<sup>1,2</sup>, Д.И.Перепонов<sup>1,2</sup>, В.В. Казаку<sup>1,2</sup>, М.Э. Гаджиев<sup>1</sup>, А.Н. Черемисин<sup>1,2</sup>, Е.Д. Шилов<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, alexandra.scerbacova@skoltech.ru

<sup>2</sup>ООО «ЛАБАДВАНС», г. Москва

В настоящее время коэффициент извлечения нефти на месторождениях не превышает 20–40% после реализации первичных и вторичных методов добычи, что говорит о необходимости применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН, иначе – третичные методы добычи). Результатом применения МУН является существенный рост количества добытой нефти, а именно до 50–70% [1, 2]. Методы увеличения нефтеотдачи разделяют на три основные группы – термические, газовые и химические. Термические МУН подразумевают закачку в пласт с высоковязкой нефтью теплоносителя, способного снижать вязкость нефти и увеличивать её подвижности. Газовые методы основаны на закачке газового агента, такого как попутный нефтяной газ (ПНГ), углекислый газ CO<sub>2</sub> или азот N<sub>2</sub>. Эффект достигается за счёт изменения состава нефти после смешения газа, что влечёт за собой снижение межфазного натяжения между фазами и снижения вязкости нефти. Химические МУН включают закачку водных растворов химических веществ, таких как полимеры, поверхностно-активные вещества (ПАВ), щелочи, а также комбинации этих агентов [3–6].

Практически всегда выбор и планирование метода нефтеотдачи проводят для каждого объекта индивидуально, принимая во внимание такие факторы, как пластовые условия, свойства породы, технические и логистические возможности. Как правило, разработка и тестирование технологий начинается с лабораторных экспериментов, что сопряжено с использованием керна и дорогостоящих исследований.

В нашей работе рассмотрено применение микрофлюидной технологии для оптимизации работы по подбору МУН в масштабе лаборатории. Эксперименты проводятся в микрофлюидных чипах, изготовленных из кремния и стекла. Использование таких материалов для производства микрофлюидных чипов позволяет проводить тесты при высоких давлениях и температурах. Они являются прозрачными, благодаря чему возможно визуализировать течение и распределение флюидов в поровом пространстве при помощи микроскопа. Структура порового пространства

# МИКРОФЛЮИДИКА:

## НЕФТЕГАЗОВАЯ ИНДУСТРИЯ

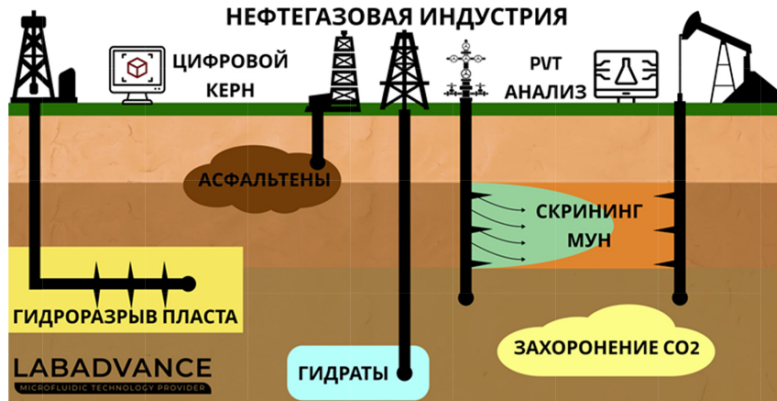


Рис. 1. Направления применения микрофлюидики в нефтегазовой отрасли.

микрофлюидного чипа разрабатывается на основе снимков компьютерной томографии образцов керна рассматриваемого месторождения, также учитываются фильтрационно-ёмкостные свойства образцов (в первую очередь проницаемость). Далее, заданную структуру воспроизводят методом травления в кремниевой пластине, после её покрывают стеклом методом срачивания [1]. Известно применение микрофлюидной технологии в нефтегазовой отрасли для скрининга агентов МУН, изучения выпадения асфальтенов и газовых гидратов, оптимизации гидроразрыва пласта, PVT-анализа, эффективности низкоминерализованной воды, захоронения CO<sub>2</sub> (рис. 1).

В нашей лаборатории реализован проект по подбору ПАВ в микромоделях, повторяющих геометрию реального образца керна. Микромодели насыщали нефтью при пластовых условиях, затем нефть вытесняли отобранными ПАВ-композициями. В ходе эксперимента вели видеофиксацию с помощью микроскопа в УФ-свете, а затем видео обрабатывали при помощи программного кода, созданного на языке Python. Пример модели после заполнения нефтью показан на рис. 2 А, а после вытеснения одним из растворов ПАВ – на рис. 2 Б. В данной работе был определён коэффициент вытеснения для каждой ПАВ-композиции и проведено ранжирование агентов по эффективности [7].

Также известно применение микрофлюидики для тестирования газовых МУН, а именно определения минимального давления смесимости (МДС) газовой и нефтяной фаз и коэффициента вытеснения нефти газом. В нашей работе была использована микрофлюидная модель, которая имитирует тонкую трубку (slimtube), традиционно используемую в лабораторных исследованиях газовых МУН [8]. Был проведён эксперимент по двухфазной фильтрации нефти и углекислого газа, определён режим смесимости и коэффициент вытеснения при разных давлениях (давление ступенчато поднимали от 0 до 20 МПа). На рис. 3 показана микромодель на разных этапах эксперимента, а именно после полного заполнения нефтью (А), при достижении коэффициента вытеснения 30% при 20 МПа (Б) и после достижения полного вытеснения 100% (В).

## Литература

1. Перепонов Д.И., Щербакова А., Ка-

Рис. 3. Микрофлюидная модель, имитирующая slimtube (А) полностью заполненная нефтью, (Б) в процессе двухфазной фильтрации Квыт = 30%, (В) в процессе двухфазной фильтрации Квыт = 100%.

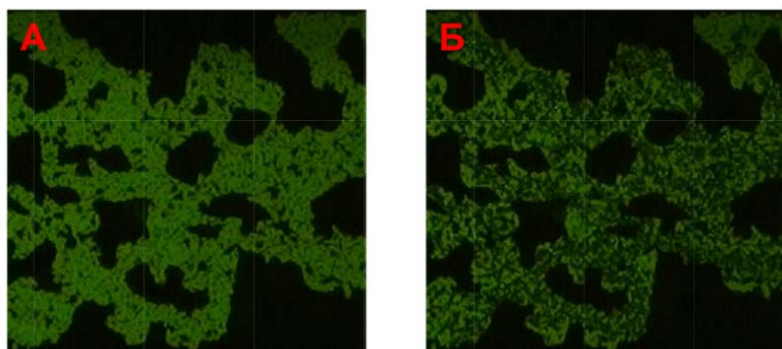
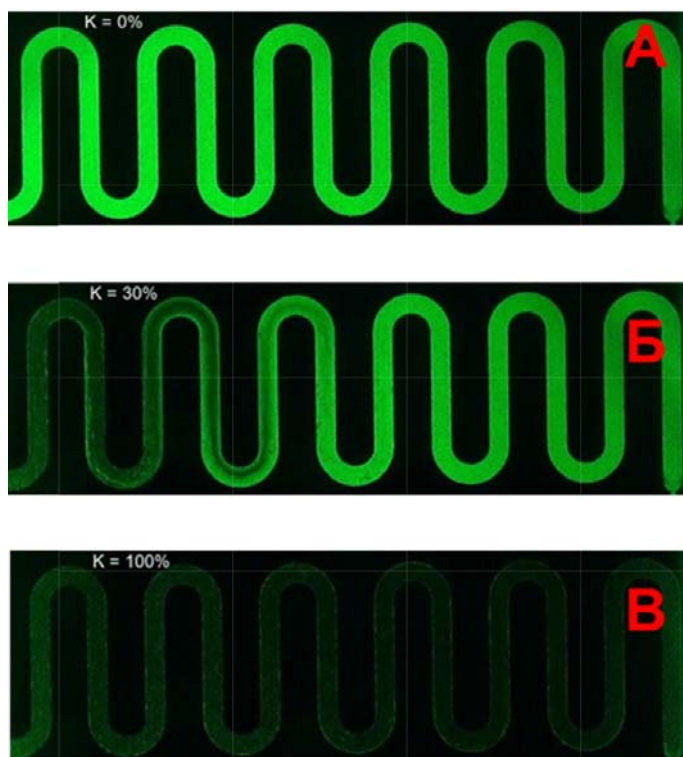


Рис. 2. Пример микрофлюидной модели (А) полностью заполненной нефтью и (Б) после вытеснения нефти раствором ПАВ.



заку В.В., Гаджиев М.Э., Тархов М.А., Шилов Е.Д., Черемисин А.Н. Применение микрофлюидики для оптимизации технологий разработки нефтегазовых месторождений, Вестник Нефтегазовой отрасли Казахстана. – 5 (2023). – 57–73. <https://doi.org/https://doi.org/10.54859/kjogi108639>.

2. V. Alvarado, E. Manrique, Enhanced Oil Recovery: An Update Review, *Energies*. 3 (2010) 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>.

3. A. Scerbacova, A. Ivanova, P. Grishin, A. Cheremisin, E. Tokareva, I. Tkachev, G. Sansiev, G. Fedorchenko, I. Afanasiev, Application of alkalis, polyelectrolytes, and nanoparticles for reducing adsorption loss of novel anionic surfactant in carbonate rocks at high salinity and temperature conditions, *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.* 653 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129996>.

4. A. Askarova, A. Turakhanov, S. Markovic, E. Popov, Thermal enhanced oil recovery in deep heavy oil carbonates: Experimental and numerical study on a hot water injection performance, *J. Pet. Sci. Eng.* 194 (2020) 107456. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107456>.

5. A.O. Gbadamosi, J. Kiwalabye, R. Junin, A. Augustine, A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea, *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* 8 (2018) 1373–1387. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0451-6>.

6. A.O. Gbadamosi, R. Junin, M.A. Manan, A. Agi, A.S. Yusuff, An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects, *Int. Nano Lett.* 9 (2019) 171–202. <https://doi.org/10.1007/s40089-019-0272-8>.

7. A. Scerbacova, D. Pereponov, Visualization of Surfactant Flooding in Tight Reservoir Using Microfluidics, in: *SPE Eur. – Eur. Energy Conf. Featur. 84th EAGE Annu. Conf. Exhib., OnePetro, Vienna, Austria, 2023*. <https://doi.org/10.2118/214419-MS>.

8. D. Pereponov, M. Tarkhov, D.B. Dorhjie, A. Rykov, I. Filippov, E. Zenova, V. Krutko, A. Cheremisin, E. Shilov, Microfluidic Studies on Minimum Miscibility Pressure for n-Decane and CO<sub>2</sub>, 16 (2023) 1–21. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en16134994>.

## АНАЛИЗ УСПЕШНОСТИ ГРП НА ДЕМКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН

А.С. Хаюзкин<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, Э.Р. Зиганшин<sup>1</sup>, Р.М. Мартынчук<sup>2</sup>, Р.Р. Миннебаев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий,

г. Казань, [alexeykhaiuzkin@mail.ru](mailto:alexeykhaiuzkin@mail.ru)

<sup>2</sup>АО «ТАТЕХ», г. Альметьевск

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенных методов увеличения продуктивности карбонатных пород-коллекторов [1]. Одновременно с этим, ГРП, являясь дорогостоящим методом интенсификации добычи нефти, нередко приводит к сильному обводнению добываемого флюида. В таком случае признаётся неуспешность ГРП, которая может быть связана со многими причинами [2].

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ГРП активно применяется для разработки верейско-башкирского комплекса, представленного терригенными и карбонатными породами-коллекторами. Одним из объектов, на котором активно применяется ГРП для разработки верейско-башкирского комплекса, является Демкинское месторождение, расположенное в пределах восточного борта Мелекесской впадины. Настоящая работа посвящена поиску причин неуспешности гидравлического разрыва пласта на Кривозеркинском поднятии Демкинского месторождения.

Согласно проведённым литологическим исследованиям в пределах Демкинского месторождения верейские отложения московского яруса каменноугольной системы представлены известняками грейнстоунами, пакстоунами плотными и выщелоченными, мадстоунами, мергелями, аргиллитами, алевролитами и алевропесчаниками. Отложения башкирского яруса каменноугольной системы – грейнстоунами и пакстоунами выщелоченными, пакстоунами без следов выщелачивания, мадстоунами и известняками брекчированными. Среди выявленных литотипов эффективной пористостью обладают лишь песчаники, а также пакстоуны и грейнстоуны выщелоченные. Такие породы образуют коллекторы с равномерной и пятнисто-полосчатой нефтенасыщенностью.

По данным макроскопического, оптико-микроскопического, петрофизического и рентгеномографического исследований выявлена структура пустотного пространства пород-коллекторов. Для пород-коллекторов верейского горизонта, имеющих равномерно или пятнисто-полосчатую нефтенасыщенность, установлен поровый (гранулярный) тип пустотности. Нефтенасыщенные пласты гидродинамически не связаны.

По тем же исследованиям нефтенасыщенные пласты башкирского яруса формируют сложнопостроенный коллектор, в котором обнаруживается три типа пустотного пространства: поры, каверны, трещины. Следует также отметить, что в плотных интервалах, разделяющих нефтяные пласты, также обнаруживаются трещины растворения. Следовательно, этот интервал не имеет гидродинамически изолированных нефтенасыщенных пород-коллекторов.

Комплекс пород верейского горизонта и башкирского яруса отделяется плотными известняками-мадстоунами, мощностью около 3 м. Пористость и трещиноватость в таких породах не обнаруживается.

В пределах Демкинского месторождения ГРП применялся более чем на 40 скважинах. Из них более 10 на Кривозеркинском поднятии. Применение ГРП на 6 скважинах Кривозеркинского поднятия оказалось неуспеш-

ным. Для определения причин неуспешности ГРП на Кривозеркинском поднятии следует обратить внимание на следующее.

Анализ материалов разработки скважин, где проводилось ГРП, показывает, что высокая обводнённость добываемого флюида наблюдается как при проведении ГРП верейского горизонта, так и башкирского яруса.

Анализ отчётов по ГРП не показывает каких-либо существенных отличий в технологии их проведения. Следовательно, можно принять, что технология проведения ГРП, в данном случае, не является причиной высокого обводнения флюида.

Анализ расположения скважин показывает, что шесть из шести «неуспешных» скважин расположены на Кривозеркинском поднятии в пределах одной вытянутой линейной зоны. В то же время, на других поднятиях месторождения (Демкинское, Богородское, Алинское, Эриминское, Нижнее и Нижегородское поднятия) проведение ГРП оказалось успешным.

Важно отметить, что Кривозеркинское поднятие, в отличие от других поднятий Демкинского месторождения, характеризуется более сложной морфологией, имеет ярко выраженную вытянутость и изрезанность склонов, что позволяет его называть брахиантиклиналью. К тому же оно обладает более крутопадающими склонами (рис. 1).

Согласно собственным представлениям и литературным данным, обводнение скважины после операции гидроразрыва связано с прорывом трещины гидроразрыва в водоносные горизонты. Вероятность прорыва трещины гидроразрыва до водоносных горизонтов определяется двумя факторами [3]: 1) отсутствие контраста в геомеханических свойствах пластов с отсутствием хороших перемычек, способных удержать рост трещины; 2) тектонический фактор (наличие зон тектонических напряжений и/или наличие естественной трещиноватости пород).

По результатам лабораторных геомеханических исследований установлено, что породы верейских и башкирских отложений не имеют явного контраста по своим прочностным характеристикам, что позволяет трещине ГРП беспрепятственно распространяться вдоль этих пород. Однако удерживающим рост трещины выступает интервал между верейскими и башкирскими породами, который способен сдерживать неконтролируемый рост трещины.

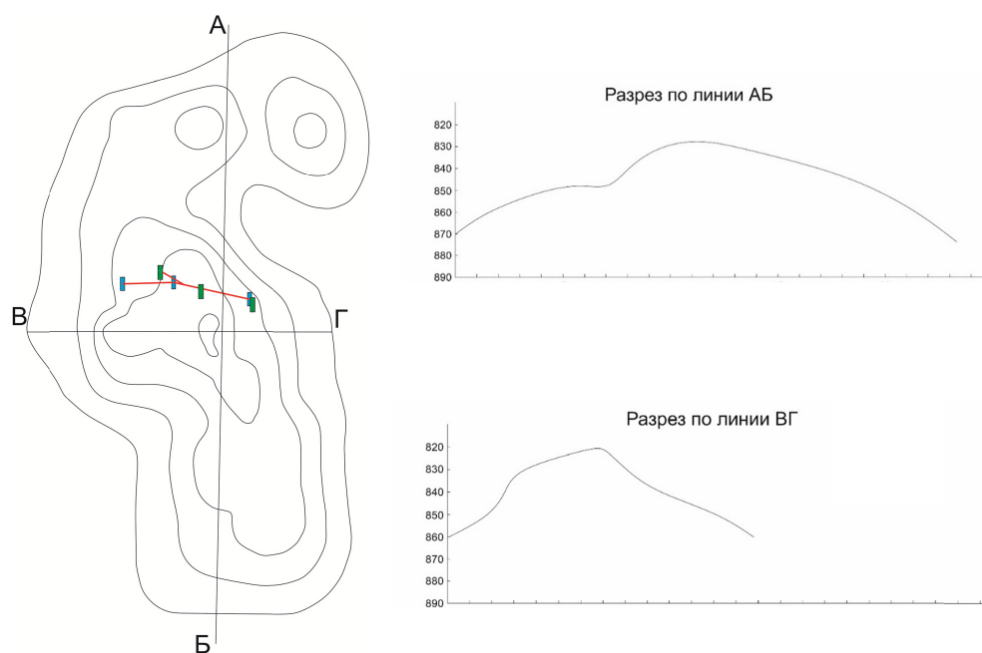


Рис. 1. Структурная карта кровли верейского горизонта и построенные по ней разрезы. Кривозеркинское поднятие.

На карте указаны скважины с неуспешным ГРП. Синий – на верейские отложения, зелёным – на башкирские.

Вторым фактором, влияющим на успешность ГРП, является тектонический фактор. На возможность существования зон тектонических напряжений и/или естественной трещиноватости в пределах Кривозеркинское поднятия указывает как расположение «неуспешных» скважин, так и морфология поднятия. Напомним, что скважины с высокой степенью обводнённости располагаются вдоль одной линии, простирающейся с запада на восток и пересекающей центральную часть Кривозеркинское поднятия. В то же время, Кривозеркинское поднятие отличается от соседних поднятий Демкинского месторождения сложной структурой и крутыми склонами. Исходя из вышесказанного, можно предположить, что зона неуспешного ГРП на Кривозеркинском поднятии обладает либо естественной трещиноватостью, либо таким распределением напряжений, при которой трещина разрыва может беспрепятственно распространяться сквозь интервалы-перемычки до водоносных горизонтов.

Таким образом, высокую обводнённость флюида на некоторых скважинах Кривозеркинское поднятия Демкинского месторождения можно объяснить наличием линейно вытянутых зон тектонических напряжений и/или естественной трещиноватости. Логично также говорить о том, что вероятность появления таких зон следует ожи-

дать на структурах, которые на структурных картах имеют более сложную морфологию и характеризуются более крутопадающими крыльями.

\* Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### Литература

1. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. – Москва: ЗАО Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2013. – 472 с.
2. Kolawole O., Ispas L. Interaction between hydraulic fractures and natural fractures: Current status and prospective direction. – Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2020. – Vol. 10. – Iss. 4. – Pp. 1613–1634.
3. Zoback M.D. Reservoir Geomechanics (Cambridge: Cambridge University Press). – 2007, 518 p.



**МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ ХОЛМОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

**В.Э. Алексеев, Е.А. Марков, А.В. Семенов, А.И. Кириллов, А.А. Кузнецова**

*Татарский научно-исследовательский и проектный институт (ТатНИПИнефть),*

*г. Бугульма, AlekseevViktorEh@tatnipi.ru*

На сегодняшний день одной из самых актуальных задач в нефтедобыче является рациональная довыработка остаточных запасов истощённых месторождений с целью достижения максимального рентабельного коэффициента извлечения нефти (КИН).

Неравномерная выработка запасов (как по площади, так и по разрезу), разбалансированность системы разработки при изношенном фонде скважин, недостаточное количество промыслово-геофизических и гидродинамических исследований, наличие непроизводительной закачки – всё это является ключевыми проблемами в процессе добычи нефти. Зачастую организация заводнения при высокой компенсации отборов на залежах приводит к опережающему обводнению скважин при низкой выработке запасов из-за неравномерности движения фронта вытесняемой воды ввиду неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС), сложного геологического строения и т.д. Гидродинамическое регулирование системы заводнения неэффективно на завершающей стадии, так как одновременно не происходит перенос интервалов перфорации и закачка осуществляется в одни пласты объекта разработки, в то время как добыча идёт из других.

С целью решения данных проблем руководством ПАО «Татнефть» была поставлена задача о необходимости проведения мониторинга, целью которого является обеспечение эффективного управления и контроля за состоянием разработки месторождений Компании при краткосрочном планировании.

Мониторинг разработки Холмовской площади выполняется в рамках НТУ «Анализ разработки месторождений с формированием мероприятий, направленных на повышение эффективности добычи нефти» (Холмовская площадь Ромашкинского месторождения, Елабужское месторождение), и является пилотным проектом в новом и перспективном направлении деятельности института «ТатНИПИнефть» с планируемым расширением сферы анализа на ряд других месторождений ПАО «Татнефть».

Холмовская площадь расположена в восточной части Ромашкинского месторождения. Объектом разработки являются продуктивные отложения пашийского горизонта, представленные песчаниками и алевролитами. Площадь находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся высокой обводнёностью продукции (91%), выработанностью запасов (95,7%) и низкими темпами отборов. Средний дебит нефти составляет 2,1 т/сут, жидкости – 24,5 т/сут при действующем фонде добывающих и нагнетательных скважин 135 и 129 единиц, соответственно. Более трети от общего фонда составляют неработающие скважины.

В рамках мониторинга на площади выделено шесть участков анализа с учётом их геологических особенностей и состояния разработки. Геолого-физические характеристики (ГФХ) участков представлены в табл. 1.

Выполненный анализ геологического строения пластов позволил сделать выводы о фильтрационно-ёмкостных характеристиках и нефтенасыщенности участков, распределении начальных запасов, построить карты ёмкости и проводимости, текущих и накопленных отборов, а также текущего КИН (рис. 1–3). На основе анализа выделенных участков можно отметить следующее:

- запасы нефти находятся в водонефтяной зоне;
- основная доля начальных и текущих извлекаемых запасов сосредоточена на четвертом участке анализа;
- наилучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами обладает шестой участок, на втором и третьем участках отмечается ухудшение ФЕС к периферии площади в восточном направлении;
- отмечается ухудшение проницаемости вверх по разрезу за исключением пластов Д161 и Д162, при этом отмечается снижение начальной нефтенасыщенности по разрезу;
- пласты Д161 и Д162 – лучшие по ФЕС и начальной нефтенасыщенности.

*Таблица 1*

**Геолого-физические характеристики участков Холмовской площади**

Параметр	Ед. изм.	Участок						Итого
		1	2	3	4	5	6	
Площадь нефтеносности	тыс. м <sup>2</sup>	22520	17265	18415	27755	15720	10680	112355
доля площади	%	20,0	15,4	16,4	24,7	14,0	9,5	100
Нач. геологические запасы нефти	тыс. т	12218	6765	8781	13823	6281	11352	59219
доля запасов	%	20,6	11,4	14,8	23,3	10,6	19,2	100
Нач. извлекаемые запасы нефти	тыс. т	5217	2889	3749	5903	2682	4847	25287

доля запасов	%	21	11	15	23	11	19	100
Ср. эфф. нефтенас. толщина	м	5,2	4,0	4,8	5,1	4,2	9,6	5,2
Коэффициент пористости	д.ед.	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,19	0,18
Коэффициент нач. нефтенас-ти	д.ед.	0,77	0,74	0,76	0,75	0,77	0,79	0,76
Проницаемость	мД	275,6	236,8	220,2	230,7	176,2	345,3	252,8
Накопленная добыча нефти	тыс.т	4700	2492	3462	4993	1807	6162	23616
доля нак. добычи	%	19,9	10,6	14,7	21,1	7,7	26,1	100
Текущие извл. запасы нефти	тыс. т	517	397	287	910	875	-1315	1671
доля ТИЗ	%	30,9	23,8	17,2	54,5	52,4	-78,7	100
Гидропроводность		372,2	246,0	274,5	305,6	192,2	861	

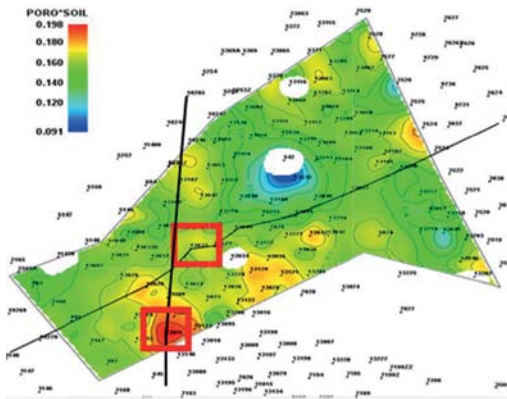


Рис. 1. Карта ёмкости.

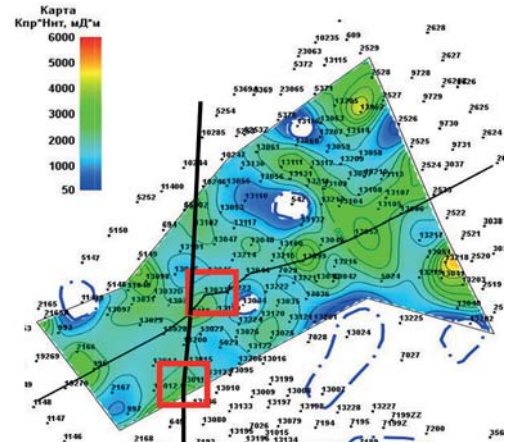


Рис. 2. Карта проводимости.

По данным гидродинамического моделирования (ГДМ) и построенным характеристикам вытеснения в целом по площади и по участкам проведена оценка выработки запасов с целью анализа равномерности разработки и выделения так называемых участков «Sweet spot».

По всем скважинам площади собрана статистика проведения промыслово-геофизических (ПГИ) и гидродинамических (ГДИ) исследований, а также определён перечень скважин, по которым необходимо провести данные исследования. Выполнен анализ эффективности проведённых геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по бурению скважин, зарезкам боковых стволов, проведению ГРП за последние 10 лет (рис. 4).

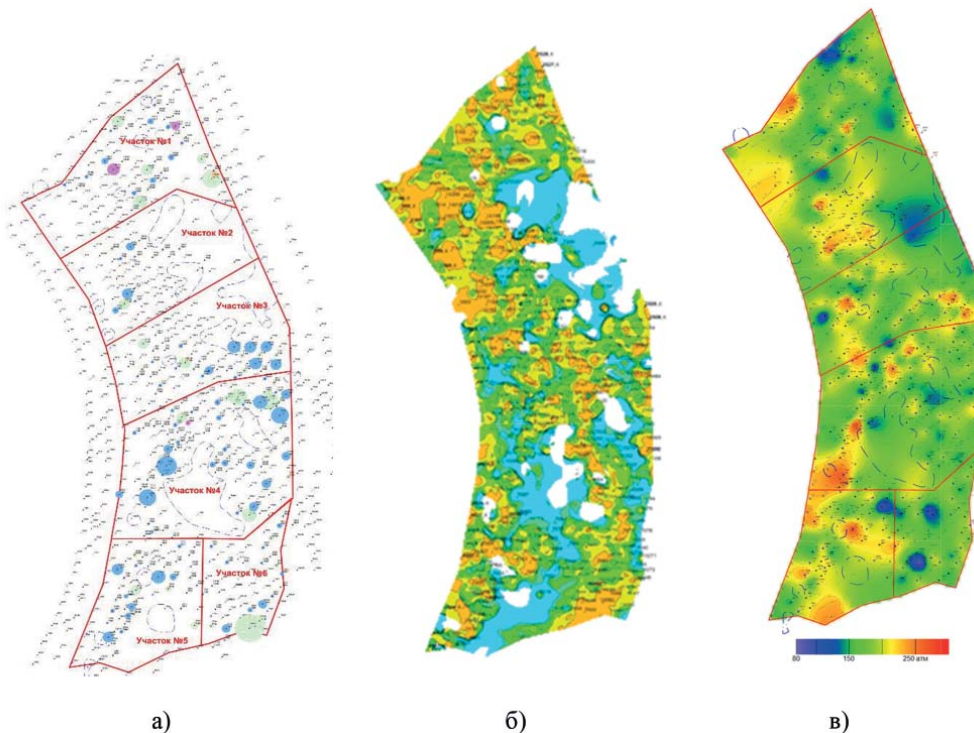


Рис. 3. Карты текущего состояния разработки по участкам анализа (а), текущего КИН (б), изобар (в).

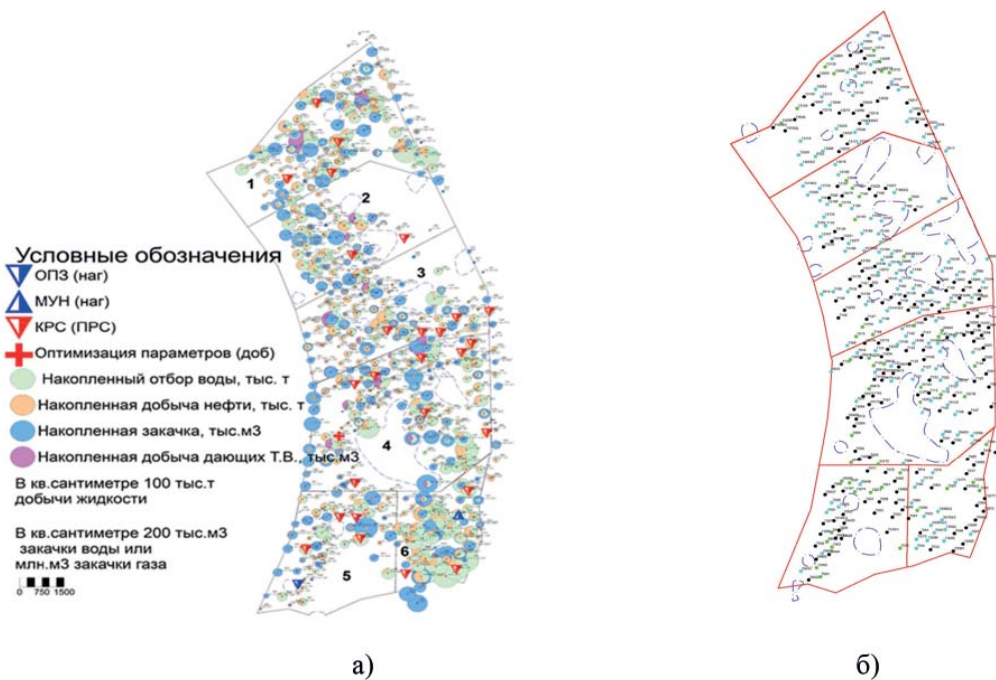


Рис. 4. Карты выполненных ГТМ (а), ГДИ (б).

Ежемесячно проводится анализ текущего состояния разработки площади и выделенных участков: работы эксплуатационного фонда скважин, технологических показателей разработки, а также факторный анализ изменения добычи нефти (рис. 5). Выделяются скважины с наибольшими потерями по нефти и жидкости, анализируются причины этих потерь.

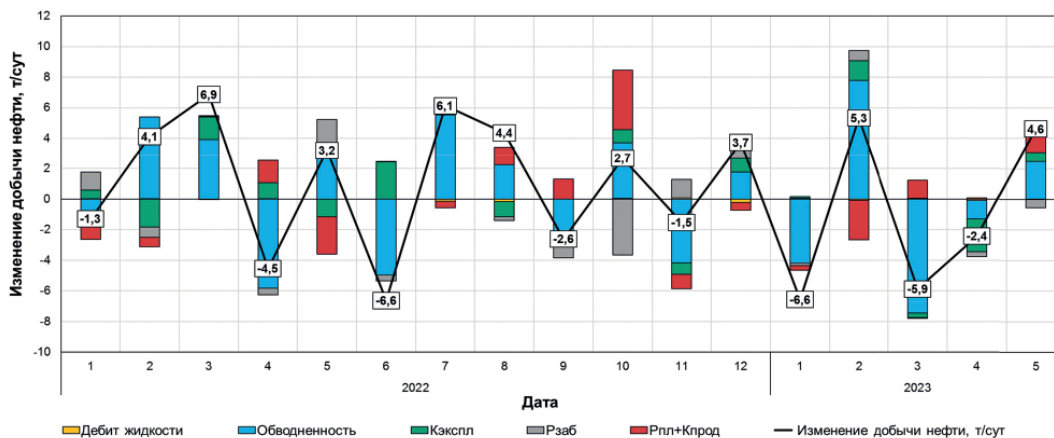


Рис. 5. Факторный анализ изменения добычи нефти.

Для оценки эффективности реализуемой системы разработки применяется комплексный подход, включающий в себя оценку энергетического состояния залежей, анализ эффективности системы заводнения, анализ зон закачки и отбора с оценкой выработки запасов скважин по каждому пласту.

В ходе оценки энергетического состояния проанализированы данные ГДИ, построены карты изобар (рис. 3), выявлены участки с низкими и повышенными пластовыми давлениями, зоны перекомпенсации отборов жидкости закачкой, даны адресные рекомендации по оптимизации депрессии.

Для оценки эффективности системы поддержания пластового давления (ППД), кроме прочего, проводится анализ взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин. Для анализа зон закачки и отбора выделены элементы, включающие в себя добывающую и первый ряд нагнетательных скважин с определением расстояния между каждой парой (рис. 6). По каждой скважине собрана статистика по перфорированным, эффективным и начальным нефтенасыщенным толщинам пластов. На основе данных ПГИ определяется, в какие пласты осуществляется закачка в нагнетательных скважинах и из каких пластов идёт добыча. При этом анализируется соответствие интервалов перфорации в зонах отбора и закачки, производится поиск неперфорированных нефтенасыщенных интервалов и скважин с непроизводительной закачкой. Далее, на основе динамики технологических показателей разработки, пластового и забойного давлений с отражением выполненных ГТМ (с целью исключения ошибочного

представления о наличии влияния ППД) по элементам каждой пары скважин делается вывод об эффективности системы ППД.

С использованием гидродинамической модели t-Навигатор по каждой скважине оцениваются остаточные извлекаемые запасы по пластам на основе диаграмм Вороного. Дополнительно по каждой добывающей скважине строятся характеристики вытеснения (ХВ) для оценки вовлечённых в разработку извлекаемых запасов и определения прогнозного КИН (рис. 7).

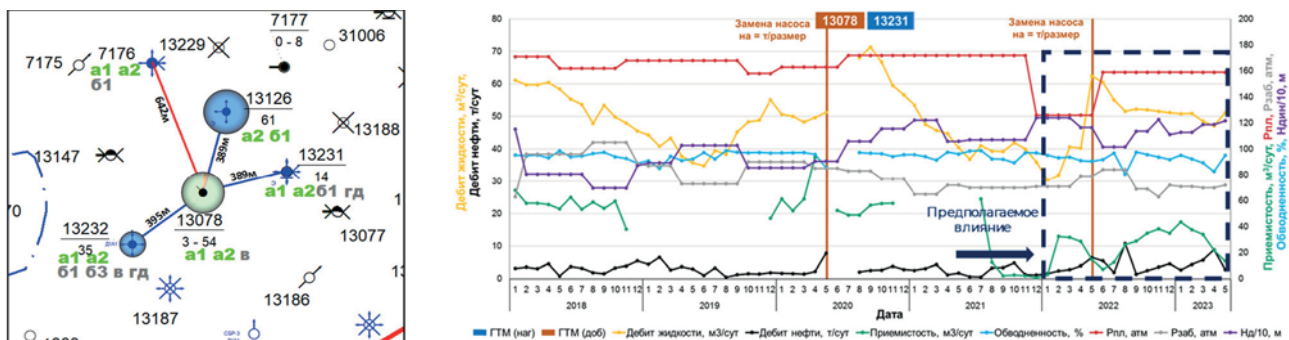


Рис. 6. Анализ взаимовлияния скважин элемента.

По результатам данного анализа даются предложения по регулированию системы заводнения с целью определения оптимальной компенсации отбора закачкой, определяются скважины-кандидаты для проведения различных мероприятий по повышению эффективности работы системы ППД, таких как перевод скважин на циклический режим работы и под закачку; перфорация и реперфорация пластов, содержащих рентабельные запасы нефти; проведение ПГИ, ГДИ, ИГН, ремонтных и водоизоляционных работ, отключение пластов, проведение ОПЗ, ГРП и др.

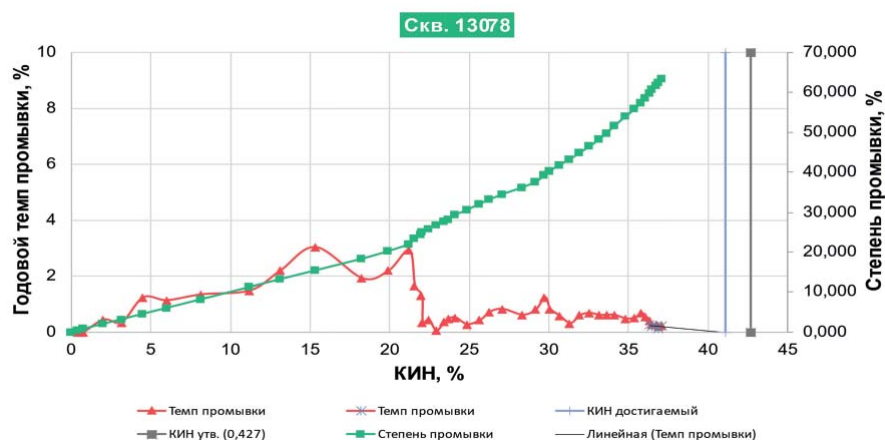


Рис. 7. Оценка прогнозного КИН по ХВ.

Кроме того, в рамках мониторинга производится анализ неработающего фонда скважин с оценкой остаточных запасов в зонах их размещения и даются рекомендации по бурению новых скважин, зарезкам боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) в зонах сосредоточения остаточных рентабельных запасов нефти, проведению различных геолого-технических мероприятий с их экономической оценкой.

На основе выполненного мониторинга разработки Холмовской площади даются адресные рекомендации по добывающим и нагнетательным скважинам, выполняется технико-экономическое обоснование прогнозных технологических показателей на основе прокси- и аналитической моделей, ГДМ, инженерных расчётов для интенсификации добычи нефти, оптимизации системы разработки и повышения конечного КИН.

# ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ ТАЛЛАТА ЖЕЛЕЗА ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СТРЕЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.О.Н. Али<sup>1</sup>, И.И. Мухаматдинов<sup>1</sup>, Р.Э. Мухаматдинова<sup>1</sup>, А.В. Вахин<sup>1</sup>, С.Я. Маланий<sup>2</sup>,

А.Н. Проценко<sup>2</sup>, С.В. Цветков<sup>3</sup>

<sup>1</sup>К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, mc-gross@mail.ru

<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

<sup>3</sup>ТПП «РИТЭК-САМАРА-НАФТА»

При разработке месторождений высоковязких нефтей (ВВН) необходимо учитывать и справляться с возможными проблемами, вызванными высокой вязкостью нефти, которая происходит из-за большого содержания асфальтенов, смол и парафинов. Очевидно, что высокая вязкость и значительное содержание смолисто-асфальтеновых соединений при разработке месторождений тяжёлых нефтей приводят к большим осложнениям, что, в свою очередь, затрудняет эксплуатацию месторождений на естественном режиме и с использованием заводнения [1]. В общем, проблемы при разработке месторождений вязких нефтей могут быть решены путём применения каталитического акватермолиза. Использование прекурсоров катализатора, а также паротермическая обработка создадут условия для облагораживания тяжёлой нефти *in situ* и, таким образом, снижение вязкости добываемой нефти, а также улучшение его качественного состава. Это позволяет увеличить дебит нефти и снизить паронефтяной фактор [2].

В данной работе проведены эксперименты по каталитическому облагораживанию высоковязкой нефти Стреловского месторождения Самарской области, рассмотрено влияние условий процесса (температура, давление, продолжительность) каталитического акватермолиза на изменение состава и свойств получаемых продуктов.

Объектом исследования является исходная нефть данного месторождения (Стр), а также продукты акватермолиза в присутствии и без катализатора на основе таллата железа (Fe), нефраса С4-155/205 (У-С) в качестве донора водорода и растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений (РАСПО-1).

В лаборатории проводились исследования по паротермической обработке с применением автоклава-реактора высокого давления с температурой 300 °С и длительностью воздействия от 24, 48, 72 и 96 часов. Исследования проводились как в некаталитических, так и в каталитических условиях при температуре 300 °С, с дополнительным использованием растворителя РАСПО-1. Состав газовой фазы анализировали с помощью газовой хроматографии «Хроматек-Кристалл 5000.2» (производства «Хроматек»). Вязкостно-температурные характеристики образцов определяли с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, а групповой состав масла определяли методом SARA.

Как показано на рис. 1, после проведения хроматографического анализа газовой фазы образцов нефти после паротермической обработки было замечено, что использование катализатора на основе таллата железа и растворителя АСПО приводит к увеличению количества присутствующих газов, в том числе CO<sub>2</sub>, нормальных алканов (таких как метан, этан, пропан, н-бутан и н-пентан). В газовой фазе акватермолиза с таллатом железа увеличивается количество углекислого газа, что является результатом активного участия в реакциях декарбокислирования смол и асфальтенов. Снижение содержания сероводорода H<sub>2</sub>S наблюдается при продолжительности воздействия 48 часов с катализатором, оно достигает минимума по сравнению с контрольным опытом. Вероятно, это связано с образованием активной формы образующихся сульфидов разложения прекурсора таллата железа.

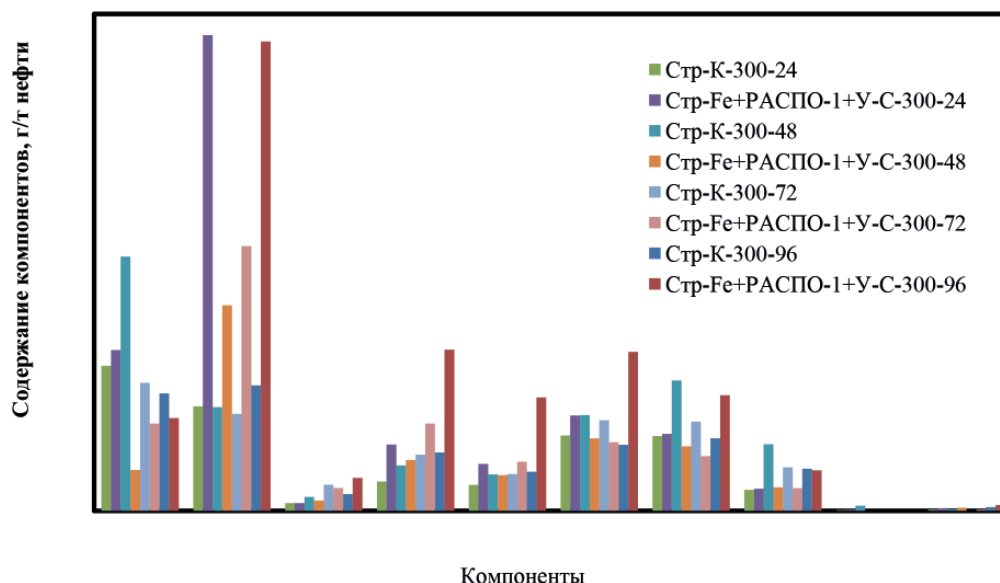


Рис. 1. Содержание и состав компонентов (CO<sub>2</sub>, индивидуальных газов, циклоалканов и ароматических УВ, спиртов и других газов) после ПТВ при наличии и без таллата железа.

Как видно из рис. 2, динамическая вязкость нефти уменьшается с повышением продолжительности воздействия, наибольшая эффективность зафиксирована после ПТВ при 96 часах с применением катализатора.

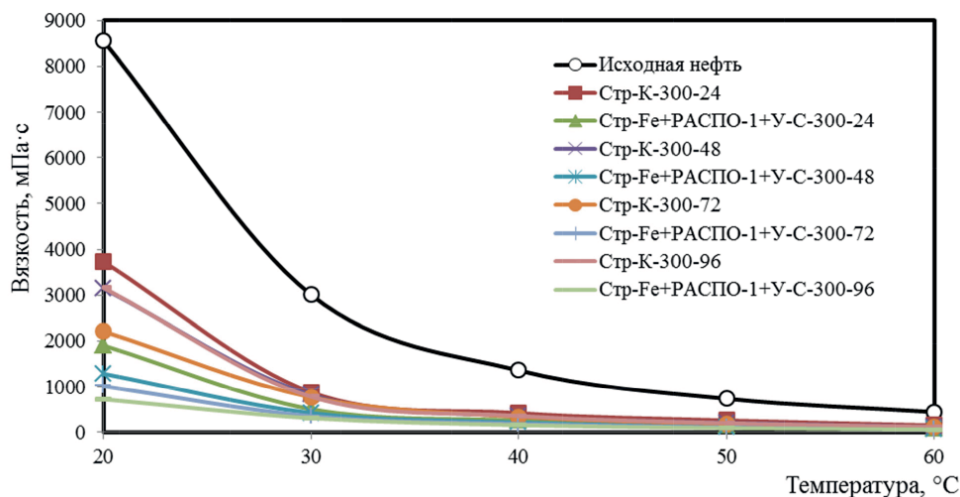


Рис. 2. Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти, а также образцов нефти после ПТВ при наличии и без таллата железа при температуре 300 °С и различной продолжительности воздействия.

После проведения вискозиметрических испытаний было замечено, что динамическая вязкость при температуре измерения 20°С снизилась в 8 раз по сравнению с исходным образцом и почти в 4,5 раза по сравнению с контрольными образцами через 96 часов при добавлении предшественника катализатора и растворителя. Эти результаты свидетельствуют о положительном влиянии катализатора на реологические свойства нефти после гидротермально-каталитического воздействия.

Газы, образующиеся в результате реакции, такие как водород и углекислый газ, имеют решающее значение для снижения вязкости нефти. Это связано с тем, что водород, помимо донора водорода, поступает из воды и может вызвать снижение вязкости за счёт реакции с нефтью в результате реакций отдачи водорода [3]. Также введение смеси РАСПО-1 и нефраса изменяет молекулярную подвижность групповых компонентов НДС, что приводит к снижению вязкости и агрегативной устойчивости НДС [4].

На рис. 3 показан групповой химический состав нефти по методу SARA с разделением на насыщенные и ароматические УВ, смолы и асфальтены при различных условиях. Изменение содержания по фракциям выражается в массовых процентах. Данные компонентного состава свидетельствуют, что исходная нефть в ходе гидротермальных и гидротермально-каталитических опытов претерпевает существенные изменения вследствие протекания химических реакций крекинга, ведущих к разрушению крупных молекул с образованием более лёгких насыщенных УВ и соединений ароматического ряда.

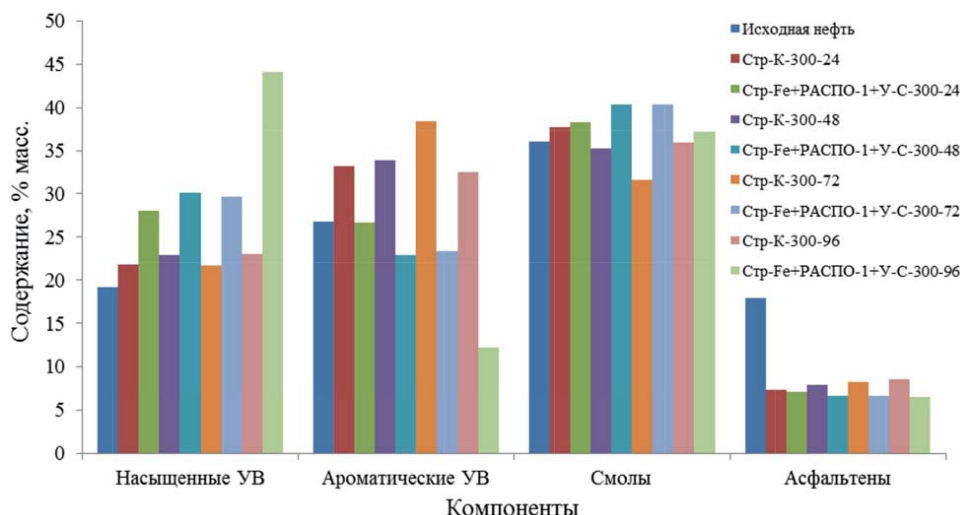


Рис. 3. Групповой химический состав по методу SARA исходной нефти, а также образцов нефти после ПТВ при наличии и без таллата железа при температуре 300°С и различной продолжительности воздействия.

Нефть с высоким содержанием смол и асфальтенов обычно имеет повышенную вязкость. Однако после анализа химического состава масляных групп было установлено, что термочувствительный эффект при 300°С в течение 96 часов привёл к увеличению содержания насыщенных углеводородов. Содержание насыщенных углево-

дородов у образца после 96-часового ТКВ увеличилось в 2,3 раза, содержание асфальтенов снизилось в 2,7 раз по сравнению с исходной нефтью. По сравнению с контрольным опытом без катализатора у этого же образца содержание НУ повышается в 1,9 раз, также зафиксировано снижение содержания асфальтенов на 23%.

В современной научной литературе отмечается, что катализаторы играют значительную роль в интенсификации процессов разрыва менее прочных углерод-гетероатомных связей и раскрытии нафталинового кольца за счёт реакций крекинга, окисления или гидрогенолиза [5]. Однако, кроме этого, происходит отделение периферических фрагментов от высокомолекулярных компонентов нефти, таких как смолы и асфальтены, с последующим образованием углеводородов, гетероатомных соединений и бензольных смол. Это приводит к изменению элементного состава, групповых и фракционных составов высоковязких нефтей [6].

В целом можно сделать вывод, что присутствие прекурсора катализатора на основе железа привело к существенному изменению состава нефти и снижению вязкости, что может улучшить текучесть тяжёлой нефти. Кроме того, выбранный растворитель продемонстрировал способность предотвращать образование парафиновых отложений и улучшать общее качество нефти. Эти данные свидетельствуют о возможности внутрипластового облагораживания тяжёлой нефти Стреловского месторождения с использованием гидротермально-каталитических процессов, что в конечном итоге может повысить эффективность и рентабельность производства.

### Литература

1. *Shah A., Fishwick R., Wood J. et al.*, A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading, *Energy Environ. Sci.*, 2010, V. 3, PP. 700–714.
2. *Кудряшов С.И., Афанасьев И.С., Петрашов О.В., Вахин А.В., Ситнов С.А., Ахмадияров А.А., Варфоломеев М.А., Нургалиев Д.К.* Каталитическое облагораживание высоковязкой нефти при паротепловой обработке с использованием катализаторов на основе металлов переходных групп // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 8. – С. 30–34.
3. *Zhao F., Liu Y., Lu N., Xu T., Zhu G., Wang K.* A review on upgrading and viscosity reduction of heavy oil and bitumen by underground catalytic cracking // *Energy Reports*. V. 7, 2021, PP. 4249–4272.
4. *Павлов И.В.* Влияние растворителей на вязкостно-температурные свойства высоковязкой нефти / *И.В. Павлов, О.А. Дружинин, Д.А. Мельчаков, В.П. Твердохлебов, Ф.А. Бурюкин, И.С. Грайворонский, Е.Е. Герилевич* // Молодёжь и наука: Сборник материалов VII Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных, посвященной 50-летию первого полёта человека в космос [Электронный ресурс]. – Красноярск: Сибирский федеральный ун-т, 2011. – Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2011/section02.html>, свободный.
5. *Климушкин И.М., Воронцова Г.В., Мессинева Н.И., Жиденко Е.А.* Некоторые особенности залегания и геологического строения скоплений природных битумов // *Сб. трудов ВНИИ*, № 78. – 1981. – С. 112–121.
6. *Маланий С.Я., Славкина О.В., Рязанов А.А., Сенников Н.Ю., Ахметов А.А., Цветков С.В., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Иванова А.А.* Применение технологии каталитического акватермолиза на Стреловском месторождении Самарской области // *Нефтяное хозяйство*. – 2022. – № 12. – С. 118–121.

## ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В БУДУЩЕМ ИЗ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

А. Алтыева, Б. Велханов, А. Бабаназарова

*Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева, Ашхабад, Туркменистан*

Различные слаборазвитые страны не в состоянии удовлетворить свои внутренние потребности в энергии и переживают болезненные энергетические кризисы. Электроэнергетический сектор больше всего пострадал из-за нехватки энергии. Производство геотермальной энергии способно удовлетворить потребности в электроэнергии разных стран. Геотермальная электростанция может использовать воду из водоносного горизонта при умеренно более высокой температуре и производить энергию с использованием сухого пара, мгновенного испарения или бинарного цикла. Традиционно геотермальная энергия использовалась в местах с большим количеством горячей воды на относительно небольшой глубине. В мире имеется несколько высокоградиентных геотермальных ресурсов, но без наличия водоносного горизонта использование этих ресурсов невозможно. До сих пор неизвестно, как генерировать энергию, используя ресурсы сухой породы. Мы стремились сосредоточиться на том, как генерировать электроэнергию, используя ресурсы сухой породы. Этот способ производства электроэнергии будет экономически эффективным и может производить электроэнергию на постоянной основе.

Текущий спрос на энергию в мире растёт, но обычное ископаемое топливо не подходит и не экономично для производства энергии. Мировой энергетический прогноз Международного энергетического агентства (МЭА) за 2020 год предполагает, что по крайней мере половина всего роста мирового производства должна быть обеспечена за счёт возобновляемых источников энергии в период до 2040 года.

Нынешние энергетические рынки не обязательно предназначены для надлежащей интеграции возобновляемых источников энергии в сочетании с производством ископаемого топлива, в то время как сами сети сталкиваются с техническими проблемами по мере увеличения проникновения возобновляемых источников энергии. К этим техническим проблемам относятся изменчивость и неопределённость производства возобновляемой энергии, управление запасами, структура рынка, гибкий источник генерации, методы эксплуатации и воздействие на генераторы, работающие на ископаемом топливе. Чтобы решить эту проблему, будущая энергетическая система, использующая энергию из различных источников, должна работать вместе, чтобы сгладить различия в доступных источниках возобновляемой энергии.

Геотермальная энергия относится к существующей тепловой энергии в глубоких скальных и осадочных бассейнах. Эти пласты могут обеспечивать горячую жидкость, которую можно использовать для производства электроэнергии с помощью машин, производящих работу. В зависимости от состояния геотермальной жидкости в резервуаре могут использоваться различные циклы производства энергии, в том числе циклы мгновенного испарения, бинарные, прямопаровые и комбинированные циклы мгновенного испарения. Просто доказано, что бинарные энергоустановки имеют больший КПД, чем установки мгновенного испарения, для низкотемпературных ресурсов с преобладанием жидкости в диапазоне 100°C и 170°C. Бинарная система не открыта для окружающей среды, геотермальная вода используется повторно, загрязняющие вещества не выбрасываются в окружающую среду. Более подробную информацию о работе широко используемых геотермальных установок и их термодинамическом процессе. Геотермальная электростанция занимала меньшую площадь по сравнению с солнечной электростанцией. Кроме того, геотермальные электростанции производят большой процент пресной воды, необходимой для их системы охлаждения. По этим причинам энергетическая промышленность все чаще добавляет геотермальные энергоблоки в свой ассортимент производства электроэнергии по всему миру, и тенденция показывает, что они будут добавлять больше в будущем.

Первая геотермальная электростанция была построена в Лардерелло (Италия) в 1904 году. Планирование, строительство и ввод в эксплуатацию геотермальной электростанции значительно ускорились с 1975 по 1985 год, а значительный рост цен на ископаемое топливо и истощение запасов углеводородов увеличили потребность в её производстве.

Что касается стран, не входящих в ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития), выявленные потенциальные оценки геотермальных ресурсов в Восточно-Африканской рифтовой системе имеют диапазон от 10 000 до 20 000 МВт и остаются в основном неразработанными. Геотермальный сектор Азии, а также Филиппины и Индонезия предлагают стимулы для роста геотермальных ресурсов и ускоряют строительство геотермальных электростанций. Индонезия содержит около 27 510 МВт потенциала геотермальных ресурсов, что является самым большим потенциалом в мире. Почти все страны в Америке разработали небольшие трения геотермальных ресурсов для производства энергии.

Текущая геотермальная электростанция использует воду из водоносного горизонта, расположенного в районах с высоким геотермическим градиентом и глубиной от 1 км до 3 км. Эти ресурсы обычно расположены на тектонических границах тектонической плиты. Значительное производство электроэнергии за счёт геотермальной энергии в настоящее время ограничивается теми странами, которые находятся очень близко к границам тектонических плит.

Наличие водоносного горизонта и высокого геотермического градиента в земной коре не является обычным явлением. Есть ряд высоких геотермальных ресурсов, которые имеют высокий геотермический градиент, но не



имеют водоносного горизонта. Есть несколько регионов с высоким геотермальным градиентом и водоносным горизонтом, и геотермальная скорость тепла, которая проходит через эти регионы, представляет собой очень небольшую долю глобальной скорости 44 ТВт, которая передаётся от ядра Земли к поверхности Земли и производится в основном от распада радиоактивных элементов в ядре планеты. Большинство стран ОЭСР используют высокотемпературные водные ресурсы. После использования этих ресурсов возникает необходимость в использовании и освоении ресурсов горячих сухих пород. Ресурсы горячих сухих горных пород являются самыми обильными ресурсами на планете.

#### **Использование горячего сухого тепла горных пород.**

Между магмой и земной поверхностью есть горная порода с высокой температурой, но, как правило, нет водоносного горизонта, который отводит тепло породы для использования этих геотермальных ресурсов. Например, в США есть множество мест, где температура горных пород на глубине 3 км превышает 175°C. Концепция использования внутренней температуры Земли в термодинамическом цикле очень стара (высокотемпературное тепло недр земли, и низкотемпературная резервуарная атмосфера могут быть объединены в термодинамическом цикле для производства электроэнергии. Ресурсы сухих горных пород многочисленны и не существуют на границах тектонических плит, но эти ресурсы могут генерировать достаточно энергии для удовлетворения потребностей в электроэнергии всего населения мира. Однако есть некоторые технологические проблемы, которые помешали реализовать этот тип технологии.

В мире существует множество нефтяных и газовых месторождений с непродуктивными скважинами (сухими и законсервированными). Эти месторождения сейчас не эксплуатируются, но геологические формации хорошо известны.

Текущее исследование направлено на то, чтобы путём использования обильных нефтяных и газовых скважин извлекать большое количество тепла из недр земли, и это тепло может генерировать электроэнергию для всего населения планеты. Земля является непосредственным источником тепла, поэтому тепловая энергия земли постоянна, а не периодически меняется, и её следует постоянно использовать для выработки электроэнергии. Большая часть тепловой энергии находится внутри земли, но не близко к водоносному горизонту, поэтому очень важно использовать эти ресурсы сухих горных пород. Эти геотермальные ресурсы распределены по земле и могут генерировать большую долю электроэнергии. Эта новая концепция двухтрубного теплообменника может извлекать большое количество энтальпии из горячих горных пород.

#### **Литература**

1. *Бытрицкий Г.Ф.* Основы энергетики: учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям 654500 «Электромеханика, электротехника и электротехнологии» и 650900 «Электроэнергетика» / Г.Ф. Бытрицкий. – 4-е изд., стер. – Москва: КноРус, 2013. – 350 с.: ил. – (Бакалавриат). – Библиогр.: 28 назв. Шифр РНБ: 2013-5/2709; У 31/Б-955.

2. Возобновляемые источники энергии: термины и определения / МГУ им. М. В. Ломоносова (геогр. факультет), НИЛ ВИЭ, Рос. гос. геологоразвед. ун-т имени Серго Орджоникидзе (МГРИ) ; [Андреев Т.И. и др.; под общ. ред. Рустамова Н. А.]. – Изд. 2-е, доп. – Москва: Франтера, 2019. – 142 с. – Библиогр.: с. 136-142. Шифр РНБ: С 2019-2/231.

3. *Денисов И.В.* Энергоменеджмент, энергоэффективность и «зелёные» технологии в строительстве и функционировании объектов недвижимости в России / И.В. Денисов, Е.С. Петренко, Л.И. Тогайбева // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Т. 10, № 4. – С. 1071-1084. – Электрон. копия доступна на сайте науч. электрон. б-ки eLibrary. URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=42900281> (дата обращения: 03.02.2023). – Доступ после регистрации.

4. *Мустафаев А.С.* Чистая энергия: учеб. пособие / А.С. Мустафаев, А.Ю. Грабовский. – Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. – 129 с.: ил., табл. – Библиогр.: с. 122-127. Шифр РНБ: 2017-3/13443.

## РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ

В.В. Андрияшин, В.А. Милютин

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»,  
НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»  
VAMilyutina@kpfu.ru

Во многих нефтегазодобывающих регионах России и Ближнего Зарубежья продукция скважин содержит большое количество асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). Отложение АСПВ в призабойной зоне пласта (ПЗП) сильно снижает продуктивность скважины. Борьба с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в ПЗП на сегодняшний день является весьма актуальной задачей для нефтегазодобывающих предприятий [1].

Метод термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС) на ПЗП применяется при эксплуатации добывающих скважин на месторождениях парафинистых и высокосмолистых нефтей. Прогрев призабойной зоны позволяет удалять органические отложения, что способствует снижению скин фактора, кроме того, снижается вязкость и увеличивается подвижность нефти, что также облегчает условия её фильтрации в скважину [2].

На сегодняшний день разработаны и применяются различные термогазохимические составы для обработки ПЗП. Наибольшей эффективностью в решении задач по очистке ПЗП от органических отложений обладают термохимические составы на основе бинарных смесей. Бинарные смеси (БС) – это водные растворы неорганических солей, в процессе реакции между которыми выделяется большое количество газа и тепла. Компонентами бинарной смеси чаще всего являются смеси азотсодержащих соединений, способных вступать в окислительно-восстановительную реакцию друг с другом. Идея метода ТГХВ с использованием БС сводится к созданию своего рода термохимического газогенератора, в процессе работы которого происходит химическая реакция с выделением большого количества газа и тепла. Оба этих фактора в совокупности создают благоприятные условия для очистки призабойной зоны от АСПО и повышения продуктивности скважины.

Следует отметить, что благодаря высокой скорости протекания реакции и большому количеству выделяемых горячих газов возникает эффект, способный привести к образованию микротрещин в породе. Таким образом метод ТГХВ может рассматриваться не только как способ очистки ПЗП от АСПО, но и как эффективный способ создания микротрещин в породе, способных облегчить фильтрацию нефти в скважину.

В работе кратко изложены результаты экспериментов по созданию новых эффективных бинарных составов отложенного действия, термопенокислотных композиций на основе БС и растворов органических кислот. С целью создания микротрещин в породе проведена оценка эффективности воздействия БС на модель низкопроницаемого керна.

На первом этапе данного исследования были изучены термобарические свойства реакций бинарных смесей, содержащих различное количество активных компонентов – нитрита натрия и нитрата аммония (рис. 1). Так, при содержании активных компонентов бинарной смеси 30% масс. пиковое значение температуры реакции составляло около 130°C при значении давления около 8 атмосфер. Увеличение содержания солей в бинарной смеси до общего значения 60% масс. позволяет добиться увеличения пикового значения температуры до 250°C, тогда как значение давления составляет выше 60 атм. Таким образом, регулируя количество нитрита натрия и нитрата аммония в составе бинарной смеси можно получать термогазохимические композиции с различными термобарическими свойствами.

Стоит отметить, что активация бинарных смесей на основе нитрита натрия и нитрата аммония с целью запуска химической реакции протекает при температуре около 60–70°C, в следствие чего, при более низких температурах, активация БС возможна только при добавлении специальных добавок – активаторов. Поиск новых активирующих добавок, позволяющих контролировать время начала реакции также, как и разработка новых методов применения бинарных смесей отложенного действия в настоящее время, являются актуальными задачами как для отечественных, так и для зарубежных учёных. Анализ литературных данных позволяет выделить три основных класса активирующих бинарную смесь добавок: альдегиды, органические и неорганические кислоты, соли некоторых переходных металлов.

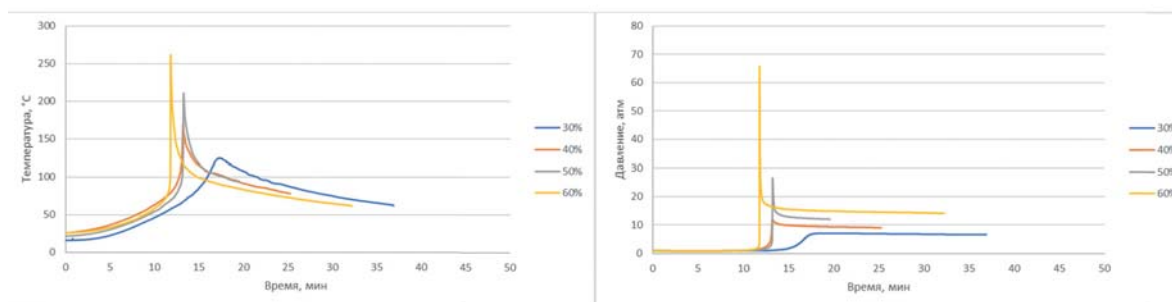


Рис. 1. Термические (слева) и барические (справа) параметры реакции БС различной концентрации.

В настоящей работе представлены результаты исследования бинарных смесей (60% масс), содержащих в своём составе различные типы активаторов. Так, на рис. 2 представлены термобарические характеристики реакции БС, содержащей в своём составе добавку на основе карбоновой кислоты «Активатор 1», и альдегида – «Активатор 2». Результаты испытаний позволяют утверждать, что использование добавки «Активатор 1» позволяет запустить реакцию бинарной смеси при начальной температуре 25°C примерно за 20 минут, тогда как добавка на основе альдегида «Активатор 2» запускает реакцию в тех же условиях в течение около 5 минут. Более интересных результатов позволяет добиться использование добавки на основе солей переходных металлов – «Активатор-3». Время активации реакции БС составило около 2 часов (рис. 3).

Стоит отметить высокие термобарические характеристики всех изученных реакций бинарных смесей с применением активаторов, однако наибольший интерес представляет «Активатор-3», позволивший достичь наибольшее время задержки реакции. Таким образом, разработанные бинарные составы отложенного действия на основе 60% масс БС могут быть применены для обработки низко проницаемых формаций с целью создания микротрещин в породе. С другой стороны, применение менее концентрированных бинарных смесей отложенного действия (30–40% масс) может быть использовано для более плавного нагрева обрабатываемого участка в процессе комплексных термохимических обработок, в том числе с использованием углеводородных растворителей.

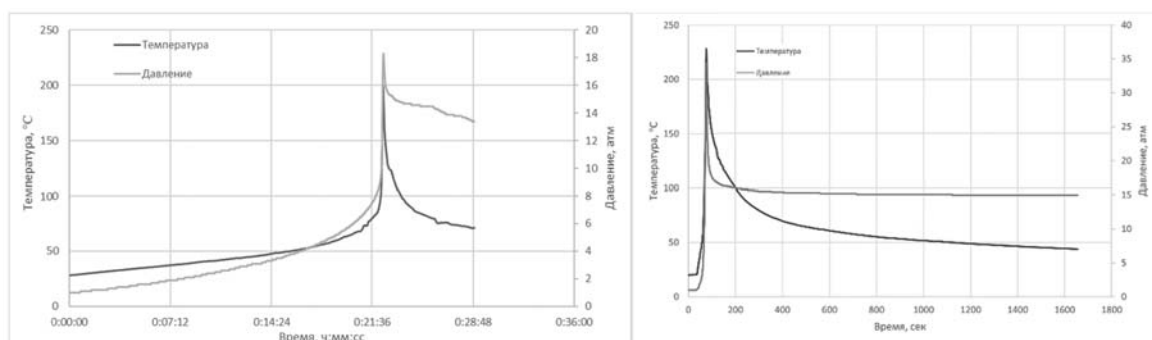


Рис. 2. Термобарические характеристики БС 60% концентрации по массе с добавкой «Активатор-1» (слева) и «Активатор-2» (справа).

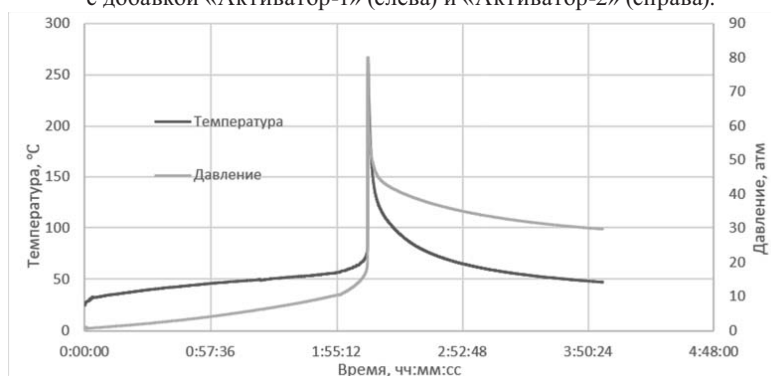


Рис. 3. Термобарические характеристики БС 60% концентрации по массе с добавкой «Активатор-3».

Поскольку изученные бинарные смеси являются своего рода химическим газогенератором, на следующем этапе данной работы была изучена возможность разработки термопенокислотной композиции для обработки призабойной зоны пласта. Самогенерирующиеся термопенокислотные составы представляют собой двухкомпонентную систему, включающую в себя газогенерирующий и кислотный составы. Смешение данных составов в процессе обработки производится на забое скважины путём одновременной подачи составов по разным каналам (ГНКТ+межтрубное пространство) и приводит к образованию горячей кислотной пены, обладающей хорошими моющими свойствами и высокой селективностью воздействия. В настоящей работе в качестве газогенерирующего состава была выбрана бинарная смесь, содержащая 60% масс эквимолярного количества нитрита натрия и нитрата аммония. В качестве кислотного состава была выбрана композиция на основе 20% уксусной кислоты и ПАВ-пенообразователя.

В процессе выполнения работы были изучены различные соотношения кислотного состава к газогенерирующему, а также протестирован широкий диапазон концентрации ПАВ. В ходе проведения экспериментов установлено, что наибольшее количество пены образуется при соотношении между кислотным и газогенерирующим растворами 1 к 3 и содержании ПАВ – 1%. Температура реакции составляет 78–80°C. Результаты испытаний представлены на рис. 4. Таким образом, предложен новый термопенокислотный состав на основе бинарной смеси, который может быть применён для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов.

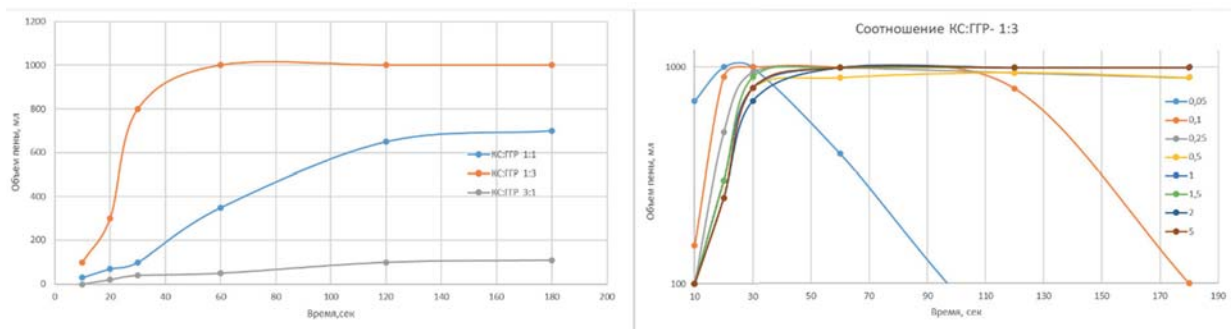


Рис. 4. Зависимость объёма генерируемой пены от времени для различных соотношений составов 1:1, 1:3, 3:1 (слева), зависимость объёма пены от времени при соотношении составов 1:3 при различной концентрации ПАВ (справа).

Далее, с целью оценки эффективности воздействия бинарных составов отложенного действия на модель низкопроницаемого зерна были проведены эксперименты по изучению давления разрыва породы. Эксперименты проводились на лабораторной геомеханической установке (рис. 5 – слева). Тестировались искусственные керны (сцементированный мелкозернистый песок) и натуральные керны (карбонаты, аргиллиты).

Первоначально фиксировалось давление разрыва породы, путём нагнетания масла ГРП в керн. Во втором опыте в отверстие помещалась бинарная смесь отложенного действия («Активатор-2»), после чего регистрировался рост давления, вследствие протекания реакции, до момента разрыва. Полученные данные сравнивались, формы и размеры образованных трещин фиксировались посредством метода 3D томографии.

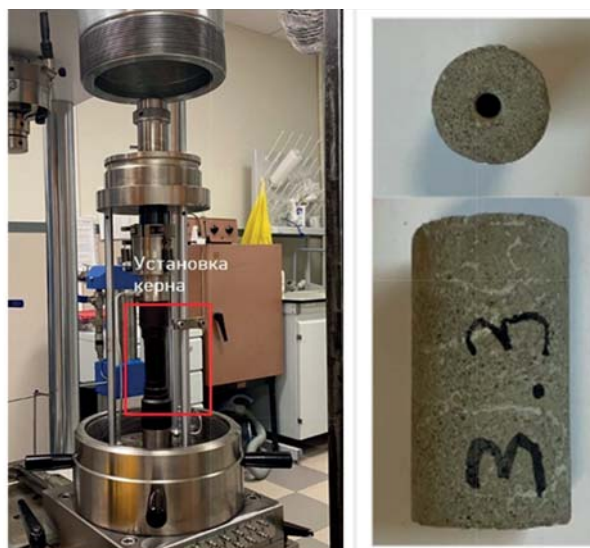


Рис. 5. Лабораторная геомеханическая установка (слева), образец искусственного зерна (справа).

Таким образом, было установлено, что давление разрыва искусственного образца зерна БС ниже давления разрыва маслом ГРП примерно на 60%. При этом среднее давление разрыва БС составило 8,2 атмосферы, среднее давление разрыва маслом ГРП составило 22,1 атмосферы. Усреднённые данные представлены по результатам 5 идентичных тестов БС и 5 идентичных тестов методом стандартного ГРП (маслом). Фото образцов зерна до и после экспериментов представлены на рис. 6.



Рис. 6. Фото искусственных образцов зерна до и после экспериментов: разрыв маслом ГРП (слева), разрыв БС (справа).

Было установлено, что давление разрыва образца аргиллита бинарной смесью отложенного действия ниже давления разрыва маслом ГРП примерно на 57%. Так среднее давление разрыва БС составило 13,5 атмосфер, среднее давление разрыва маслом ГРП составило 32 атмосферы. Данные представлены по результатам одного теста БС и одного теста методом стандартного ГРП (маслом). Фото образцов керн до и после эксперимента представлены на рис. 7.



Рис. 7. Фото образцов керн (аргиллит) до и после экспериментов: разрыв маслом ГРП (слева), разрыв БС (справа).

Кроме того, было установлено, что давление разрыва натурального образца керн (карбонат) БС составило 30 атмосфер. Сравнение с методом стандартного ГРП (маслом) в данном случае не проводилось. Результат 3D томографии керн после эксперимента представлен на рис. 8.

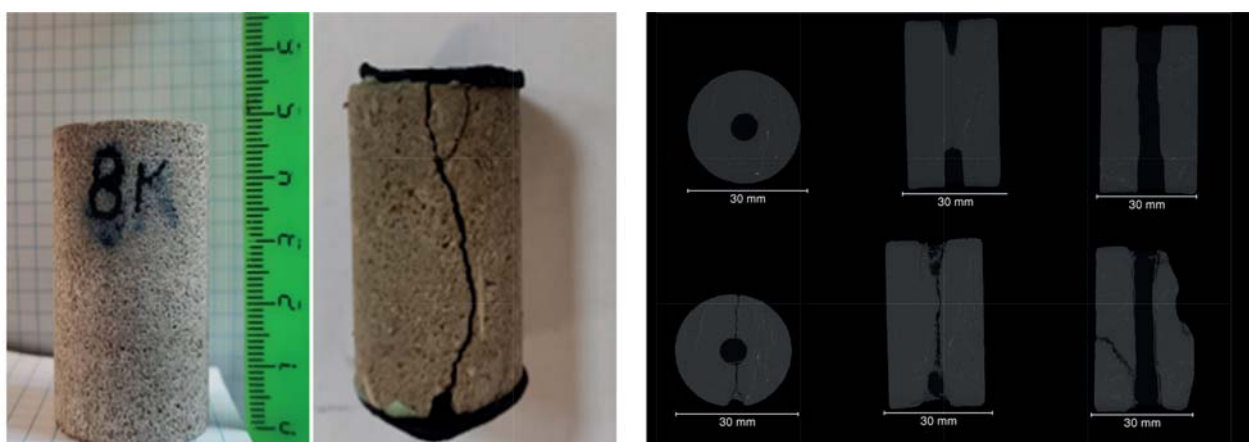


Рис. 8. Фото образцов керн (карбонат) до и после воздействия БС (слева), результат 3D томографии керн после эксперимента (справа).

Таким образом, в результате проведенных лабораторных экспериментов определены оптимальные концентрации активных компонентов – нитрита натрия и нитрата аммония в составе бинарной смеси, подобраны активирующие добавки и их рабочие концентрации для бинарных смесей отложенного действия с регулируемым временем начала реакции от 5 минут до 2 часов. Предложена технология применения бинарной смеси для проведения термопенокислотной обработки. С целью создания микротрещин в породе, изучено воздействие реагирующих бинарных смесей отложенного действия на модель низкопроницаемого керн.

#### Литература

1. Аглиуллин М.М. Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин / М.М.Аглиуллин, В.М.Абдуллин, М.М.Абдуллин, С.А.Курмаев // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 2. – С 7–13.
2. Еникеев М.Д. Методы и технологии испытания и воздействия на ПЗП / М.Д.Еникеев, Р.С.Латыпов, Ф.Х.Камалов // НТВ «Каротажник». – 2000. – № 66. – С. 1–19.

## ГЕОЛОГ-ТЕКТОНИСТ, УЧЕНЫЙ И ПРАКТИК – К 90 ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ Р.Н. ВАЛЕЕВА

**В.А. Антонов, Я.Г. Аухатов**

*Общество с ограниченной ответственностью «Центр совершенствования методов  
разработки нефтяных месторождений»  
yan-89178823520@yandex.ru*

В 2023 году исполняется 90 лет со дня рождения известного геолога-тектониста – представителя Казанской геологической школы, доктора геолого-минералогических наук Валеева Радика Назыховича (15.09.1933–21.03.1979). Свою трудовую деятельность Р.Н. Валеев начал геологом нефтепромыслового управления «Альметьевнефть». В 1957–1959 гг. – геолог геологического отдела Татсовнархоза. С 1959 по 1962 гг. – аспирант, затем м.н.с. кафедры геологии нефти и газа Казанского государственного университета. С 1963 г. по 1979 г. работал в Геологическом институте КФАН СССР (с.н.с., с 1975 г. зав. сектором тектоники). В 1972 г. Геологический институт переименован во Всесоюзный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных ископаемых (ВНИИ-геолнеруд). В 1963 г. в Саратовском университете защитил кандидатскую диссертацию на тему «Тектоника Вятско-Камского междуречья». В 1974 г. во ВНИГРИ защитил докторскую диссертацию на тему «Авлакогены востока Русской платформы».



Основные труды по тектонике, закономерностям размещения месторождений нефти и газа, нерудных полезных ископаемых. Несмотря на короткую жизнь (45 лет), им опубликовано порядка 60 работ, из них три монографии [1, 3, 4].

В работе «Тектоника Вятско-Камского междуречья» разработана оригинальная тектоническая схема Вятско-Камского междуречья, обусловленная системой крупных глубинных разломов. Обоснована закономерность формирования систем разломов и связанных с ними структур во времени, установлена синхронная связь развития сводов с примыкающими авлакогенами, выделены типы разломов в Волго-Камском районе, показана зональная закономерность размещения нефтяных месторождений Урало-Поволжья в зависимости от типа и возраста структур. Проведено районирование территории по перспективам нефтеносности, выделены наиболее перспективные участки [1].

В работе «Тектонические критерии поисков месторождений нерудного минерального сырья Русской платформы (горно-химическое сырье)» приведён комплекс поисковых критериев по калийным солям, боратам, самородной сере и флюориту с использованием новых методических приёмов, основанных на комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов. Подробно рассмотрены закономерности пространственного размещения горно-химического сырья в связи с геотектоническими и структурными элементами платформы, разломами и зонами повышенной трещиноватости. Показаны возможности использования корреляционно-статистических методов анализа геофизических, геологических и геоморфологических объектов в прогнозных и поисковых исследованиях [2].

Р.Н. Валеев принимал самое активное участие в разработке основ минерагенического анализа платформенных и складчатых областей (на примере нерудных полезных ископаемых), создании «Минерагенической карты СССР. Фосфатное сырье. М-б 1:2500000» (Гл. ред. А.С. Зверев, 1984), явившейся фундаментом для разработки долгосрочной программы ГРП на фосфатное сырье [5], крупно- и среднемасштабных карт на поиски нерудных полезных ископаемых Русской платформы. «Минерагеническая карта СССР. Фосфатное сырье» была продемонстрирована на Всемирном геологическом конгрессе в г. Москве (1984 г.), где получила высокую оценку как крупное достижение советских геологов.

Р.Н. Валеев является автором схемы глубинных разломов Восточно-Европейской платформы для карты глубинных разломов СССР, составленный под руководством ГИН и ВНИИ геофизика. Участвовал в разработке проектов и планов нефтепоисковых работ на территории республик Татарстан, Удмуртия, Кировской области.

В монографии «Авлакогены Восточно-Европейской платформы» впервые дано систематическое описание авлакогенов Восточно-Европейской платформы. Рассмотрены строение, история формирования и стадийность развития авлакогенов, подчеркнута роль блоковой тектоники и возможное участие горизонтальной тектонической составляющей в их образовании. Выполнен сравнительный анализ авлакогенов и рифтов, предложена единая динамическая глубинная модель рифтовой структуры. Рассматриваются закономерности размещения полезных ископаемых (нефть и газ, калийные соли, бораты, самородная сера, флюорит и др.), определена минерагеническая специализация авлакогенов и крупных секторов платформы в сопоставлении с молодыми областями тектонической активизации и рифтогенеза. Намечены поисковые признаки и критерии прогнозной оценки территории Восточно-Европейской платформы на группу полезных ископаемых [3].

Монография «Тектоника и минерагения рифей и фанерозоя Восточно-Европейской платформы» [4], вышла 1981 году под редакцией чл.-кор. АН СССР В.Е. Хаина. В предисловии В.Е. Хаин отмечает: «Настоящая книга выходит в свет при несколько необычных обстоятельствах – её автор, молодой и талантливый геолог – Радик Назыхович Валеев скоропостижно скончался. Остались нерешенными вопросы, возникшие при ознакомлении с рукописью. Прежде всего, они касаются понимания термина «минерагения». В отличие от термина «металлогения» Р.Н. Валеев понимает его как учение о нерудных полезных ископаемых, между тем как, по мнению В.Е. Хаина, это

учение о полезных ископаемых вообще, включающее и металлогению». Другие замечания касаются названия ранней стадии развития платформ («активизационный») и понимания автором резонансных структур. Далее редактор отмечает: «...эти и более мелкие упущения не могут влиять на основное содержание книги. В ней даётся очень интересная, динамичная трактовка структуры и истории Восточно-Европейской платформы, ярко показана связь её развития с развитием, во многом синхронным смежным геосинклиналям, и на этом фоне анализируется распределение осадочных и магматических формаций и приуроченность к ним нерудных полезных ископаемых».

Следует отметить, что в своё время В.Е. Хаин приглашал Р.Н. Валеева читать лекции на геологическом факультете Московского государственного университета, но это предложение осталось нереализованным.

В монографии рассматривается тектоническое строение платформы, дано её тектоническое районирование, выделены генетические типы структур, показана роль глубинных разломов в формировании этих структур, определены их кинематические типы. Рассмотрены методологические основы структурно-формационного анализа платформенных областей, приведена классификация платформенных формаций.

Обсуждена проблема размещения парагенных комплексов полезных ископаемых эндогенного и экзогенного происхождения в связи с типами тектонических структур, глубинными разломами, продуктивными формациями и общей направленностью развития земной коры платформенных областей.

Отдельной главой представлены тектонические основы прогнозной оценки фосфоритности территории СССР. Выделено несколько эпох формирования крупных фосфоритных бассейнов, содержащих основные промышленные запасы. Эти эпохи были сгруппированы в два глобальных этапа фосфоритонакопления: 1) поздне-рифейско-раннекаледонский (поздний рифей, венд, кембрий и ордовик); 2) киммерийско-альпийский (поздняя юра-ранний мел, поздний мел, палеоген и неоген). Каждому из этих этапов соответствует этап развития континентальных плит: ранний рифей-венд – распад панплатформы Пангеи с заложением позднедокембрийско-каледонской мировой системы океанов; триас-ранний мел – распад Гондваны отчленение Африканской плиты от Европейской с заложением современной мировой системы океанов.

С этапами и стадиями распада плит сопряжены циклы и фазы интенсивного магматизма траппового на континентах и толеит-базальтового магматизма в океанах. Наземное корообразование и подводное разложение магматических пород играли роль крупнейшего источника фосфора и поддерживают высокий уровень его резерва в океанских водах соответствующих эпох, что является необходимым условием формирования крупнейших концентраций осадочных фосфатов. При этом, в каждой эпохе, в зависимости от тектонических и литолого-палеогеографических условий, формируются разные типы фосфоритов (микрозернистые, зернистые, желваковые и др.).

В формационных рядах, обусловленных тектоническими обстановками, существуют малые формационные ряды, отражающие стадийные обстановки осадконакопления (фосфоритового рудонакопления): эмерсивная, метационная, трансгрессивная.

Кроме того, в монографии представлена глава «Новая глобальная тектоника и рудообразование апатита», в которой представлены различные аспекты образования месторождений апатита, в связи с концепцией новой глобальной тектоники в металлогении с корректировкой и выявлением новых, ранее не известных закономерностей размещения полезных ископаемых. Показаны основные направления глобального и регионального металлогенического анализа в прогнозировании фосфатного сырья.

Следует отметить ряд статей, написанных в соавторстве с В.А. Лобовым, посвященных детальному рассмотрению тектонического строения территории Татарстана.

На основе анализа условий соответствия структурных планов с учётом истории формирования локальных поднятий, их положения в системе структур II и I порядка проведена генетическая классификация с выделением девяти типов локальных структур. По результатам тектонического районирования по типам локальных структур предложена методика поисково-разведочных работ на нефть, разработаны и переданы производственным организациям рекомендации, учитывающие тектонические особенности кристаллического фундамента и терригенных толщ девона и нижнего карбона.

Подобная работа проведена и для территории Удмуртии.

Ограниченный объём статьи не позволяет раскрыть всю полноту, масштабность и оригинальность идей Р.Н. Валеева. Труды Радика Назыховича Валеева положены в основу такого научного направления, как минерогения. В настоящее время это направление развивается в работах многих исследователей как в России, так и за её пределами.

По мнению коллег, работавших и общавшихся с Р.Н. Валеевым в течение ряда лет, поражала его широкая эрудиция в различных областях геологии и смежных науках. Глубина видения проблемы в её деталях, пути решения многих вопросов, могли заинтересовать любого мыслящего геолога. Вполне понятен был интерес многих специалистов к его идеям. Впоследствии многие из них защитили диссертации и стали классными специалистами, с гордостью считая себя учениками Валеева Радика Назыховича.

Общение с ним всегда было очень познавательным не только в производственной сфере, но и в области литературы, искусства, спорта, политики. По прошествии более сорока лет как его нет среди нас, в памяти остаются только самые яркие впечатления о нём – действительно большом учёном и многогранной личности. Память о нём сохранена в его капитальных трудах, которые могут служить настольными книгами для геологов многих поколений.

## Литература

1. *Валеев Р.Н.* Тектоника Вятско-Камского междуречья. – М.: «Недра». – 1968. – 116 с.
2. *Валеев Р.Н.* Тектонические критерии поисков месторождений нерудного минерального сырья Русской платформы. – М.: ВИЭМС. – 1973. – 58 с.
3. *Валеев Р.Н.* Авлакогены Восточно-Европейской платформы. – М.: «Недра». – 1978. – 152 с.
4. *Валеев Р.Н.* Тектоника и минерагения рифея и фанерозоя Восточно-Европейской платформы. – М.: «Недра». – 1981. – 215 с.
5. Минерагеническая карта СССР. Фосфатное сырье. М-б 1:2500000» (Гл. ред. А.С.Зверев), Ленинград, МГ СССР, ВСЕГЕИ. – 1984.

### **К ВОПРОСУ О ПОСТАНОВКЕ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОГО БУРЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ № 20, 20А, 24 ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ С ПОПУТНЫМИ ПОИСКАМИ БЛАГОРОДНОМЕТАЛЬНО-МЕДНЫХ РУД УРОЧИЩА «АКТАШСКАЯ ГОРА»**

**Р.Р. Афлятунов<sup>1</sup>, А.П. Бачков<sup>1</sup>, С.Е. Войтович<sup>2</sup>, А.З. Ахметшин<sup>2</sup>, К.А. Сухов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск,

<sup>2</sup> Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,  
г. Казань, ahmetshinaz@tatneft.ru

Признание сверхвязкой нефти (СВН) в качестве ближайшего резерва энергетического сырья в Российской Федерации предусматривает планомерное наращивание сырьевой базы этого вида УВ, подготовленной к промышленному освоению и ввод залежей в разработку. В соответствии с последней оценкой [Цишейко, 2019ф] ТСР СВН пермского разреза Республики Татарстан оцениваются в 1,9 млрд т, подавляющая часть из которых сосредоточена на лицензионных участках недр ПАО «Татнефть». Первоочередными объектами разработки СВН являются залежи в терригенных коллекторах шешминского горизонта с извлекаемыми ТСР около 205 млн т, 75 млн т из которых к настоящему времени относятся к категории перспективных ресурсов. То есть их перевод в категорию промышленных запасов требует выполнения определённых объёмов ГРП.

В 2010–2011 гг. в юго-западной части Южно-Татарского свода ПАО «Татнефть» были выполнены работы, целью которых являлось выделение перспективных участков, приуроченных к терригенным коллекторам шешминского горизонта с использованием геолого-геофизических данных по ранее пробуренным в этом районе структурным, нефтепоисковым и эксплуатационным скважинам.

Использование материалов эксплуатационных скважин позволило достичь сравнительно равномерной сети размещения информативных скважин с расстоянием между ними 200–1000 м. Разбуренность района работ с учётом всего фонда скважин составила около 0,5 км<sup>2</sup>/скв, что близко к показателю плотности скважин в центральной части Ашальчинской нефтебитумоносной зоны, изученной структурным бурением с попутной оценкой нефтеносности отложений пермской системы.

Для Ашальчинской нефтебитумоносной зоны установлена приуроченность залежей СВН промышленного масштаба к структурным грядам северо-западного простирания по кровле шешминского горизонта. Гряды слагаются песчаными телами повышенной мощности (более 10–15 м) седиментационного генезиса. Всего на исследуемой территории было выделено 69 нефтеперспективных объектов на выявление залежей СВН в шешминских отложениях. В 2013 г. и 2018 г. на 16 из них были осуществлены поисково-оценочные работы. Практически по всем опосредованным объектам были вскрыты нефтепроявления, приуроченные к отложениям песчаной пачки шешминского горизонта. На нефтеперспективных объектах №№ 40, 51, 54, 56, 119, 131, расположенных в центральной и южной частях Ново-Елховского месторождения были вскрыты продуктивные пласты мощностью более 3 м.

Восточная часть Ашальчинской нефтебитумоносной зоны пространственно совмещается с фрагментом Закамской металлогенической зоны Вятско-Камской рудоносной полосы (рис. 1).

Залежи медных руд в рассматриваемом регионе были выявлены по их коренным выходам на склонах холмов. История разработки медных руд на современной территории Республики Татарстан охватывает период с древних времен («чудские копи») по 80-е годы XIX столетия и освещена в многочисленных публикациях и фондовых отчётах. Добыча медных руд осуществлялась без надлежащей разведки залежей преимущественно подземным способом с использованием штолен и неглубоких шахт. Соперничество между заводчиками, в совокупности с дешёвым трудом крепостных крестьян, обусловили бессистемную и хищническую разработку залежей [Гуныко, 2009]. Количество рудников, поставляющих руду на 18 медеплавильных заводов, составляло порядка 600–700 [Миропольский, 1936ф]. В силу ряда объективных причин, во второй половине XIX века производство меди в регионе становится нерентабельным, следствием чего являются прекращение функционирования всех рудников и закрытие медеплавильных заводов.

Возникновение вопроса о возможности возрождения меднорудной промышленности на востоке Татарстана датируется началом XX века. Был выполнен огромный объём тематических исследований, посвященных истории



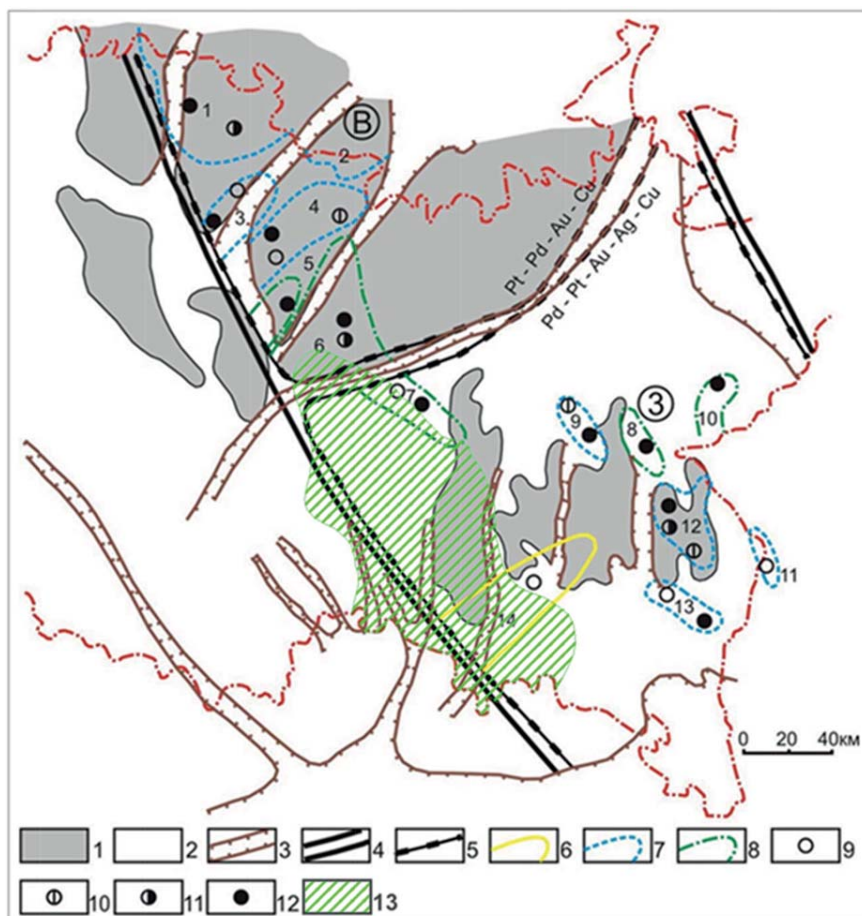


Рис. 1. Прогнозно-металлогеническая схема Вятско-Камской полосы [Геология твёрдых полезных ископаемых, 1999].

1–3 – структурно-вещественные элементы: 1 – выступы дорифейского фундамента, 2 – склоны выступов (зоны краевых дислокаций), 3 – рифейские авлакогены и среднепалеозойские прогибы; 4–12 – металлогенические и прогнозные элементы: 4 – Вятско-Камская рудносная полоса, 5 – металлогенические зоны и их специализация: ⓑ – Вятская, ⓓ – Закамская; 6–8 – рудные поля: 6 – монометалльные платиноидные (14 – Кудашевское); 7 – полиметалльные: благороднометалльно-медные (1 – Кукморское, 2 – Вятское, 3 – Ныртинское, 4 – Ишкеевское, 9 – Сармановское, 11 – Чеканское, 12 – Чатыр-Таусское, 13 – Ютазинское); 8 – предполагаемые полиметалльные (5 – Шумбутское, 6 – Омарское, 7 – Федоровское, 8 – Рантамаское, 10 – Островское); 9–12 – прогнозируемые месторождения: 9 – монометалльных руд: медных, благороднометалльных, 10–12 – полиметалльных руд: 10 – серебряно-медных; 11 – золото-платиноидно-медных; 12 – благороднометалльно-медных; 13 – Ашалчинская нефтянитоносная зона уфимского яруса.

освоения медных руд, геологии, минералогии, геохимии, технологии переработки под руководством Залкинда Г.М., Тихвинской И.Е., Ноинского М.Э., Аносова М.А., Соболева В.Г., Штукенберга А.А., Миропольского Л.М., Изотова В.Г., Игнатъева В.И., Глебышева С.Г. и др.

В период с начала 70-х годов до конца XX столетия на разных участках Волжско-Камской рудоносной полосы подразделениями Средне-Волжского геологического управления, ТГРУ ОАО «Татнефть» с участием сотрудников КГУ были выполнены поисковые работы на медное оруденение и геолого-съёмочные работы масштаба 1:50000 с общими поисками полезных ископаемых. Результаты геологоразведочных работ и исследований позволяют констатировать достаточно высокую степень изученности геологического строения Волжско-Камской рудоносной полосы.

Известные на площади Вятско-Камской полосы меденосные образования относятся к стратиморфной формации осадочного генетического типа. Пространственное размещение медепроявлений в регионе крайне неравномерно и контролируется главным образом стратиграфическим, литолого-фациальным и структурно-тектоническим (палеоструктурным) факторами [Гензе, 2000ф].

Всего в пределах Вятско-Камской рудоносной полосы выделено более 80 меденосных зон, приуроченных к его различным стратиграфическим горизонтам. Зоны медной минерализации вытягиваются вдоль древней береговой линии казанского моря преимущественно в северо-западном направлении, отделяясь друг от друга участками, практически не несущими медное оруденение. Наиболее перспективные зоны приурочены к участкам сочленения депрессий с валобразными брахиантиклинальными структурами.

Медное оруденение в Татарстане локализуется преимущественно в отложениях уфимского и казанского ярусов. Для Закамской металлогенической зоны один из максимумов их распределения приходится на шешминский горизонт и байтуганскую толщи, второй – на приказанскую и печишинскую толщи верхнеказанского подъяруса [Хисамов, 2006].

Оруденение в шешминском горизонте приурочено к единому выдержанному по простиранию меденосному горизонту, залегающему на красноцветных породах уфимского яруса. При этом оно распространено по всей ширине зоны пестроцветных пород и локализуется в виде меденосных зон преимущественно в пределах крыльев поднятий III порядка и в депрессионных структурах. Рудная минерализация представлена как первичными (сингенетическими) минералами меди (халькозином, борнитом, халькопиритом), так и в значительной степени вторичными (эпигенетическими) – малахит, азурит, хризоколла, куприт.

Для стратиграфических подразделений казанского яруса характерна многоярусность меденосных зон, располагающихся кулисообразно друг над другом. В горизонтах верхнеказанского подъяруса зоны с аномальными концентрациями металлов тяготеют к осадкам фаций прибрежных частей моря. Одновременно для стратиграфических подразделений подъяруса характерны проявления меднорудных тел преимущественно линейного типа, приуроченных к осадкам озёрных, старичных и русловых образований. Медное оруденение в этих отложениях представлено карбонатно-окисным и карбонатно-окисно-сульфидными типами.

В большинстве случаев медепроявления Вятско-Камской рудоносной полосы являются комплексными благороднометалльно-медными, содержащими в промышленных концентрациях помимо меди – серебро, золото, платину, палладий и др.

Обобщение материалов проведённых ГРП позволило смоделировать геологическое строение прогнозируемых месторождений Волжско-Камской рудоносной зоны [Геология твердых полезных ископаемых, 1999].

К отложениям верхних горизонтов (уржумская, морквашинская и верхнеуслонская толщи) приурочены мелкие рудные тела сульфидно-окисно-карбонатного типа площадью от нескольких тысяч м<sup>2</sup> до нескольких км<sup>2</sup>, группирующихся в рудоносные горизонты в несколько десятков км<sup>2</sup>. В отложениях печещинской, приказанской, барбашинской и камышлинской толщ доминируют многоярусные группы рудных тел окисно-карбонатно-сульфидного типа площадью в несколько км<sup>2</sup> и в единичных случаях нескольких десятков км<sup>2</sup>. В базальном горизонте (байтуганская толща и шешминский горизонт) локализуются наиболее крупные тела сульфидного типа площадью в десятки км<sup>2</sup> и многоярусные группы более мелких тел окисно-карбонатно-сульфидного типа.

Качественный состав руд месторождений определяют убогие и бедные руды при незначительном развитии мелких тел богатых руд.

Протяжённость рудных тел изменяется от первых десятков метров до первых километров, достигая в отдельных случаях 10 км (Ютазинское рудное поле). Мощность рудных тел варьирует в пределах от 0,05 до 5 м с преобладающими значениями в интервале от 0,1 до 0,5 м.

Металльная специализация руд может быть различной – от моно- до полиметалльной.

По данным ЦНИИгеолнеруда ресурсы меди и сопровождающих её металлов Вятско-Камской рудоносной полосы составляют 1542 тыс.т [Хисамов, 2006].

Несмотря на сравнительно значительную величину оценённых ресурсов, подготовка их с целью ввода в промышленное освоение в настоящее время считается большинством специалистов нецелесообразной. Основными причинами этого являются достаточно низкое содержание полезных компонентов в рудах и крайне неравномерное их распределение как в разрезе, так и по латерали с образованием сравнительно небольших рудных тел. Одновременно отмечается, что привлекательность ресурсов Вятско-Камской рудной полосы значительно возросла после установления их комплексной полиметалльной специализации. Также следует учитывать, что в силу объективных причин высока вероятность невыработанности потенциальных рудных тел, залегающих в области водоразделов и сравнительно богатых руд в нижних толщах казанского яруса и кровле уфимского яруса. В качестве аргумента в подтверждение этого следует учесть свидетельства жителей д. Кичуево о том, что разработка меди была остановлена после отмены крепостного права. «Рабочие-крепостные оставили работу, побросали в забоях инструмент и ушли. Медная руда будто-бы выработана не была» [Веришко-Будде, 1931].

Учитывая последнее, представляется целесообразным выполнить опробование отложений пермского разреза на благороднометалльно-медное оруденение в рекомендованных к бурению поисково-оценочных скважинах на нефтеперспективных объектах №№ 20, 20а, 24 шешминского горизонта Ново-Елховского месторождения нефти и прилегающем участке урочища «Акташская гора».

Урочище «Акташская гора» – всхолмье с абсолютными отметками до 270 м, ограниченное с юга р. Кичуй, расположенное в Альметьевском муниципальном районе. Отложения, слагающие структуру, представлены субгоризонтально залегающими пластами осадочных пород казанского (P<sub>2</sub>kz) и уржумского (P<sub>2</sub>ur) ярусов пермской системы. Медные рудопроявления, выявленные по коренным выходам на склонах холма, приурочены к песчанкам, песчано-мергелистым глинам, известнякам и доломитовым известнякам верхнеказанского подъяруса (P<sub>2</sub>kz<sub>2</sub>) и нижней части уржумского яруса (P<sub>2</sub>ur). Рудная минерализация представлена конкреционными и секреторными выделениями малахита, азурита, хризоколлы, халькозина, реже куприта с пиритом, гидрогетитом и кальцитом [Миропольский, 1936ф]. Руды урочища являлись, вероятно, сырьевой базой для Богословского медеплавильного завода, которые использовались со времени начала его функционирования в 1759 г. Богословский завод распола-

гался в 1,5 км от рудников урочища «Акташская гора» близ современного с. Нагорное. В начале XIX века завод располагал 6 действующими, 9 недействующими, 11 выработанными рудниками и 152 приисками, расположенными в 20–350 верстах от завода. На Богословском заводе за 103 года его функционирования было выплавлено около 600 т чистой меди [по материалам <http://kop16.ru/forum/viewtopic.php?p=4617>].

В процессе исследований «Акташской горы» были условно выделены Северо-Западная и Юго-Восточная группы рудников [Гуныко, 2009] (рис. 2).

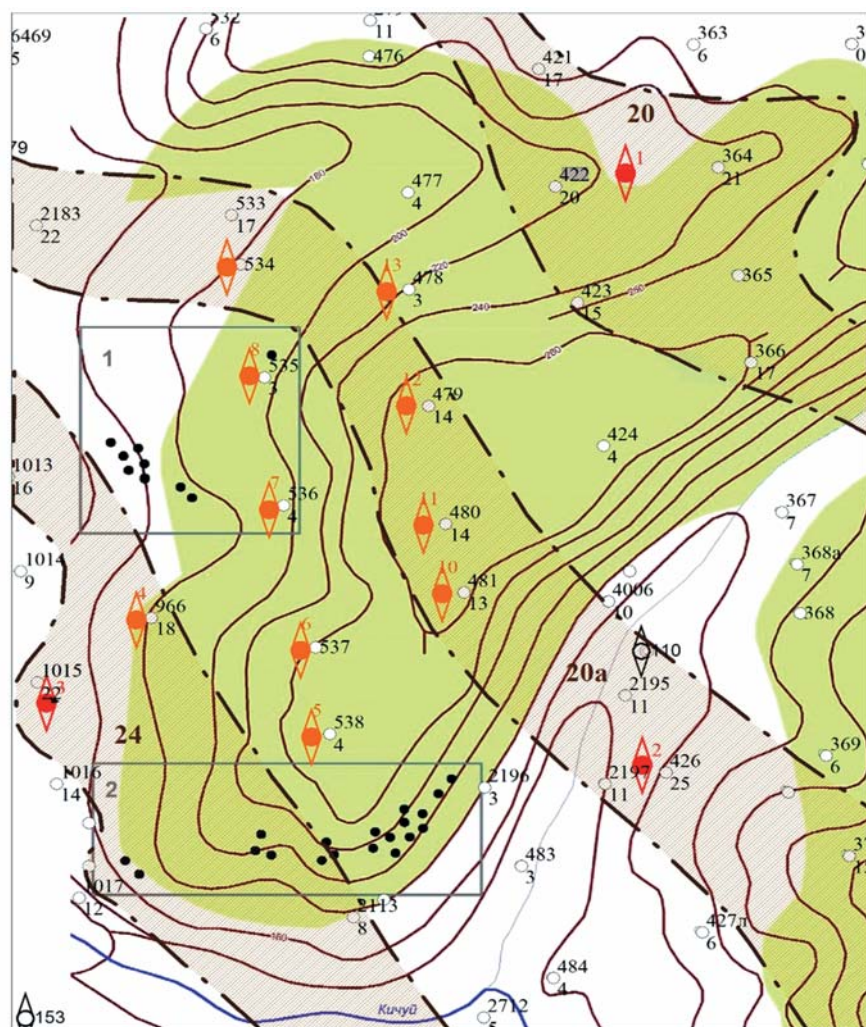
Северо-Западная группа рудников расположена в пределах лесного массива на высотах 165–180 м. Одна шахта была пройдена отдельно от основной группы рудников на высоте 215 м. Группа рудников включает в себя 6 законсервированных шахт и 11 точильных рвов, 5 из которых оканчиваются входами в штольни. Местоположение шахтных стволов идентифицируется по отвалам вокруг них высотой до 2 м и суффозионным воронкам глубиной до 4 м. Отвалы вскрышных и рудовмещающих пород сконцентрированы по бортам рвов и склонах холма.

Юго-Восточная группа рудников находится на абсолютных отметках 175–220 м и представляет собой сложный геоморфологический комплекс. В пределах участка выявлено 59 шахтных стволов, 9 из которых открытые, и 20 точильных рвов с 5 открытыми входами в штольни.

По имеющимся данным [Разумовский, 1929] содержание меди в рудах района д. Кичуевская (Кичуй) составляло 6–7%. По данным химического анализа содержание  $\text{CuO}$  в пробе, отобранной в верховьях р. Кичуй из мергелей уржумского яруса составило 7,41%, а данным 5 проб из песчаников верхнеказанского подъяруса изменялось в пределах от 2,43 до 12,3% [Верешко-Будде, 1931].

Суммарная протяжённость исследованных 11 рудников урочища «Акташская гора» составляет 320 м и включает по данным Гуныко А.А. незначительную часть от их фактического количества. Отсутствие признаков проходки вентиляционных шахт в центральной части массива свидетельствует, по нашему мнению, об отсутствии добычных работ подземными горными выработками в этой его части.

Поисково-оценочные скважины №№ 1, 2, 3 на нефтеперспективных участках №№ 20, 20 а, 24 предполагается заложить на участках наибольших вскрытых толщин отложений песчаной пачки с углубкой в подстилающие их отложения песчано-глинистой пачки на 5 м (рис. 2).



- нефтеперспективные объекты шешминского горизонта
- медные рудники: 1 - Северо-Западная группа, 2 - Юго-Восточная группа;
- глубокие нефтепоисковые скважины
- эксплуатационные нефтяные скважины
- номер скважины
- мощность отложений P2bgl, м
- рекомендуемая поисково-оценочная скважина на СВН
- рекомендуемая поисково-оценочная скважина на благороднометалльно-медные руды

Рис. 2. Обзорная карта урочища «Акташская гора» и нефтеперспективных объектов №№ 20, 20а, 24 шешминского горизонта Ново-Елховского месторождения нефти.

Поисково-оценочные скважины №№ 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 проектируются в гипсометрически наиболее приподнятой центральной зоне юго-западной части урочища «Акташская гора», предположительно не затронутой добычными горными выработками медных руд. Глубина скважин предусматривает вскрытие всех перспективных на благороднометалльно-медное оруденение горизонтов пермского разреза со вскрытием ими отложений песчаной пачкина 5 м. С учётом залесенности рассматриваемого участка, бурение поисково-оценочных скважин предполагается с привязкой их с существующим площадкам эксплуатационных скважин Ново-Елховского месторождения нефти. В этом случае сеть проектируемых скважин составит в среднем 530 x 655 м.

Отбор керна во всех поисково-оценочных скважинах предусматривается в интервале от нижних слоёв уржумского яруса ( $P_2^{ur}$ ) до забоя скважин. Это позволит охватить поисковыми исследованиями как ранее выявленные меденосные интервалы верхнеказанского подъяруса и уржумского яруса, так и перспективные на благороднометалльно-медное оруденение отложения нижнеказанского подъяруса и песчаной пачки шешминского горизонта. Перспективность последних подтверждается описанием рудопроявления в виде «желваковых стяжений и тонкой вкрапленности окисленных сульфидов» в обнажении у северной окраины с. Шугурово [Геологические памятники, 2007].

В 10–20 км к юго-востоку от урочища «Акташская гора» скважинами №№ 9 и 13 Миннибаевской структурной площади были вскрыты рудопроявления, представленные «многочисленными включениями малахита» в органогенных известняках верхней пачки байтуганской толщи ( $P_2^{bt_2}$ ). Мощность меденосных отложений составляет соответственно 1,0 м и 3,65 м [Анисимова, 1950].

Из опыта предшествующих геологоразведочных работ в регионе известно, что тонкораспыленная сульфидная минерализация визуально слабо диагностируется. В этой связи основой качественной и количественной оценки благороднометалльной и медной минерализаций пермских отложений явятся лабораторные исследования керна различными методами (спектральный, атомно-эмиссионный, атомно-абсорбционный, инверсионной вольтамперометрии и др.).

Выполнение обозначенных работ позволит при проведении поисковых работ, направленных на выявление залежей СВН в отложениях пермского разреза, попутно оценить перспективы урочища «Акташская гора» на выявление промышленных залежей медных руд с сопутствующей благороднометалльной минерализацией.

## Литература

### Опубликованная

1. Геологические памятники природы Республики Татарстан /под ред. И.А. Ларочкиной; науч. ред. В.В. Силантьев. – Казань: Акварель–Арт, 2007. – 296 с.
2. Геология твёрдых полезных ископаемых Республики Татарстан / под ред. Ф.М. Хайретдинова, Н.Б. Валитова. Госгеолком РТ, ТО МАМР, ЦНИИГеолнеруд. – Казань: Издательство «ДАС», 1999. – 403 с.
3. Гунько А.А. Искусственные пещеры урочища «Акташская гора» (Татарстан) // Спелеология и карстология, – № 3. – Симферополь. – 2009. – С. 82–85.
4. Разумовский Н.К. Запасы меди и медистых песчаников и перспективы их использования. Вест. Г. К. № 3, 1929 г., стр. 8–18.
5. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б., Шаргородский И.Е., Хадиуллина Р.Н., Войтович С.Е. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. – Казань: Изд-во «Фен» Академии наук РТ, 2006. – 320 с.

### Неопубликованная (фондовая).

6. Анисимова Г.А. Окончательный отчёт о результатах структурно-картировочного крелиусного бурения на Миннибаевской площади. Татгеолтрест. Геолого-поисковая контора. Казань, 1950. ГФ ТГРУ ОАО «Татнефть», № 1549.
7. Вершико-Будде В. Медные руды юго-восточной части Татарии и микроскопическое изучение их. Татгеолпартия по поискам медных руд. 1931. ФБУ «ТФГИ по Приволжскому федеральному округу». № 4340.
8. Гензе В.А., Кузнецова Л.А., Дылевский Е.Ф. и др. Отчет о геологосъемочных работах масштаба 1:50000 с общими поисками и геолого-экологическими исследованиями. Листы N-39-7-А, Б, В, Г. Казанская ГРЭ ТГРУ АО «Татнефть». Казань, 2000. ГФ ТГРУ ОАО «Татнефть». № 6641.
9. Миропольский Л.М. Медные руды в пермских отложениях Татарской А.С.С. Республики и их генезис. Татарское Бюро Московского Геологического Треста. Казань, 1936. ГФ ТГРУ ОАО «Татнефть». № 601.
10. Цишейко Е.Г., Николаева И.В. Уточнение количественной оценки перспектив нефтеносности территории Республики Татарстан (Подсчёт прогнозных ресурсов нефти). ТГРУ. Казань, 2019. ГФ ТГРУ ПАО «Татнефть», № 8765.

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО БЮДЖЕТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДНОЙ ИЗ МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В.В. Ахметгареев<sup>1</sup>, А.Ф. Яргиев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Наука», г.Бугульма, vadim-world@mail.ru

<sup>2</sup>ЗАО «ЦНИП – МНК», г.Альметьевск

## Введение

В общем объеме добычи нефти Республики Татарстан (РТ) на долю малых нефтяных компаний приходится 22% [1]. При этом 80% запасов малых нефтяных компаний приходится на долю трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) [2].

В данной работе рассмотрен вопрос оптимального проектирования разработки мелкого многопластового месторождения А, разрабатываемого одной из малых нефтяных компаний РТ в условиях ограниченного бюджета и отсутствия возможности бурения новых скважин.

## Краткая геолого-промысловая характеристика продуктивных пластов

Промышленно нефтеносными на месторождении являются терригенные отложения бобриковского горизонта нижнекаменноугольного возраста (пласт С<sub>1</sub>bb), пашийского горизонта девонского возраста (пласт D<sub>3</sub>ps) и карбонатные отложения кизеловского горизонта турнейского яруса нижнекаменноугольного возраста (пласт С<sub>1</sub>t), елецкого горизонта девонского возраста (пласт D<sub>3</sub>el). Всего на месторождении в четырех продуктивных пластах выявлено 10 залежей нефти. В таблице 1 приведены краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

Таблица 1

Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты			
		Бобриковский	Турнейский	Елецкий	Пашийский
Средняя глубина залегания кровли	м	1115.0	1070.5	1353.6	1687.4
Средняя общая толщина	м	14.1	15.9	5.6	30.8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2.3	5.1	3.2	2.5
Коэффициент пористости	доли ед.	0.21	0.10	0.06	0.20
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0.80	0.80	0.66	0.80
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0.327	0.007	0.382	0.352
Коэффициент песчаности	доли ед.	0.34	0.45	1	0.54
Расчлененность	ед.	2.7	3.3	1	4.85
Начальная пластовая температура	°С	25	25	–	35
Начальное пластовое давление	МПа	10.4	10.5	13,5	17.5
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	55.9	31.31	-	21.84
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0.896	0.887	–	0.831
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0.900	0.903	0.916	0.875
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1.006	1.008	1,05	1.086
Содержание серы в нефти	%	3.53	4.15	-	2.37
Содержание парафина в нефти	%	2.45	3.3	-	3.78
Давление насыщения нефти газом	МПа	1.5	1.5	-	3.2
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	1.7	5.4	–	18.6
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0.628	0.400	0.448	0.514

## Текущее состояние разработки

Месторождение открыто в 1996 г., введено в промышленную эксплуатацию в 1998 г. В разработке находятся три объекта: бобриковский, турнейский, пашийский. По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении пробурено 33 скважины. Действующий добывающий фонд составляет 20 скважин, одна добывающая скважина находится в освоении после бурения; под закачкой находится одна скважина на турнейском объекте, одна – пьезометрическая, одна – водозаборная, одна – экологогидрогеологическая, ликвидировано – восемь скважин.

На 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти по месторождению составляет 327,4 тыс.т нефти или 53,9% от извлекаемых запасов. Текущий КИН равен 0,201, при проектном 0,373. Жидкости добыто всего 1731,1 тыс.т, накопленный ВНФ составил 4,3. Максимальная добыча нефти по месторождению была достигнута в 2016 г. – 25,7 тыс.т, с 2017 г. отмечается постепенное снижение годовых уровней добычи нефти. Основное количество накопленной добычи нефти относится к бобриковскому объекту – 56,9%, на пашийский объект приходится 29,0%, по турнейскому объекту добыто 14,1%.

В 2022 г. из продуктивных отложений месторождения добыто 15,6 тыс.т нефти, при темпе отбора от НИЗ – 2,6% в год и 158,0 тыс.т жидкости. Обводнённость добываемой жидкости достигла 90,2%, наибольшей обводнённостью характеризуется пашийский объект (96,9%). Среднесуточный дебит нефти и жидкости по месторождению равны соответственно 2,2 т/сут и 22,4 т/сут.

Закачка воды на месторождении начата в 2004 г. на турнейском ярусе в одну скважину. На 01.01.2023 г. накопленная закачка воды составляет 937,0 тыс.м<sup>3</sup>, в 2022 г. закачано 119,6 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составляет 54%, годовая – 76%. На 01.01.2023 года снижение пластового давления по бобриковскому объекту составляет 24,0% от начального, по турнею – 45,7%, по пашью – 14,4%.

Динамика основных технологических показателей приведена на рис. 1.

За последние 5 лет были проведены 13 геолого-технических мероприятий (ГТМ) на 15 скважинах, дополнительно отобрано было 6,3 тыс.т нефти. Произведена зарезка двухбоковых стволов (БС).

За 2018–2022 гг. фактические уровни добычи нефти ниже проектных значений: -5,9%, -14,7%, -15,1%, -11,9%, -14,0% соответственно. Причиной отклонения является более низкая продуктивность добывающих скважин. На 01.01.2023 года выработка запасов происходит при обводнённости 90,2% (проект – 89,1%). Закачка воды (119,6 тыс.м<sup>3</sup>) несколько ниже проектного значения (120,5 тыс.м<sup>3</sup>).

Таким образом, фактическая годовая добыча нефти, несмотря на то, что находится в пределах допустимых отклонениях от проектной величины ( $\pm 50\%$ ), тем не менее нуждается в увеличении.

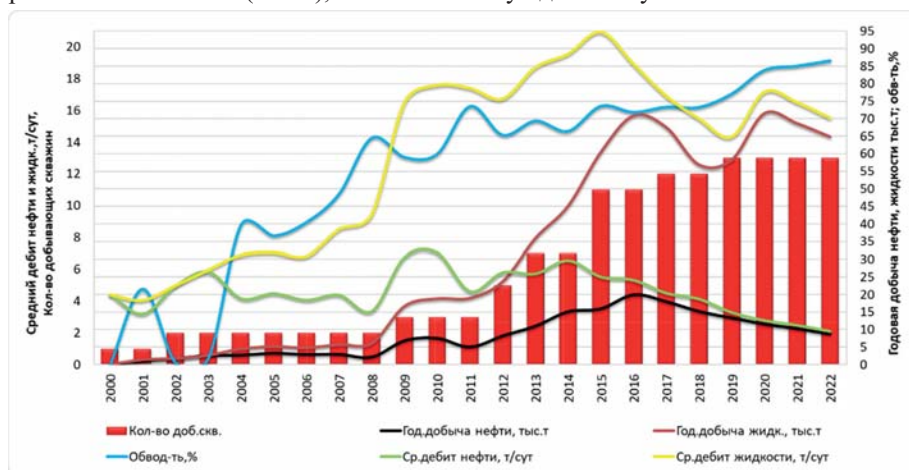


Рис. 1. Динамика основных технологических показателей.

### Проектирование разработки

Ввиду ограниченности бюджета, малая нефтяная компания не может выделить средства на бурение новых скважин. Более того, компания сталкивается с огромными рисками неполучения промышленного притока по новым скважинам, что может в итоге привести к банкротству компании. В связи с этим было принято решение дальнейшую разработку вести существующим фондом скважин с зарезкой наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов, переводов скважин с одного объекта на другой, внедрение на некоторых объектах системы поддержания пластового давления (ППД), внедрение оборудования для одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ). Для повышения добычи нефти на месторождении, которая, согласно рис.1, снижается с 2017 года и, соответственно, достижения утверждённых значений КИН было рассчитано три варианта дальнейшей разработки.

*Базовый или нулевой вариант* предусматривает продолжение разработки месторождения существующей системой скважин и состоит из суммы всех базовых вариантов разработки по каждому из объектов разработки. Общий фонд скважин – 33 скважины, в т.ч. 20 добывающих скважин, 1 нагнетательная, 1 в освоении после бурения, 3 контрольных и 8 ликвидированных. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 470,5 тыс. т. Накопленная добыча нефти за проектный период – 143,1 тыс. т. Проектный срок разработки составляет 26 лет. Достижение КИН – 0,288. Согласно базовому варианту разработки не достигается утверждённый КИН, равный 0,385.

*Первый вариант (рекомендуемый)* предполагает дальнейшую разработку по ранее принятому проектному документу и состоит из суммы всех первых вариантов разработки по каждому из объектов. Общий фонд скважин – 33 скважины, в т.ч. 19 добывающих скважин, 5 нагнетательных, 1 контрольная, 8 ликвидированных. Зарезка боковых стволов – 5 скв. /опер., в т.ч. 2 в горизонтальных. Внедрение оборудования ОРД в 2 скважинах, ОРЗ в 1 скважине. Применение методов увеличения нефтеизвлечения (МУН). Накопленная добыча нефти с начала разработки – 628,0 тыс. т. Накопленная добыча нефти за проектный период – 300,7 тыс. т. Проектный срок разработки составляет 48 лет. Достижение КИН – 0,385. Мероприятия по рекомендуемому варианту разработки приведены на выкопировках с карт на рис. 2.

*Второй вариант* направлен на полное развитие месторождения, предусматривает в дополнение к первому варианту ряд мероприятий и состоит из суммы всех вторых вариантов разработки по каждому из объектов раз-

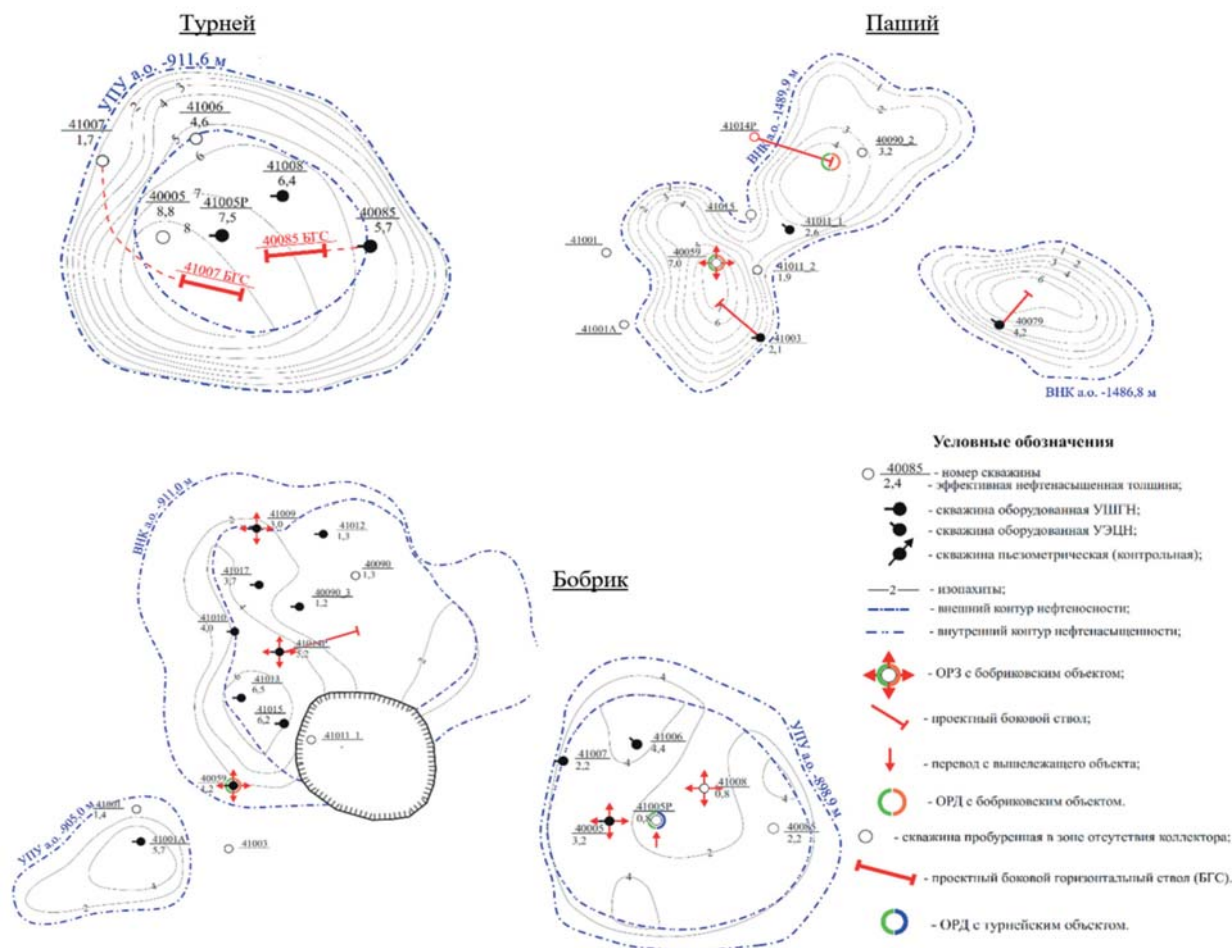


Рис. 2. Выкопировка с карт эффективных нефтенасыщенных толщин и рекомендуемых мероприятий

работки. Общий фонд скважин – 33 скважины, в т.ч. 19 добывающих скважин, 5 нагнетательных, 1 контрольная, 8 ликвидированных. Фонд для бурения – 65 скважин, в том числе 57 добывающих (из них 20 горизонтальных), и восемь нагнетательных. Зарезка боковых стволов – 8 скв. /опер., в т.ч. 2 в горизонтальных. Внедрение оборудования ОРД в 3 скважинах, ОРЗ в 1 скважине. Применение МУН. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 660,3 тыс. т. Накопленная добыча нефти за проектный период – 332,9 тыс. т. Проектный срок разработки составляет 54 года. Достижение КИН – 0,404.

### Экономическая оценка

Экономическая оценка вариантов разработки проведена при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке по цене 71,79 долл./барр. при курсе доллара США 64,8 руб./долл., 50% на внутреннем рынке по цене (без НДС) в 29 982 руб./т в 2023 году, 31 362 руб./т в 2024 года.

Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа сметы затрат малой нефтяной компании за 2022 год. Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством.

Основные технико-экономические показатели разработки по объектам по трём вариантам и месторождению в целом по рекомендуемому варианту представлены в табл. 2.

Таблица 2

### Характеристика расчётных технико-экономических показателей разработки месторождения

Параметр	Ед.изм. / Вариант	Бобринский			Турнейский			Елецкий		Пашийский			Рекомендуемый
		0	1	2	0	1	2	1	2	0	1	2	
<i>Технологические показатели</i>													
Проектный срок разработки	годы	26	48	54	20	26	26	39	39	15	41	44	48
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс.т	91.1	157.8	180.8	26.3	39.8	40.3	2.0	2.0	25.8	101.0	109.9	300.7

Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс.т	277.3	344.0	367.0	72.5	86.0	86.5	2.0	2.0	120.8	196.0	205.0	628.0
КИН	доли ед.	0.324	0.402	0.429	0.270	0.321	0.323	0.278	0.280	0.241	0.389	0.408	0.385
Накопленная закачка воды с начала разработки	тыс.м <sup>3</sup>	0	1034	1126	2509	2562	2582	0	0	0	286	309	3882
Накопл. добыча жидкости с начала разработки	тыс.т	1775	2713	2813	136	169	170	12	12	2019	2000	2024	4894
Обводнённость к концу разработки	%	97.9	97.7	97.8	97.7	97.8	97.8	97.9	97.9	98.0	97.7	97.6	97.7
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	13	15	16	4	5	5	1	1	14	16	16	33
в том числе: добывающих	шт.	13	10	11	3	4	4	1	1	5	7	7	19
нагнетательных	шт.	0	5	5	1	1	1	0	0	0	1	1	5
контрольные	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
ликвидированные	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8	8	8
Бурение бокового ствола	шт.	0	1	3	0	2	2	0	0	0	3	4	5
Фонд скв., переведенных с другого объекта	шт.	0	2	3	0	1	1	1	1	0	2	2	8
в том числе: добывающих	шт.	0	1	2	0	1	1	0	0	0	1	1	8
Ввод скважин с ОРД, ОРЗ	шт.	0	3	4	0	1	1	0	0	0	2	2	3
в том числе: добывающих	шт.	0	2	3	0	1	1	0	0	0	1	1	2
нагнетательных	шт.	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1
<b>Экономические показатели при норме дисконта 10%</b>													
Чистый дисконтированный доход (NPV)	млн руб.	150.0	151.4	140.6	35.6	45.9	41.6	-0.3	-0.4	-7.6	79.2	57.9	319.0
Индекс доходности затрат	доли ед.	1.107	1.095	1.087	1.071	1.078	1.070	0.904	0.880	0.985	1.098	1.069	1.108

### Выводы

Несмотря на ограниченность бюджета, доказано, что разработку мелкого месторождения на примере месторождения А возможно вести существующим фондом скважин. Согласно базовому варианту, без мероприятий утвержденный КИН не достигается. Первый вариант включает мероприятия по повышению добычи и достижению утвержденного КИН: зарезки наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов, переводы скважин с одного объекта на другой, внедрение системы ППД, внедрение ОРД и ОРЗ, применение МУН. Дальнейшее увеличение количества мероприятий, рассмотренного во втором варианте, показывают снижение чистого дисконтированного дохода.

Числящийся на госбалансе КИН достигается в первом варианте разработки (0,385), при этом чистый дисконтированный доход (при норме дисконта 10%) равен 341 млн руб. Таким образом, разработка месторождения А в целом при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя (малой нефтяной компании РТ). Индекс доходности затрат равен 1,108.

Тиражирование подхода, рассмотренного на примере месторождения А одной из малых нефтяных компаний РТ, позволит повысить добычу и эффективность разработки мелких многопластовых месторождений в Российской Федерации в условиях ограниченного бюджета.

### Литература

1. Материалы интернет-портала TatCenter: <https://tatcenter.ru/news/dolya-mnk-v-obshhem-obeme-neftedobychi-tatarstana-sostavlyayet-22/>
2. Р.С. Хисамов, В.В. Ахметгареев, А.Ф. Яртимев, Ф.Х. Валиев. Развитие независимых нефтяных компаний для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Материалы международной научно-практической конференции «Решение Европейского Союза о декарбонизации. Год спустя». – Казань. – 2022. – С. 273–276.



## ВЕБ-ПРИЛОЖЕНИЕ ДЛЯ СЕГМЕНТАЦИИ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ШЛИФОВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

Р.Ф. Ахметов<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, Т.А. Муртазин<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>,  
З.Д. Каюмов<sup>2</sup>, Д.Н. Тумаков<sup>2</sup>

<sup>1</sup>К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

<sup>2</sup>К(П)ФУ, Институт вычислительной математики и информационных технологий

E-mail: axmetov19999@mail.ru

В рамках проекта «Цифровой шлиф» разработано веб-приложение, основанное на методах нейронных сетей для сегментации изображений терригенных пород [3]. Применение модели Mask R-CNN [1] позволило определять участки порового пространства, границы и параметры минеральных зерен [2] с высокой точностью.

Для запуска анализа необходимо загрузить изображения участка шлифа, отснятые в поляризованном свете с поворотом предметного столика микроскопа (рис. 1), и 1 изображение, отснятое с выключенным анализатором (рис. 2), на котором необходимо показать красную масштабную линейку.

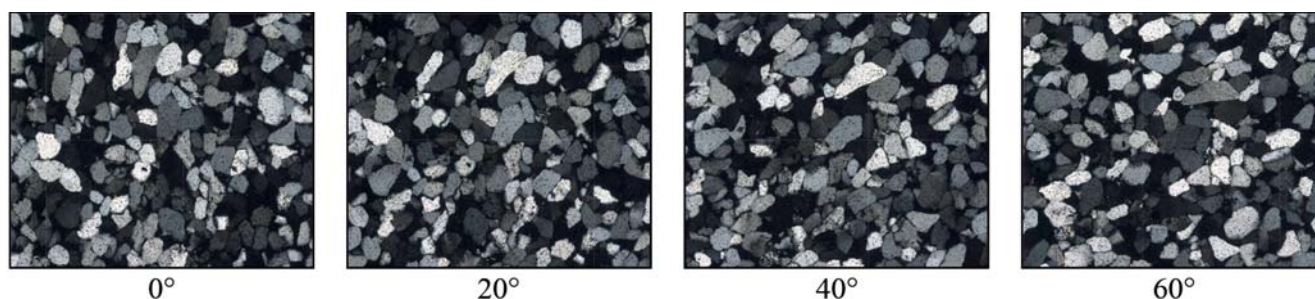


Рис. 1. Изображения, отснятые в поляризованном свете.

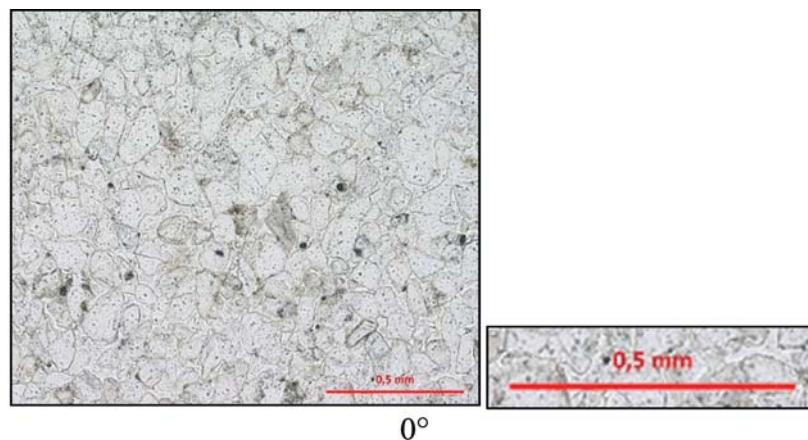


Рис. 2. Изображение, отснятое в проходящем свете, и масштабная линейка (справа).

После обработки предоставленных изображений и проведения анализа на выход подаётся маска сегментации (рис. 3) и данные гранулометрического анализа (рис. 4).

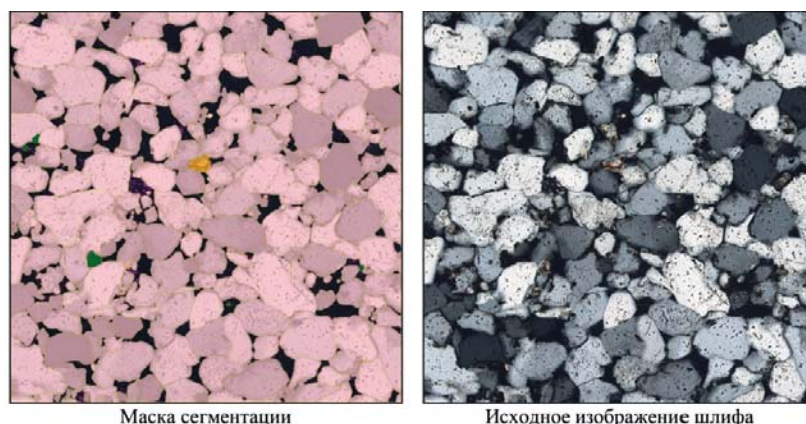


Рис. 3. Маска сегментации.

## ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ

Область	0.01-0.05 мм	0.05-0.1 мм	0.25-0.5 мм	< 0.01 мм	> 0.25 мм	Коэффициент по Траску	Медианный диаметр (мм)	Процентное содержание (%)	Степень отсортированности
Поры	77.59	12.07	0.00	10.34	0.00	1.64	0.02	9.07	2.68
Кварц	70.23	9.92	3.05	16.03	0.76	1.72	0.02	87.29	2.94
Слюда	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.18	0.04	0.18	1.40
Рудные минералы	80.00	0.00	0.00	20.00	0.00	1.45	0.02	0.18	2.11

Рис. 4. Данные гранулометрического анализа.

Реализован модуль редактирования маски сегментации. Он даёт возможность корректировать результаты сегментации изображения шлифа нейронной сетью. Изменения так же применяются на итоговую таблицу гранулометрического анализа.

На данный момент нейронная сеть обучена сегментировать следующие породы (рис. 5): песчаник кварцевый, алевролит кварцевый, аргиллит, известняк. Минералы: кварц, слюда, рудные минералы, глина, карбонаты (спарит, микрит, остатки живых организмов).

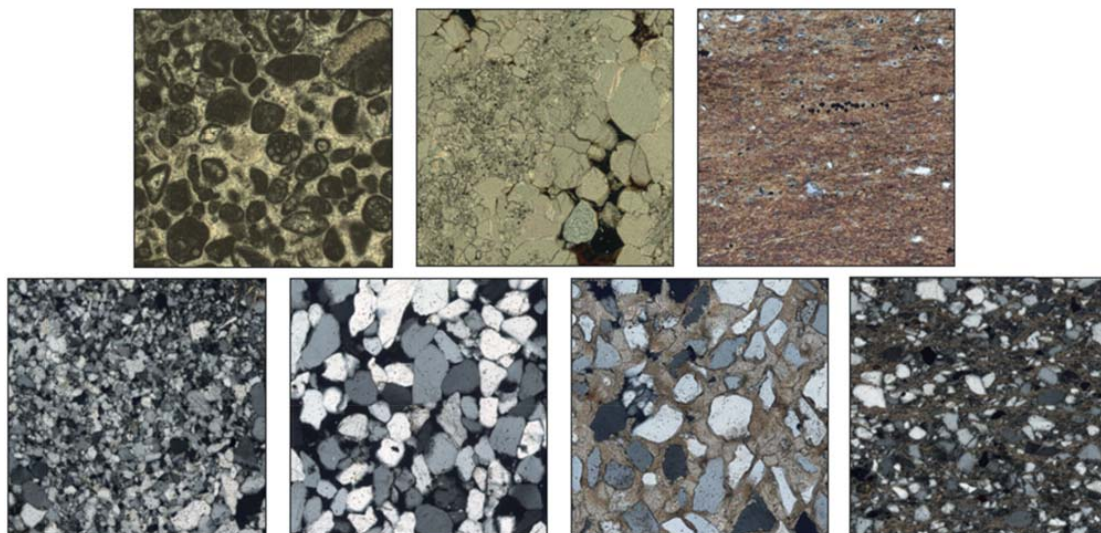


Рис. 5. Изображения шлифов терригенных пород.

Процесс традиционного анализа петрографических шлифов требовал значительных усилий и времени со стороны специалиста, при этом результаты в большей степени зависят от его квалификации. Однако благодаря применению методов машинного обучения, анализ шлифов стал более точным, быстрым и эффективным. Таким образом, разработанное приложение может быть использовано в минералого-литологических исследованиях для анализа петрографических шлифов терригенных пород и определения их характеристик.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center «Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves».

### Литература

1. Ren, S., He, K., Girshick, R., 2015. Faster R-CNN: towards realtime object detection with region proposal networks. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence 39(6), 91–99, 2015.
2. Алексеев В. П. Нефтегазовая литология: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2019. – 576 с.
3. Данилова Т.Е., Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Основные нефтеносные горизонты палеозойских отложений Республики Татарстан. Краткая характеристика литологического строения и коллекторских свойств. / Казань: Плутон, 2007. – 151 с.

# ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОБВОДНЁННОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Р.Р. Байбуров  
ТатНИПИнефть

**Ключевые слова:** машинное обучение, обводнённость, регрессия, градиентный спуск, многослойный перцептрон, деревья решений.

Гидродинамическое моделирование – основной метод управления разработкой месторождения. Моделирование разработки нефтяных месторождений позволяет уточнить геологическое строение и фильтрационно-ёмкостные свойства нефтяного пласта при воспроизведении истории разработки (history matching). Большие перспективы имеет машинное обучение, которое может стать отличной альтернативой гидродинамическому моделированию.

Статистические методы машинного обучения устанавливают корреляционные связи, а также различного рода неявные закономерности между предыдущими и текущими значениями временных параметров, чтобы на их основе прогнозировать будущие значения. Машинное обучение в настоящее время находит своё применение в самых разных областях науки и техники. Существенным условием для его использования является наличие цифрового фактического материала. За многолетнюю историю эксплуатации нефтяных месторождений накоплена существенная база данных, связанная с разработкой и применяемыми методами стимулирования скважин.

**Цель данной работы** – построение модели машинного обучения, позволяющей спрогнозировать обводнённость нефтяной скважины по её геолого-физическим характеристикам на основе реальных исторических данных по множеству скважин.

## Задачи исследования:

1. Предобработка и фильтрация данных;
2. Аппроксимация обводнённости скважин;
3. Кластеризация полученных аппроксимаций;
4. Обучение и валидация моделей на размеченных данных;
5. Сравнение моделей;
6. Анализ результатов.

Предлагаемая технология способна спрогнозировать технологические параметры с приемлемой погрешностью, сравнимой с гидродинамическим моделированием, требующим более значительных вычислительных затрат.

На рис. 1 показана схема процесса машинного обучения.

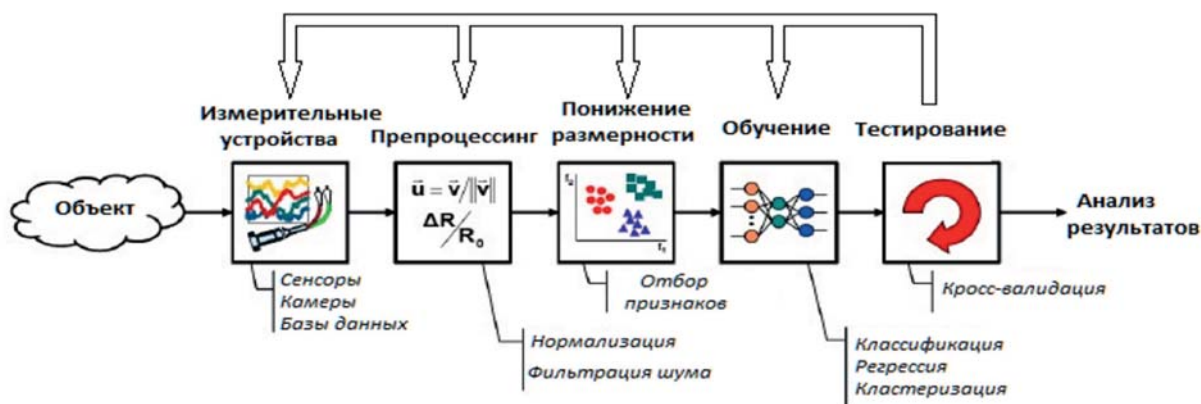


Рис. 1. Схема процесса машинного обучения.

В качестве объекта исследования выбран участок Бавлинского месторождения (коробковское поднятие, кизеловский горизонт), имеющий следующие основные характеристики:

- фонд насчитывает 37 нагнетательных и 224 добывающих скважин;
- среднее пластовое давление составляет 99,4 атм.;
- средняя обводнённость – 64%;
- глубина кровли – 1200 м;
- период эксплуатации – 4 года (2018–2022).

## Входные данные

Таблица с исходными данными по обводнённости имеет следующие параметры, расположенные по столбцам:

- дата – год и месяц, на которые был сделан замер;
- скважина – идентификационный номер скважины;
- добыча нефти – объём добытой нефти за данный период;

- дебит нефти – суточная масса добытой нефти;
- добыча воды – объём добытой воды за данный период;
- дебит воды – суточная масса добытой воды;
- добыча жидкости – объём добытой жидкости за данный период;
- дебит жидкости – суточная масса добытой жидкости;
- обводнённости (массовая) – массовая обводнённость добытой нефти;
- обводнённости (объёмная) – объёмная обводнённость добытой нефти.

Метод  $k$ -средних – один из наиболее популярных методов кластерного анализа, целью которого является разделение  $m$  наблюдений на  $k$  кластеров, при этом каждое наблюдение присваивается тому кластеру, к центру (центроиду) которого оно ближе всего.

При кластеризации методом  $k$ -средних количество кластеров будет оцениваться с помощью «метода локтя». Он подразумевает многократное циклическое исполнение алгоритма с увеличением количества выбираемых кластеров, а также последующим откладыванием на графике балла кластеризации, вычисленного как функция от количества кластеров.

Пользуясь «методом локтя», был многократно исполнен алгоритм с увеличением количества выбираемых кластеров. График оценки оптимального количества кластеров показан на рис. 2.

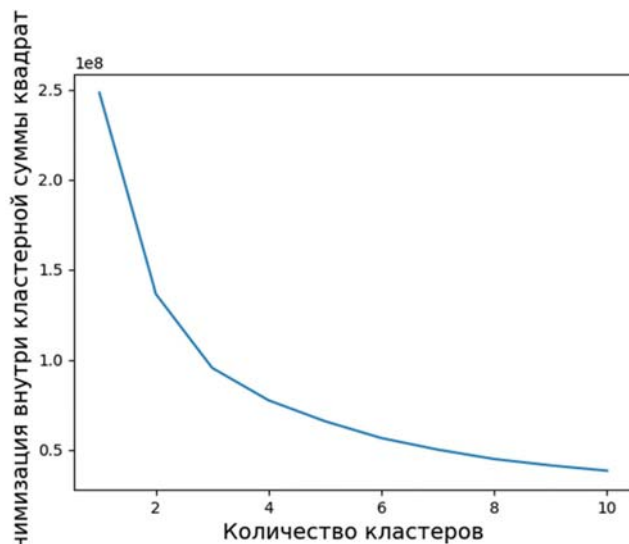


Рис. 2. Оценка оптимального количества кластеров.

Как видно по графику, изображенному на рис. 2, при значении количества кластеров равному 3 функция сильно изменяется, поэтому при дальнейшем анализе можно использовать только эти значения числа кластеров. Таким образом было предложено разбиение на 3 кластера.

Определив количество кластеров, будет проведена кластеризация  $k$ -средних. За параметры будут взяты следующие параметры: номер скважины, добыча нефти, добыча жидкости и массовая обводнённость.

Диаграмма кластеризации  $k$ -средних с набором данных с  $k=3$  представлена на рис.3.

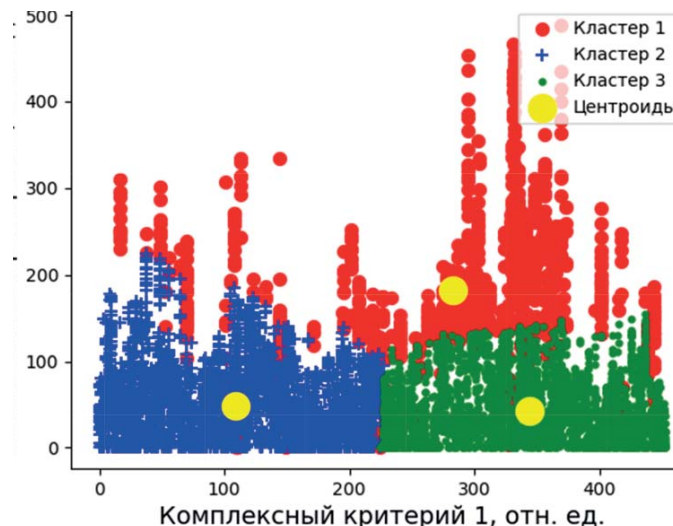


Рис. 3. Диаграмма кластеризации  $k$ -средних.

На графике показано распределение 4 кластеров. По оси абсцисс отложены значения комплексного критерия 1, суммирующего параметр номер скважины, добычу нефти, а по оси ординат отложены значения комплексного критерия 2, отображающего добычу жидкости и обводнённость.

*Прогнозирование обводнённости.*

Для проведения исследования были выбраны предыдущие параметры, по одной скважине.

С использованием библиотеки scikit-learn проведено обучение модели на тренировочной выборке, а затем прогнозирование обводнённости на основе тестовой выборки.

*Результаты исследований.*

На рис. 4 показаны временные графики фактических и спрогнозированных значений обводнённости скважины 47 методами многослойного перцептрона, дерева решений и градиентного спуска.



Рис. 4. Спрогнозированная динамика обводнённости.

В рамках выполненных работ проведены статистические исследования на предсказание значений обводнённости на основе машинного обучения. Сравнительная характеристика регрессионной метрики методов исследования приведена в таблице 1.

Таблица 1

**Сравнительная характеристика регрессионной метрики методов машинного обучения**

Результаты метрики прогнозирования:	Многослойный перцептрон	Дерева решений	Градиентный спуск
Коэффициент детерминации:	0,52	0,9	0,98
Средняя абсолютная ошибка (MAE):	5,52	2,41	1,03
Максимальная ошибка (MAX):	13,92	6,09	4,26
Среднеквадратическая ошибка (MSE):	45,54	9,73	2,07
Среднеквадратичная ошибка (RMSE):	6,75	3,12	1,44
Средний модуль отклонения (MAE):	3,78	2,32	0,84

*Выбор наиболее оптимального метода исследования.*

Регрессионный анализ, проведенный тремя методами машинного обучения, показал неплохие результаты в точности.

В результате сравнения метрик трёх методов регрессионного анализа можно сделать вывод, что наиболее оптимальным методом является «Градиентный спуск», т.к. значение коэффициента детерминации составляет наибольшее значение, а значения погрешностей наименьшее.

Прогнозирование параметров работы скважин возможно различными методами. Одни из них являются очень сложными и трудозатратными (геологогидродинамические модели), другие простыми и быстрыми (матбаланс, кривые падения добычи). Методы машинного обучения способны обрабатывать огромные массивы данных, анализировать их и выводить закономерности для прогнозирования значений с наименьшими вычислительными затратами.

Литература

1. Демьянов Р.С. Использование Python в качестве инструмента для визуализации данных временных рядов. Санкт-Петербург, 2017.

2. Кавальканте Кристина С.Б., Чейло Маскио, Антонио Альберто Сантос, Денис Шиозер, Андерсон Роша. Сопоставление истории посредством динамического принятия решений, 2017.

3. Мюллер Андреас, Сара Гвидо. Введение в машинное обучение с использованием Python: руководство для специалистов по данным. – Москва, 2016–2017.

4. Güron Aurélien, Hands on Machine Learning with Scikit Learn, Keras and Tensorflow Concepts, Tools and Techniques to Build Intelligent Systems // O'Reilly Media – 2019. – P. 200

## СИСТЕМНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГЛУБИННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ МАТЕРИАЛОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ (СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ УЗБЕКИСТАНА)

Л.Р. Бикеева<sup>1</sup>, Ш.А. Умаров<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, Республика Узбекистан, г. Ташкент, Luizabikeyeva@mail.ru

<sup>2</sup>Навоийское отделение Академии наук, г. Навои, Республика Узбекистан, shakhumarov@gmail.com

В настоящее время возрастающая с каждым годом потребность в углеводородном сырье обуславливает необходимость увеличения добычи и повышения скорости подготовки объектов к глубокому поисковому бурению. Это, в свою очередь, диктует необходимость разработки более достоверных критериев для выбора в каждом потенциально нефтегазоперспективном регионе объектов поисково-разведочных работ и соответственно эффективность их проведения. Успешность поиска также напрямую зависит от того, насколько полнее учитывается опыт предшествующего этапа поисковых работ. Очевидно также и то, что эффективность поисково-разведочных работ возрастает по мере того, как совершенствуется сам процесс поиска, а теоретически обоснованные закономерности размещения скоплений нефти и газа становятся той основой, на которой разрабатывается общая стратегия геологоразведочных работ.

Учитывая тот факт, что современная поверхность, отображаемая в материалах дистанционного зондирования земли (ДЗЗ), несёт информацию о новейшем и предшествующих ему этапах тектонического развития (элементы глубинного строения путём распространения тектонических движений из глубоких горизонтов в вышележащие отражаются в ландшафте характерными индикаторами), привели к необходимости выполнить неотектоническое районирование потенциально перспективной, но слабоизученной северной части Узбекистана – Араломорской впадины (рис. 1).

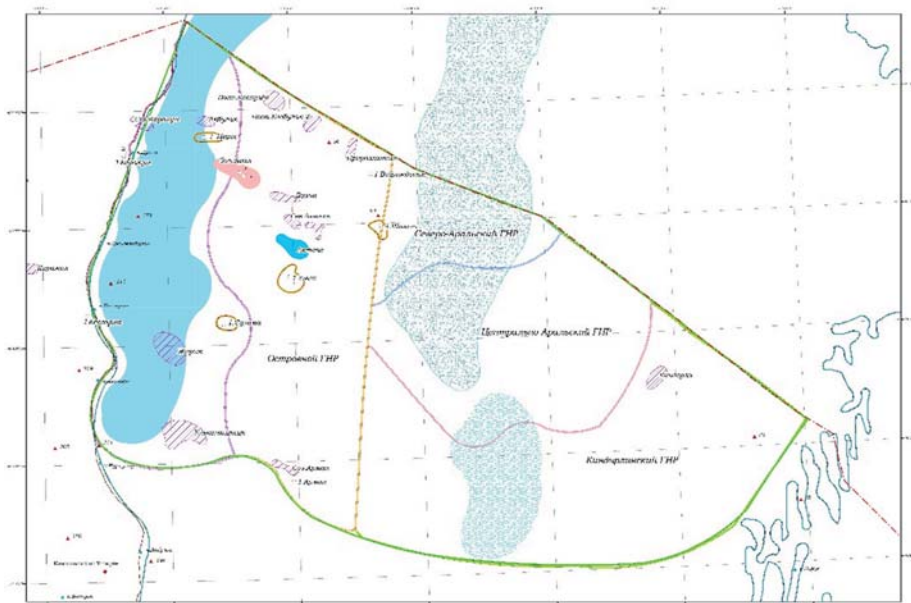


Рис.1. Обзорная схема территории Араломорской впадины.

Отличительной особенностью Араломорской впадины как территория объекта исследований является то, что значительная часть его лишь в последние годы освободилась от вод Аральского моря и превратилась в земную (дневную) поверхность. В результате такой трансформации подводный рельеф, в значительной мере сформированный эндогенными подвижками, перейдя в категорию рельефа поверхности, под влиянием эолово-дефляционных процессов стал интенсивно меняться (рис. 2).

На сегодняшний день рельеф Араломорской впадины представляет собой морскую полого-наклонную низменную равнину (обнажившуюся молодую равнину), занимающую на суше самое низкое гипсометрическое положение, которая представлена сорowymi солончаками с разреженным растительным покровом. По мере отступления моря изменялась и динамика форм рельефа, с унаследованным геоморфологическим принципом – банки превращались в острова, острова – в мысы, мысы – в возвышенности, бухты и заливы – в лагуны, лагуны – в шоры. Ландшафт сформировался на месте обсохших лагун и заливов и в настоящий момент представляет собой обнажившееся морское дно, занятое мокрым топким солончаком, местами сменяющийся залежами солей, гипсов и их торосами. В целом, обмеление моря и сопряженные с ним изменения его морфометрических характеристик, а главное, катастрофическое засоление покровных отложений привели к глубоким преобразованиям его физического и химического режимов, и всех процессов, определяющих его состояние и динамику (рис. 2).

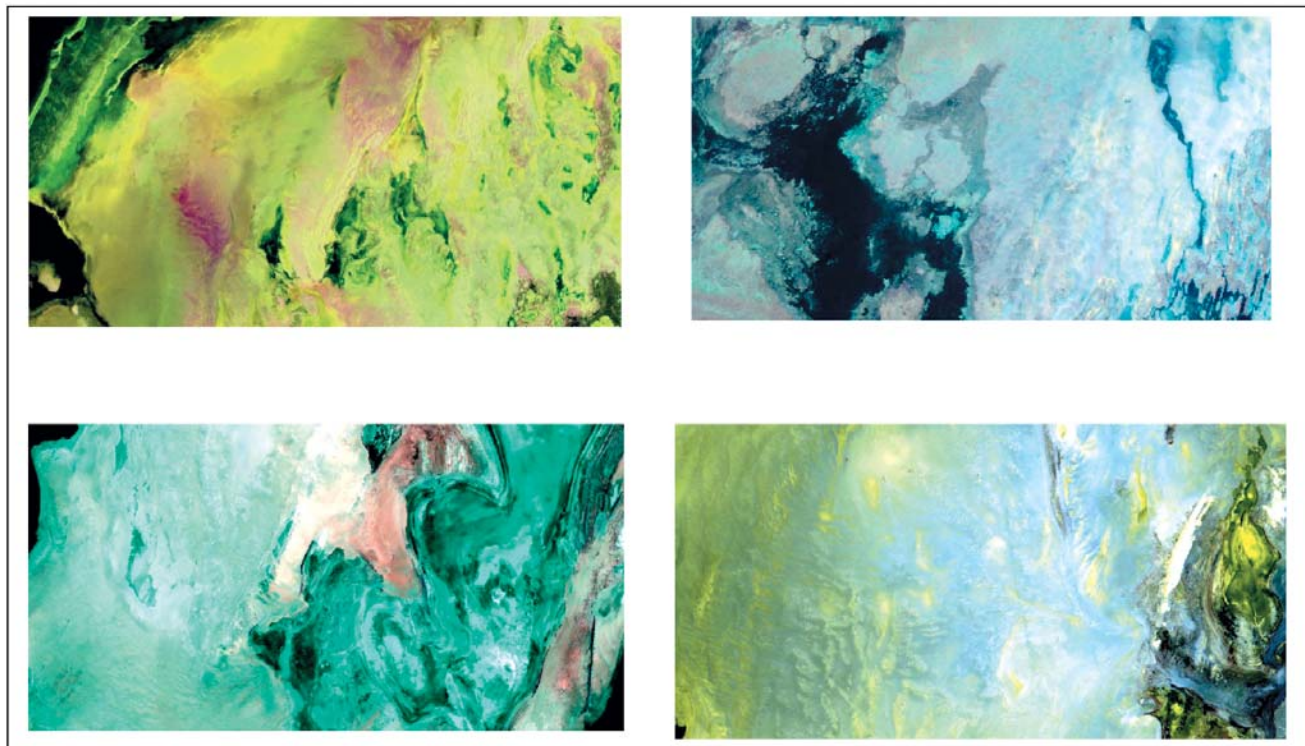


Рис. 2. Геоморфология Араломорской впадины на синтезированных модификациях спутниковых снимков Landsat 7 ETM+

Использование космоматериалов, топо- (батиметрических) карт существенно дополняет структурно-тектоническую информацию на любой стадии исследований [1]. Авторами данного исследования по исследуемому району выполнено дешифрирование материалов аэрокосмосъемок и топо- (батиметрических) карт в комплексе геолого-геофизических работ с целью выделения участков, перспективных на ловушки УВ. Дешифрировались космофотоснимки регионального и локального уровней генерализации (1:1000000–1:200000), среднемасштабные (1:200000, 1:1000000) топо- и батиметрические (для недавно осушенной части региона, где изданная топооснова отсутствует) карты, выполнен совместный анализ дешифрированных элементов (линейных, дуговых, площадных) с данными геолого-геофизических работ. В результате исследований установлен комплект дешифрировочных признаков (кольцевая структура и близкие ей в плане положительные формы рельефа, ограниченные линеаментами), присущий известным антиклиналям региона (Жылтырбас, Ержан), и на основе его выделена впервые серия погребенных антиклиналей.

Практически все выделенные антиклинали в той или иной мере перспективны на нефть и газ. Однако, для повышения эффективности поисков сейсморазведочные работы целесообразно сосредоточить внимание, в первую очередь, на участках с повышенной плотностью предполагаемых антиклиналей, характеризующихся специфическим геологическим и структурно-тектоническим строением (на самостоятельных нефтегазоперспективных участках).

По материалам дешифрирования в комплексе с геолого-геофизическими данными к таким участкам в пределах площади работ на сегодняшний день можно отнести Сарматский и Баракский.

Сарматский участок расположен западнее площадей Ержан и Жылтырбас и представляет собой антиклинальное поднятие в пределах далёкого погружения Юго-Восточного борта Араломорской впадины, на его стыке с Аккалинским выступом. Характеризуется крупными антиклиналями, очень чётко выраженными на КФС и батиметрической карте. Три из них – Танбай, Сармат, Береговая – намечены сейсморазведкой (две последние – пред-

положительно), антиклиналь Урда (ранее названа Урдабай). Антиклиналь Урда можно рассматривать в качестве эталонной структуры для всего Сарматского участка. На топокарте масштаба 1:200000, изданной до начала катастрофического обмеления Арала (состояние местности на 1978 г.), отчётливо выделяется отмель, с трёх сторон оконтуренная изобатой «5». Отмель вытянута в Северо-Западном направлении и вдаётся в море в виде широкого (3 км) структурного носа с «рубленным» замыканием и глубинами до поверхности дна порядка 4,0–4,6 м. На Юго-Востоке отмель постепенно воздымается, переходя в пологий береговой склон, с трёх других сторон она ограничена глубинами моря от 6 до 8–9 м. Как правило, отмелям и островам Аральского моря отвечают антиклинальные поднятия и примеров тому в Приаралье довольно много. Не представляет исключения отмель Урда, являющаяся геоморфологическим индикатором одноимённой локальной антиклинали.

Анализ выделенных линеаментов и особенностей местности позволил оконтурить антиклиналь Урда. Антиклиналь представляет собой линейную складку Северо-Восточного простирания, с размерами 24x8 км. Установить высоту её на основании имеющегося материала, к сожалению, невозможно. Однако, судя по особенностям геолого-геоморфологического строения, структура Урда выше Жылтырбасской и Ержанской.

В центральной части предполагаемого контура антиклинали Урда выделяется относительно небольшой (7x6 км) изометричный участок, со всех сторон ограниченный линеаментами. Сам участок линеаментов практически не несёт и представляет собой своеобразный целик. По местоположению, форме и размерам он идеально вписывается в отмель. На топокарте 1997 г. ему отвечают максимальные абсолютные отметки местности (42,5) из установленных в пределах структуры. Всё перечисленное позволяет уверенно отождествлять выделенный участок с присводовой частью антиклинали Урда (и с наиболее приподнятым по разломам блоком в ПСЭ).

Структурно-тектоническая позиция антиклинали Урда (и других объектов участка) вблизи стыка Аккалинского выступа и Юго-Восточного борта Араломорской впадины, т.е. в глубоко погруженной, но тектонически активной зоне; увеличенная относительно Жылтырбасской и Ержанской площадей мощность юры, обусловленная развитием на правом берегу р. Аму-Дарьи в юрское время регионального склона, наклонённого к Северо-Западу; высокая степень достоверности; значительные параметры и высота; близость к разбуриваемой Ержанской структуре позволяют высоко оценить перспективы нефтегазоносности антиклинали (как в чехле, так и в ПСЭ) и отнести её к первоочередным объектам геологоразведочных работ на нефть и газ. Структуры Танбай, Сармат, Береговая по геоморфологическим и космогеологическим признакам сходны со структурой Урда.

Баракский участок расположен – на Юго-Восточном склоне Араломорской впадины. Характеризуется ступенчатым погружением на Северо-Запад, Северо-Восточным простиранием структур и сокращённой, в основном за счёт юрских отложений, мощностью чехла. Наиболее достоверна антиклиналь Карабайли – крупная складка, чётко фиксирующаяся на космофотоснимках и по отложениям эоцена. Участок характеризуется высокой плотностью объектов, выделенных дешифрированием в комплексе с данными структурно-картировочного бурения, подчеркивающих, тем самым, достоверность их выделения, а ожидаемое сокращение юрских отложений позволит оценить перспективы палеозоя и мела. По этим признакам Баракский участок отнесён к первоочередным объектам.

Значительная по площади Северо-Восточная часть района является практически неизученной, что и выдвигает её в ряд первоочередных объектов постановки сейсморазведочных работ. Здесь космофотогеологическим картированием подтверждены, уточнены и детализированы антиклинали Дальняя, Северный Балыкши и Толмачево, выделенные ранее (условно) при геологической съёмке. Антиклиналь Дальняя отвечает подводная отмель, состоящая из двух сближённых «банок» Северо-Восточного простирания, разделённых довольно глубоким (8–9 м) проливом. В настоящее время площадь представляет собой слегка возвышенный участок суши с небольшим массивом барханных песков среди относительно ровного эолового покрова. Отметим, что барханные пески начинают формироваться на возвышенных участках, отвечающих, как правило, антиклинальным поднятиям.

Таким образом, для площади Дальняя характерны три индикатора погребённых антиклиналей: два геоморфологических – отмель (остров) и массив барханных песков и дешифрировочный – кольцевые структуры, ограниченные линеаментами. Столь значительный набор признаков существенно повышает степень достоверности антиклинали Дальняя. При оценке перспектив нефтегазоносности площади особого внимания заслуживает линеamentная зона субширотного простирания шириною 5–7 км, прослеженная на значительное расстояние. Она состоит из множества сближённых субширотных линеаментов и представляет собой зону региональной трещиноватости. Такие зоны характеризуются улучшенными трещинными коллекторами и обычно являются трассами флюидопотока, по которым происходит активная миграция углеводородов.

На топографической карте антиклиналям Сев. Балыкши и Толмачева отвечают два особняком расположенные острова Аральского моря: северный, у границы с Казахстаном – остров Кендерли и южный, в 15 км от первого – остров Толмачева. Даже после осушения Юго-Восточной части Арала (состояние местности на 1984–1985 гг.) острова сохранили свою индивидуальность, возвышаясь на 5–7 км в виде двух чётко очерченных песчаных гряд над окружающей плоской песчано-солончаковой равниной.

Если наличие антиклинали (Северный Бердах) во внутреннем контуре косы Тигровый хвост установлено сейсморазведкой и подтверждено глубоким бурением, то наличие складок Юго-Восточнее о. Кендерли (антиклиналь Северный Балыкши) и о.Толмачева (антиклиналь Толмачева) устанавливается полной аналогией с косой Тигровый хвост и типовым комплектом дешифрировочных признаков погребённых локальных антиклиналей –



штамповые кольцевые структуры, ограниченные линеаменами. И линеаменты, и кольцевые структуры отчётливо выражены на космоснимках и топокартах по характеру береговой линии, поведению горизонталей рельефа дневной поверхности, контурам солончаков, песков и т.п. Характерно, что на участке между островами линеаменты фиксируются также отчётливо, как в районе острова, а кольцевые структуры практически не отмечены. Строение аналогичное связке Тигровый хвост – антиклиналь Северный Бердах и универсальный для локальных антиклиналей региона комплект дешифрованных индикаторов свидетельствуют не только о наличии погребённых антиклиналей в районе бывших островов Кендерли и Толмачева, но и их высокой степени достоверности.

К северу от площади Сургиль весьма перспективными на обнаружение в юрских отложениях антиклиналей являются предполагаемые складки Северная и Центральная Арман, расположенные на едином геоморфологическом элементе (отроге) с разбуриваемой структурой Арман. Благоприятным фактором является расположение её на отроге Северо-Западного простирания, характерным для простирания структур северного замыкания Судочьего прогиба.

Представляется, что использование полученных результатов позволит повысить эффективность поисково-детальных сейсморазведочных работ в этом слабоизученном и труднодоступном регионе за счёт рационального размещения сеймопрофилей на выделенных антиклиналях. Ранее проведённые исследования показали высокую сходимость (подтверждаемость) объектов сейсморазведки с ранее выделенными объектами дешифрирования. В ряде случаев сейсморазведкой подтверждается до 80% объектов дешифрирования, в ряде случаев он достаточно низок. Если принять процент полной (или частичной) совпадаемости и близости площадного расположения объектов дешифрирования и сейсморазведки в интервале 50–70%, то в этом случае в рассматриваемом районе можно ожидать открытия как минимум 25–35 погребённых антиклиналей – объектов сейсморазведки.

Открытие крупнейшего Устюртского газохимического комплекса (УГХК) является одним из гарантов дальнейшего экономического и социального развития Республики Узбекистан. Одной из важнейших и актуальных задач, стоящих перед ГРП – обеспечение производственных мощностей комплекса значительными запасами углеводородного сырья. Таким образом, сложившаяся ситуация требует концентрации и усилий ведущих учёных и научных центров на проведении геологоразведочных работ на всей территории Устюртского региона. Тем более, что после открытия здесь ряда месторождений УВ он рассматривается, как один из наиболее перспективных нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан.

Северная часть Устюртского региона – Араломорская впадина в нефтегазоносном отношении изучена крайне недостаточно. Представления о глубинном строении базируются, в основном, на материалах региональных работ. К настоящему времени по территории фонд подготовленных и выявленных объектов ограничен. Это обусловлено слабой изученностью территории и объясняется не отсутствием самих объектов, а сложностью их выявления и подготовки к глубокому бурению. Учитывая объективно сложные условия поиска структурных ловушек УВ, представляется, что использование дистанционных методов способствует повышению эффективности сейсморазведочных работ при постановке их на объектах, намеченных дешифрированием.

Для проведения фундаментальных исследований по данному направлению и комплекса ГРП необходимо госбюджетное финансирование.

## Литература

1. Бикеева Л.Р., Юлдашева М.Г. Remote sensing data for structural and geological research of the Republic of Uzbekistan. // International Journal of Geology. Earth & Environmental Sciences ISSN: 2277–2081 An Open Access. Online International Journal Available at <http://www.cibtech.org/jgee.htm> 2019 Vol. 9 (3) September-December, pp. 35–40.

## УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

А.Н. Богданов, П.В. Хмыров

Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент, Республика Узбекистан  
bogdalex7@yandex.ru

Нефтегазовая отрасль Узбекистана берёт своё начало на рубеже XIX и XX веков, когда в Ферганской долине осуществлялась добыча нефти из двух колодцев. В настоящее время, благодаря усилиям всего народа, она превратилась в развитую отрасль, являющуюся локомотивом экономики страны [1].

Доходы, полученные от нефтегазовой отрасли, обеспечивающей добычу, транспортировку, переработку и реализацию готовой продукции составляют существенную часть бюджета республики.

Геологоразведочные работы на нефть и газ, проведённые на территории Узбекистана, позволили не только решить вопрос перспектив нефтегазоносности территории, но и открыть значительное количество месторождений нефти и газа, тем самым доказав её промышленную продуктивность.

За весь период проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в республике установлена и доказана промышленная нефтегазовая продуктивность пяти нефтегазоносных регионов (Устюртский, Бухаро-Хивинский, Сурхандарьинский, Юго-Западно-Гиссарский и Ферганский). Общая площадь пяти нефтегазоносных регионов составляет 203,7 тыс. км<sup>2</sup>, то есть более 60% территории республики перспективна на нефть и газ. Также, определённые перспективы нефтегазоносности связываются ещё с четырьмя регионами (Хорезмский, Средне-Сырдарьинский, Зарафшанский и Центрально-Кызылкумский), в пределах которых в настоящее время проводятся работы, в основном, регионального масштаба.

В пределах пяти нефтегазоносных регионов по состоянию на 01.01.2023 года выявлено 296 месторождений углеводородов.

По характеру флюидонасыщения среди месторождений выделяются: газовые – 9 единиц, газоконденсатные – 148, нефтяные – 54, нефтегазовые – 27; нефтегазоконденсатные – 58.

Промышленная разработка осуществляется на 114 месторождениях; подготовлены к промышленному освоению – 89; разведываемые – 84; законсервированные – 9 [2].

Распределение 296 месторождений по нефтегазоносным регионам выглядит следующим образом: в Устюртском регионе – 27 месторождений; в Бухаро-Хивинском регионе – 203; в Юго-Западно-Гиссарском регионе – 19; в Сурхандарьинском регионе – 14; в Ферганском регионе – 33.

В настоящее время республика располагает (извлекаемыми):

– остаточными промышленными запасами (A+B+C<sub>1</sub>) углеводородного сырья в количестве — 2378,1 млн. т.у.т;

– предварительно оценёнными запасами (C<sub>2</sub>) – 641,1 млн. т.у.т;

– перспективными ресурсами (C<sub>3</sub>) – 1803,3 млн. т.у.т;

– прогнозными ресурсами (D<sub>1</sub>+D<sub>2</sub>) – 9706,5 млн. т.у.т.

Нефтегазоносные и нефтегазоперспективные регионы Узбекистана различаются между собой по геологическому строению, наличию нефтегазоносных комплексов, количеству открытых месторождений, объёмам запасов и ресурсов углеводородного сырья [3].

### **Устюртский регион.**

Общая площадь перспективных земель составляет 113,1 тыс. кв. км. Охватывает территорию Республики Каракалпакстан. Нефтегазопроисковые работы ведутся здесь более 50 лет. Буровая изученность территории также самая низкая и составляет около 241,2 кв. км площади на 1 скважину. Первое месторождение Шахпахты (газовое) открыто в 1963 г.

Промышленная продуктивность установлена в отложениях юрского, реже палеозойского возрастов, в которых сконцентрированы, в основном, газоконденсатные залежи. Нефтепроявления не промышленного значения отмечались в отложениях палеозойского и юрского возрастов на отдельных площадях и месторождениях (Каракудук, Восточный Муйнак, Гарбий Борсакелмас и др.). В 2012 году на месторождении Западный Арал, открытом в 2010 году консорциумом инвесторов впервые для Устюртского региона были оценены промышленные запасы нефти [3].

За весь период геологоразведочных работ в Устюртском регионе открыто 27 месторождений нефти и газа, из которых 1 – газовое, 1 – нефтегазоконденсатное и 25 – газоконденсатных.

Доля начальных разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий Устюртского региона по отношению к Республике Узбекистан в целом составляет 11,2%. Освоенность суммарных начальных ресурсов углеводородного сырья в целом по региону составляет 14%.

В качестве приоритетных направлений можно выделить территории Косбулакского, Кульбай-Аторбайского, Судочьего прогибов, Бердахского и Куаныш-Коскалинского поднятий, Шахпахтинской и Узункуинской ступеней, современная акватория Аральского моря, Восточное и Южное Приаралье и др.

Дальнейшие перспективы наращивания запасов углеводородного сырья в ближайшие годы здесь связываются с отложениями юрского возраста, в первую очередь – нижней юры.

Помимо отложений юрского возраста, значимые перспективы связываются с образованиями палеозойского возраста. В различные годы в этих отложениях открыты два газоконденсатных месторождения Карачалак и Кокчалак, а также получены притоки углеводородов на площадях Центральный Кушкаир, Чибины, Северная Урга, Каракудук и др. С целью изучения глубокопогружённых стратиграфических комплексов и поиска залежей углеводородного сырья планируется бурение двух поисковых скважин на площадях Келажак и Аспантай на глубину 6500 м.

Кроме того, определённый интерес с позиции нефтегазоперспектив вызывают нижнемеловые терригенные отложения Устюртского региона, в которых на территории Казахстана в скважине № 1 Дорис, расположенной к северу от северной границы Каракалпакстана, из песчаного коллектора неокомского яруса получены высокодебитные притоки нефти [4].

В пределах региона геологоразведочные работы проводят Министерство горнодобывающей промышленности и геологии РУз, АО «Узбекнефтегаз» и иностранные инвесторы (ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi», СП «Natural-Gas Stream», ИП ООО «Epsilon Development Company»). На территории региона выделено 68 инвестиционных блоков, из которых на 19 выданы лицензии на проведение ГПП (СП «Natural-Gas Stream» – 2 блока, ИП ООО «Epsilon Development Company» – 2 блока, ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi» – 15 блоков).

В настоящее время Устюртский регион располагает:

- остаточными промышленными запасами ( $A+B+C_1$ ) углеводородного сырья в количестве — 502,7 млн. т.т (или 21,1% от промышленных запасов углеводородов Республики Узбекистан);
- предварительно оценёнными запасами ( $C_2$ ) – 157,2 млн. т.т (24,5%);
- перспективными ресурсами ( $C_3$ ) – 794,3 млн. т.т (44%);
- прогнозными ресурсами ( $D_1+D_2$ ) – 3007,8 млн. т.т (31%).

#### **Бухаро-Хивинский регион.**

Общая площадь перспективных земель составляет 53,8 тыс. кв. км. Охватывает территории Бухарской, Кашкадарьинской, Самаркандской и Навоинской областей. Нефтегазопромысловые работы ведутся здесь более 70 лет. Буровая изученность территории составляет около 21,7 кв. км площади на 1 скважину. Первое месторождение Сеталантепе (газовое) открыто в 1953 г.

Промышленная продуктивность на территории Бухаро-Хивинского региона установлена в отложениях юрского и мелового возрастов. Нефтегазопромысловые промышленного и непромыслового значения отмечались в образованиях палеозойского возраста на отдельных площадях и месторождениях (Северный Мубарек, Шурчи, Караулбазар-Сарыташ и др.) [4].

За весь период геологоразведочных работ в Бухаро-Хивинском регионе открыто 203 месторождения нефти и газа, из которых 6 – газовых, 51 – нефтегазоконденсатное, 16 – нефтегазовых, 22 – нефтяных и 108 – газоконденсатных.

Доля начальных разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий Бухаро-Хивинского региона по отношению к Республике Узбекистан в целом составляет 80,1%. Освоенность суммарных начальных ресурсов углеводородного сырья в целом по региону составляет 51,6%, в том числе основного по приросту и добыче углеводородов стратиграфического комплекса (юрских карбонатных отложений) – более 75%.

Дальнейшие перспективы наращивания запасов углеводородного сырья в ближайшие годы здесь связываются с территорией Чарджоуской ступени. Несмотря на хорошую изученность юрской карбонатной толщи, перспективы дальнейшего прироста запасов газа и нефти возлагаются на этот комплекс пород.

Среди приоритетных направлений геологоразведочных работ можно выделить территории Бешкентского макропрогиба, северо-западной части Чарджоуской ступени, Кашкадарьинского прогиба.

Помимо карбонатных отложений средне-верхнеюрского возраста определённые перспективы связываются с терригенными отложениями ниже-среднеюрского и нижнемелового возрастов, а также с образованиями палеозойского возраста.

В пределах региона геологоразведочные работы проводят Министерство горнодобывающей промышленности и геологии РУз, АО «Узбекнефтегаз» и иностранные инвесторы (СП «Natural-Gas Stream», ИП ООО «Epsilon Development Company», ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi» и др.). На территории Бухаро-Хивинского региона выделено 66 инвестиционных блоков, из которых на 13 выданы лицензии на проведение ГПП (ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» – 2 блока, СП «Natural-Gas Stream» – 3 блока, ИП ООО «Epsilon Development Company» – 2 блока, ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi» – 1 блок, ИП ООО «Verde Generation» – 3 блока, ООО «Eco Standart» – 1 блок, ООО «Mineral-Oil» – 1 блок).

В настоящее время Бухаро-Хивинский регион располагает:

- остаточными промышленными запасами ( $A+B+C_1$ ) углеводородного сырья в количестве — 1594,5 млн. т.т (67%);
- предварительно оценёнными запасами ( $C_2$ ) – 269,6 млн. т.т (42,1%);
- перспективными ресурсами ( $C_3$ ) – 666,7 млн. т.т (37%);
- прогнозными ресурсами ( $D_1+D_2$ ) – 3363,8 млн. т.т (34,7%).

#### **Юго-Западно-Гиссарский регион.**

Общая площадь перспективных земель составляет 5,3 тыс. кв. км и расположен на территории Кашкадарь-

инской области. Нефтегазопроисковые работы ведутся здесь более 60 лет. Буровая изученность территории составляет около 24,5 кв. км площади на 1 скважину. Первое месторождение Адамташ (газоконденсатное) открыто в 1962 году [4].

Промышленная продуктивность на территории Юго-Западно-Гиссарского региона установлена в карбонатных отложениях средне-верхнеюрского возраста.

За весь период геологоразведочных работ в Юго-Западно-Гиссарском регионе открыто 19 месторождений нефти и газа, из которых 1 – газовое, 2 – нефтегазоконденсатных, 3 – нефтяных и 13 – газоконденсатных.

Доля начальных разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий Юго-Западно-Гиссарского региона по отношению к Республике Узбекистан в целом составляет 4,1%. Освоенность суммарных начальных ресурсов углеводородного сырья в целом по региону составляет 29%.

В качестве приоритетного направления дальнейшего проведения геологоразведочных работ на нефть и газ можно рассматривать территорию Аккайракского прогиба, а также площади южного борта Дехканабадского прогиба и Тюбегатангского поднятия.

В пределах региона геологоразведочные работы проводит иностранная компания ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани». На территории Юго-Западно-Гиссарского региона выделено 3 инвестиционных блока, на которые выданы лицензии на проведение ГРП (ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» – 1 блок, ИП ООО «KNOC – 2 блока).

В настоящее время Юго-Западно-Гиссарский регион располагает:

– остаточными промышленными запасами ( $A+B+C_1$ ) углеводородного сырья в количестве — 113 млн. т.у.т (4,8%);

– предварительно оцененными запасами ( $C_2$ ) – 22,9 млн. т.у.т (3,6%);

– перспективными ресурсами ( $C_3$ ) – 27,3 млн. т.у.т (1,5%);

– прогнозными ресурсами ( $D_1+D_2$ ) – 522,4 млн. т.у.т (5,4%).

#### ***Сурхандарьинский регион.***

Сурхандарьинский нефтегазоносный регион площадью 14,4 тыс. кв. км находится на территории Сурхандарьинской области. Плотность изученности глубоким бурением составляет 30,1 кв. км на 1 скважину. Первое месторождение Хаудаг (нефтяное) открыто в 1934 году [4].

Промышленная продуктивность на территории Сурхандарьинского региона установлена в отложениях юрского, мелового и палеогенового возрастов.

За весь период геологоразведочных работ в Сурхандарьинском регионе открыто 14 месторождений нефти и газа, из которых 1 – газовое, 1 – нефтегазовое и 12 – нефтяных.

Доля начальных разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий Сурхандарьинского региона по отношению к Республике Узбекистан в целом составляет 2,6%. Освоенность суммарных начальных ресурсов углеводородного сырья в целом по региону составляет 8,7%.

Дальнейшие перспективы наращивания запасов углеводородного сырья в ближайшие годы здесь связываются с территориями Предбабатагской ступени, Сурханской впадины, Келиф-Сарыкамышской гряды и Байсунской синклинали. Основными поисковыми комплексами на указанных территориях являются отложения палеогенового и мелового возрастов. В перспективе, намечается исследование подсолевых отложений юрского возраста, доля прогнозных ресурсов углеводородов по которым превышает 83% от общих ресурсов по региону.

В пределах региона геологоразведочные работы проводятся Министерством горнодобывающей промышленности и геологии РУз, АО «Узбекнефтегаз» и иностранными инвесторами (ИП ООО «Epsilon Development Company», ИП ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company»). Всего выделено 7 инвестиционных блоков, из которых на 2 выданы лицензии на проведение ГРП (ИП ООО «Epsilon Development Company», ИП ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company»).

В настоящее время Сурхандарьинский регион располагает:

– остаточными промышленными запасами ( $A+B+C_1$ ) углеводородного сырья в количестве — 130,7 млн. т.у.т (5,5%);

– предварительно оцененными запасами ( $C_2$ ) – 71,1 млн. т.у.т (11,1%);

– перспективными ресурсами ( $C_3$ ) – 147,4 млн. т.у.т (8,2%);

– прогнозными ресурсами ( $D_1+D_2$ ) – 1349,2 млн. т.у.т (13,9%).

#### ***Ферганский регион.***

Ферганский нефтегазоносный регион, площадью 17,1 тыс. кв. км охватывает территорию Наманганской, Ферганской и Андижанской областей. По длительности проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, он является самым старым нефтегазоносным регионом, где первое месторождение нефти Чимион открыто в 1900 году и в 1904 году оно введено в эксплуатацию. Изученность территории самая высокая среди остальных регионов и составляет 9,4 кв. км на 1 скважину [4].

Промышленная продуктивность на территории Ферганского региона установлена в отложениях от палеозойского до неогенового возрастов включительно.

За весь период геологоразведочных работ в Ферганском регионе открыто 33 месторождения нефти и газа, из которых 2 – газоконденсатных, 4 – нефтегазоконденсатных, 10 – нефтегазовых и 17 – нефтяных.

Доля начальных разведанных извлекаемых запасов УВ промышленных категорий Ферганского региона по отношению к Республике Узбекистан в целом составляет 2%. Освоенность суммарных начальных ресурсов углеводородного сырья в целом по региону составляет 13,7%.

Дальнейшие перспективы наращивания запасов углеводородов в ближайшие годы здесь связываются с палеогеновыми и неогеновыми отложениями восточной части Центрально-Ферганской депрессии, к которой примыкает Андижанская группа месторождений на южной ступени и Избаскент-Майлисуйская – на северной. Кроме того, приоритетной для ведения геологоразведочных работ является южная часть Северо-Ферганской ступени.

Помимо палеогеновых и неогеновых отложений определённые перспективы связываются с меловыми и палеозойскими образованиями.

В пределах Ферганского региона ГРП проводятся Министерством горнодобывающей промышленности и геологии РУз, АО «Узбекнефтегаз» и иностранными инвесторами (ИП ООО «Epsilon Development Company», ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi» и др.). На территории региона выделено 36 инвестиционных блоков, из которых на 12 выданы лицензии на проведение ГРП (ИП ООО «Epsilon Development Company», ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi»).

В настоящее время Ферганский регион располагает:

– остаточными промышленными запасами ( $A+B+C_1$ ) углеводородного сырья в количестве — 37,2 млн. т.т (1,6%);

– предварительно оценёнными запасами ( $C_2$ ) – 120,3 млн. т.т (18,8%);

– перспективными ресурсами ( $C_3$ ) – 167,6 млн. т.т (9,3%);

– прогнозными ресурсами ( $D_1+D_2$ ) – 421,8 млн. т.т (4,3%).

Также, определённые перспективы связываются с нефтегазоперспективными территориями.

**Хорезмский регион.** Перспективы наращивания запасов углеводородов здесь связываются с нижнемеловыми и верхнеюрскими отложениями. Общая сумма извлекаемых прогнозных ресурсов углеводородного сырья составляет около 209,4 млн. т.т.

**Средне-Сырдарьинский регион.** Перспективы наращивания запасов углеводородного сырья здесь связываются с палеозойскими отложениями. Общая сумма извлекаемых прогнозных ресурсов углеводородного сырья составляет более 832 млн. т.т.

В пределах **Заравшанской впадины и Центрально-Кызылкумского свода** проводятся геологоразведочные работы с целью изучения глубинного геологического строения территорий и выяснения перспектив нефтегазоносности. Здесь выполнены региональные и поисковые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, электроразведочные и гравии-магнитометрические исследования, пробурены параметрические скважины на площадях Конча, Южный Акбугет, Октулпор и Боймурод [4].

Анализ результатов геологоразведочных работ в Республике Узбекистан свидетельствует, что углеводородный потенциал территории очень высок и проведение дальнейших поисков залежей нефти и газа здесь целесообразно. С учётом наличия существенных прогнозных ресурсов углеводородного сырья в количестве более 9,7 млрд. т.т необходимократно увеличивать объёмы геологоразведочных работ с целью наращивания ресурсной базы углеводородов.

## Литература

1. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Ивонина И.Э.* История, состояние и перспективы развития нефтегазовой отрасли Узбекистана в области поиска и разведки месторождений углеводородного сырья // *Узбекский журнал нефти и газа.* – Специальный выпуск. – 2015. – С. 103–110.

2. *Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К.* Месторождения нефти и газа Республики Узбекистан // Ташкент: Zamin Nashr, 2019. – 820 с.

3. *Богданов А.Н.* Современное состояние и структура углеводородной базы Республики Узбекистан // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. – № 4 (20). – С. 36–48.

4. *Абдуллаев Г.С.* Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ и наращивания запасов углеводородного сырья на территории Республики Узбекистан // *Узбекский журнал нефти и газа.* – Специальный выпуск. – 2016. – С. 35–39.

## ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОФЕССОРА ЭДУАРДА КУЗЬМИЧА ШВЫДКИНА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

М.Я. Боровский<sup>1</sup>, А.С. Борисов<sup>2</sup>, В.И. Богатов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor1913@mail.ru

<sup>2</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань

Имя специалиста геофизика Швыдкина Э.К. широко известно в Советском Союзе, России, Татарстане, Ближнем и Дальнем Зарубежье. Эдуард Кузьмич Швыдкин (25.06.1941–31.08.2009) – профессор, кандидат технических наук, доктор геолого-минералогических наук, Почетный разведчик недр Российской Федерации.

Э.К. Швыдкин родился в селе Красное Смоленской области, в семье военного лётчика Кузьмы Давыдовича Швыдкина, завершившего службу в чине подполковника авиации. Мать, Софья Григорьевна – учительница русского языка и литературы старших классов.

В 1961 году Э.К. Швыдкин поступает на геологический факультет Казанского государственного университета, и в 1965 году оканчивает кафедру «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», по специальности инженер-геолог-геофизик.

Эдуард Кузьмич обладал значительными знаниями в различных областях геофизической науки, был умелым популяризатором, простым языком мог объяснить сложные вещи, геологическую природу геофизических аномалий.

Профессор Э.К. Швыдкин хорошо ориентировался в проблемах нефтяной геологии, останавливая свой выбор на решении самых актуальных, насущных на данный момент вопросах. В старых нефтедобывающих регионах, к каковым относится Татарстан, необходимым служит восполнение запасов за счёт нетрадиционных источников углеводородного сырья. Учёным было обращено внимание на разработку геофизических методов контроля процессов эксплуатации месторождений природных битумов (высоковязких нефтей) с помощью теплового воздействия: обоснованы физико-геологические предпосылки, созданы основы аппаратурно-методического и информационно-интерпретационного обеспечения, сформированы основы эколого-геофизических исследований.

Э.К. Швыдкин писал: «...Тепловой метаморфизм пород под влиянием внутрипластового горения и тепловых очагов приводит к значительным изменениям минерального состава и петрофизических параметров пласта-коллектора и вмещающих пород. Образовавшаяся в процессе термического воздействия зона существенно отличается по своим петрофизическим параметрам (плотность, упругие свойства, магнитные и электрические характеристики) от пород продуктивного пласта, не затронутых процессом. Эти изменения физических свойств пород сохраняются в течение продолжительного времени и после прекращения термических процессов, т.е. их можно считать необратимыми. Можно говорить об образовании в однородном продуктивном пласте техногенного геологического объекта, имеющего конкретные геометрические параметры (длину, ширину, толщину, глубину, конфигурацию).

Естественно, первичные физические поля углеводородной залежи (гравитационное, магнитное, электрическое и др.) существенно изменяются под влиянием образовавшегося объекта. Разницу значений физического поля над зоной разработки до и после термического воздействия следует считать техногенной составляющей этого поля. Техногенная составляющая геофизического поля в благоприятных условиях может быть измерена на дневной поверхности с помощью соответствующей аппаратуры и методики, методами полевой геофизики (сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки и электроразведки)».

На первом этапе научных изысканий наибольшее внимание уделено созданию методики контроля, обладающей достаточной простотой в исполнении полевых измерений и приёмами геологической интерпретации полученных данных. В качестве базового выбран мобильный, относительно дешёвый метод магниторазведки. Апробация метода успешно прошла в полевых условиях на месторождениях природных битумов, в основном, на Мордово-Кармальском Республики Татарстан. Была показана возможность применения высокоточной магниторазведки для изучения степени охвата пластов термическим воздействием по площади, определяется контур выгоревшей зоны.

Результаты экспериментальных работ и теоретические приложения сформулированы и защищены в кандидатской диссертации (1988 г.) «Контроль за продвижением фронта горения с помощью наземной магнитной съёмки при разработке неглубоких залежей битумов и вязких нефтей».

Рационально-рентабельный комплекс создаётся на базе не использовавшихся в нефтяной отрасли физико-химических эффектов и явлений, так и в результате углубления и расширения знаний о физических полях и в процессах, применяющихся достаточно широко в других областях.



Э.К. Швыдкиным отмечено: «...Техногенные электрические поля не только несут ценную информацию о процессах, протекающих в пласте, но и непосредственно влияют на геологическую среду. В зоне разработки геофизические поля взаимодействуют с породами продуктивного пласта и пластовыми флюидами. Наблюдения этих полей могут быть полезны там, где традиционные методы исследований не дают информации о микро- и макро-процессах в пористых средах. Развитие исследований в этом направлении приведёт к созданию нового раздела – нелинейной геофизики. Объектом изучения в данном случае являются различные взаимодействия геофизических и геохимических полей, нелинейные эффекты и необратимые процессы в геологических образованиях...».

Научные интересы Э.К. Швыдкина охватывают широкий круг вопросов, но главным образом сосредотачиваются в области исследования закономерностей распределения геоэлектрических полей на различных этапах освоения месторождений природных битумов и высоковязких нефтей. Предполагается разработка новой методологии, направленной на повышение эффективности геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья на всех стадиях – от поисков и разведки до контроля состояния окружающей среды после завершения эксплуатации.

В докторском диссертационном обобщении (1996 г.) «Техногенные и естественные электрические поля в проблемах освоения ресурсов природных битумов (контроль за разработкой, разведка, экология)» обоснована актуальность исследований: «...Геоэлектрические поля месторождений природных битумов до последнего времени практически не изучались, так как, по общему мнению, считалось, что вся электрохимическая активность пород битумных залежей ограничивается диффузионно-адсорбционным потенциалом. Однако, исследования последних лет при разведке и разработке тепловыми методами месторождений природных битумов однозначно показали, что интенсивные геоэлектрические поля окислительно-восстановительного, фильтрационного и диффузионно-адсорбционного типов имеют широкое развитие.

Исследования проводились в связи с тем, что существующий геолого-геофизический комплекс, применяемый в нефтепромысловой отрасли, несмотря на многочисленность используемых методов и технических средств, при освоении ресурсов природных битумов во многих случаях оказывается малоэффективным.

Таким образом, повышение эффективности методики поисков и разведки скопленений природных битумов, совершенствование методов и средств оперативного контроля за разработкой битумных месторождений является актуальной научно-технической проблемой».

В результате исследований Э.К. Швыдкиным даны основные характеристики теплового поля пласта-коллектора при тепловом воздействии и влиянии составляющих этого поля на температурный режим пласта.

Установлено, что температурный режим в пласте-коллекторе определяется следующими факторами:

1. Естественным геотермическим полем горных пород.
2. Термогидродинамическими эффектами, связанными с фазовыми переходами, дросселированием, диабатическим расширением флюида.
3. Искусственным тепловым воздействием на пласт – нагнетанием воды, закачкой пара, окислительными реакциями в пласте.

Для пластов-коллекторов характерным является одновременный перенос тепловой энергии и вещества, т. е. тепло и массоперенос.

Уделяя вопросу «Техногенные электрические поля, связанные с фильтрацией пластовых флюидов и изменением их химического состава при тепловом воздействии», Э.К. Швыдкин рассматривает условия возникновения в зоне теплового воздействия окислительно-восстановительных и фильтрационных потенциалов. Показано, что при поступлении в пласт тепла, в нагретой зоне существенно изменяется химический состав пластовых вод, что приводит к формированию в пласте окислительно-восстановительной системы. Электрическое поле, источником которого является окислительно-восстановительная система, структура которого, отражает форму, размеры и элементы залегания системы в пространстве. Распределение этого поля может быть зафиксировано с помощью соответствующей аппаратуры и методики.

Э.К. Швыдкиным дано обоснование применения техногенных геофизических полей для контроля за разработкой месторождений углеводородов тепловыми методами, причём основное внимание уделено техногенным электрическим полям:

1. Разработаны физико-химические основы электрических полей битумных месторождений.
2. Рассмотрены петрофизические изменения пород битумных месторождений в результате термического воздействия и дано обоснование для применения полевых методов геофизики при контроле за разработкой.
3. Рассмотрены условия возникновения техногенных электрических полей при разработке битумов с применением тепловых методов, изучены основные параметры этих полей и динамика их развития в процессе разработки.
4. Предложена методика наземной съёмки естественных электрических полей битумных месторождений, проведены опытно-методические работы на ряде месторождений, сформулированы принципы интерпретации результатов.
5. Решена задача оперативного контроля за движением теплоносителя в пласте и определения положения теплового очага при термическом воздействии, издано и утверждено соответствующее методическое руководство.

6. Проведены опытные работы с целью расширения области применения техногенных потенциалов фильтрации, получены положительные результаты при определении источников загрязнения пресных вод нефтепромысловыми стоками.

Практическими результатами этих исследований являются «Методическое руководство по контролю за динамикой внутрипластового горения методом магниторазведки при разработке битумных месторождений» и «Методика контроля за продвижением теплоносителя в пласте с помощью измерений естественного электрического поля», при разработке которых Э.К. Швыдкин являлся ответственным исполнителем.

Как указывалось выше, интересы Э.К. Швыдкина охватывают широкий круг геолого-геофизических задач актуальность постановки и решения которых отражены в списке публикаций, приводимых ниже.

Доктором геолого-минералогических наук разработан и реализован на территории Волго-Уральского региона комплекс измерений, позволяющий осуществлять прямые поиски углеводородов. Достоинством технологий служит выполнение работ по плотной сети наблюдений и применение набора экономически рентабельных методов: высокоточная магниторазведка, электроразведка в модификации естественного электрического поля ЕП, геохимия солей металлов и углеводородных газов. Комплекс широко известен как геофизико-геохимические исследования ГГХМ.

Эдуард Кузьмич заложил основы оценки экологического состояния скважин различного целевого назначения по данным поверхностных измерений электрического потенциала: отсутствует необходимость проводить скважинные измерения, выявлены критерии определения перетоков жидкости в скважине. Также электроразведка ЕП широко использовалась Э.К. Швыдкиным и его учениками при выявлении очагов и ореолов загрязнения (засолонения), изучения гидрогеологических особенностей геологической среды.

Профессор Э.К. Швыдкин тесно сотрудничал с ведущими специалистами и учёными в нефтегазовой геологии и геофизики, методах комплексного воздействия на нефтяные и битумные пласты: Алемасовым В.Е., Муслимовым Р.Х., Кузнецовым О.Л., Горбуновым А.Т., Боксерманом А.А., Абрикуным А.Л., Хисамовым Р.С., Дияшевым Р.Н., Кравцовым Я.И., Грунисом Е.Б., Слепаком З.М., Нургалиевым Д.К., Мухаметшиным Р.З., Борисовым А.С., Янгуразовой З.А., Успенским Б.В., Напалковым В.Н., Мавричевым В.Г., Кузнецовым Г.Е., Вишневым П.В., Гатиятуллинским Н.С., Волковым Ю.В., Якимовым А.С., Вассерманом В.А., Смерковичем Е.С., Ближевым А.Б., Васясиным Г.И., Пикуза В.И., Трофимовым В.А., Чернышевой М.Г. и др.

Эдуард Кузьмич был незаурядным человеком. В предисловии к его повествованию «Блокадник» из цикла «Рассказы Графа» в журнале «Элита Татарстана» от 6.06.2011 отмечено:

«...Говорят, что талантливый человек талантлив во всём. Знаменитый геолог, Почетный разведчик недр РФ Эдуард ШВЫДКИН, который всю свою жизнь посвятил разведке месторождений полезных ископаемых, параллельно занимался и творческой деятельностью, в частности, писал рассказы о том, что видел сам, чем занимался, с какими людьми сталкивался. Каждый рассказ – память о непростых мгновениях тех, кто нашёл своё место в геологии. Сам Эдуард Кузьмич по окончании университета начинал работать геофизиком на Алтае. А впоследствии подобных экспедиций было уже не счесть. Несколько лет он находился в заграничной командировке, был преподавателем Алжирского политехнического института...».

Э.К. Швыдкин активно участвовал в общественной жизни: входил в список кандидатов в присяжные заседатели Верховного суда Республики Татарстан по муниципальному образованию города Казань (по Советскому району). Ряд эпизодов отражён в замечательной статье к.г.-м.н. Зинатова Х.Г., посвященной памяти ученого (Альтернативная нефть от 16 марта 2014 г).

• Эдуард Кузьмич – основатель династии геофизиков. Брат – Александр Кузьмич (02.09.1946–05.06.2004) занимался вопросами электроразведки, сын – Ян Эдуардович (09.09.1967–12.09.2010) – морской геофизик. Оба также закончили кафедру геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых Казанского государственного университета.

• Профессорско-преподавательская деятельность характеризуется активным участием в чтении уникальных спецкурсов по применению геофизических методов в различных областях народного хозяйства. Опубликовано более 70 научных работ, в том числе две монографии. Под руководством Э.К. Швыдкина подготовлено пять кандидатских диссертаций, три из которых, защищены на диссертационном совете Казанского государственного университета и получили одобрение Высшей аттестационной комиссии.

• Рассматривая роль доктора геолого-минералогических наук, профессора Эдуарда Кузьмича Швыдкина можно сказать, что он является одним из пионеров изучения различных взаимодействий геофизических и геохимических полей, нелинейных эффектов и необратимых процессов в геологических образованиях, то есть одним из авторов нового раздела прикладной геофизической науки – нелинейной геофизики.



## Список основных научных трудов Э.К. Швыдкина

1. Швыдкин Э.К., Мазитов Ф.М. Контроль фронта горения битумов с помощью магниторазведки. Республиканский научно-технический семинар «Проблемы автоматизации процессов разработки нефтяных месторождений». Тезисы докладов. Казань, 1983.
2. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Коцюбинский В.Л., Гареев Р.З. О применимости фильтрационных потенциалов при исследовании скважин с открытым забоем. Геология и геохимия нефтеносных отложений. Изд. КГУ, Казань, 1987.
3. Швыдкин Э.К. Контроль за продвижением фронта горения с помощью наземной магнитной съёмки при разработке неглубоких залежей битумов и вязких нефтей: Автореф. дис. к.т.н. – М.: ВНИИ, 1988. – 16 с.
4. Дияшев Р.Н., Швыдкин Э.К., Кондрашкин В.Ф., Гареев Р.З. Магниторазведка при контроле внутрислоевого горения на Мордово-Кармальском месторождении битумов. – Нефтяное хозяйство, № 5, 1988.
5. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Старшов И.Н. А.С. № 1633876 «Способ разработки залежей битумов и тяжёлых нефтей в терригенных коллекторах».
6. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н. Потенциалы протекания в песчано-алевролитовых породах при фильтрации водо-воздушных смесей. Геология и разработка нефтебитумоносных месторождений. Изд. КГУ, Казань, 1990.
7. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Борисов А.С. Влияние внутрислоевого горения на магнитные характеристики терригенных коллекторов тяжёлых нефтей и битумов. Геология и разработка нефтебитумоносных месторождений. Изд. КГУ, Казань, 1990.
8. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н. Естественные электрические поля действующего нефтяного пласта. Тезисы докладов научно-практической конференции «Математическое и физическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов». Альметьевск, 1990.
9. Напалков В.Н., Швыдкин Э.К. Методы изоляции вод в скважинах при разработке битумных залежей. Тезисы всесоюзной конференции «Проблемы комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей». Казань, 1991.
10. Напалков В.Н., Швыдкин Э.К. Оперативный контроль за движением теплоносителя в пласте при тепловом воздействии. Тезисы всесоюзной конференции «Проблемы комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей», Казань, 1991.
11. Напалков В.Н., Швыдкин Э.К., Пикуза В.И. О применимости метода компенсации электрокинетического торможения при разработке низкопроницаемых пластов. Сб. «Комплексное освоение природных битумов и высоковязких нефтей», Казань, 1992.
12. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н. К вопросу о естественных электрических полях действующего нефтяного пласта. Труды всесоюзной конференции «Комплексное освоение природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка)». Казань, 1992.
13. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н. Условия образования естественного электрического поля в высокотемпературной зоне нефтяного пласта при тепловом воздействии (на примере Мордово-Кармальского месторождения). Сб. «Вопросы геологии и нефтебитуминозности центральных районов Волго-Уральской области». Изд. КГУ, Казань, 1992.
14. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Кондрашкин В.Ф. Динамика естественного электрического поля в окислительно-восстановительной системе пласта. Сб. «Вопросы геологии и нефтебитуминозности центральных районов Волго-Уральской области». Изд. КГУ, Казань, 1992.
15. Напалков В.Н., Швыдкин Э.К., Волков Ю.В. Причины коррозионного разрушения и основные направления антикоррозионной защиты оборудования и транспортных систем нефтяных и битумных месторождений при тепловом воздействии. Сб. «Вопросы геологии и нефтебитуминозности центральных районов Волго-Уральской области». Изд. КГУ, Казань, 1992.
16. Швыдкин Э.К., Пикуза В.И., Напалков В.Н. Оценка величины электрокинетического эффекта торможения на основании экспериментальных измерений потенциалов фильтрации. Вопросы геологии и нефтебитуминозности центральных районов Волго-Уральской области. Изд. КГУ, Казань, 1992.
17. Diyashev R.N., Galeev R.Q., Kondrashkin V.F., Shvydtkin E.K. Surface Control Front Movement in Fireflooding Process. Thermal Operation Symposium in Bakersfield. USA, 1993.
18. Напалков В.Н., Швыдкин Э.К. Экологические проблемы освоения битумных залежей в Татарии в связи с применением тепловых методов. Геологические аспекты развития и комплексного использования сырьевых ресурсов. XIII Губкинский чтения. Авторские аннотации докладов. М., 1993.
19. Швыдкин Э.К., Напалков В.Н. Формирование химического состава подземных вод в зоне скопления природных битумов в связи с проблемой их разработки и освоения. Геологические аспекты развития и комплексного использования сырьевых ресурсов. XIII Губкинский чтения. Авторские аннотации докладов. М., 1993.
20. Швыдкин Э.К., Пикуза В.И., Баданов В.Г. Применение магниторазведки для оценки интенсивности температурного воздействия при контроле за процессом внутрислоевого горения. Труды Международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Казань, 1994.

21. *Чендарев В.И., Васясин Г.И., Швыдкин Э.К., Чаганов М.С.* Исследовательский комплекс для контроля за воздействием внутрипластовых процессов на геологическую среду при тепловых методах разработки битумных залежей. Труды международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Казань, 1994.
22. *Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Кондрашкин В.Ф.* Контроль состояния и регулирование разработки месторождений природных битумов при тепловом воздействии с помощью техногенных электрических полей. Труды Международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Казань, 1994.
23. *Гареев Р.З., Кондрашкин В.Ф., Швыдкин Э.К., Старшов М.И.* Определение толщины выжженной зоны пласта при внутрипластовом горении. – Вопросы промышленного освоения месторождений природных битумов Урало-Поволжья. Сб. ВНИИ, вып. 119, М., 1994.
24. *Напалков В.Н., Швыдкин Э.К.* Эффективность скважинного способа разработки битумных залежей в связи со строением их резервуара. Труды международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Казань, 1994.
25. *Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Кондрашкин В.Ф.* Естественные электрические поля битумных месторождений. Геология и разработка нефтебитумоносных комплексов. Изд. КГУ, Казань, 1995.
26. *Напалков В.Н., Швыдкин Э.К.* Динамика фильтрационных процессов в резервуарах Ашальчинского битумного месторождения на начальной стадии его разработки. – Геология и разработка нефтебитумоносных комплексов. Изд. КГУ, Казань, 1995.
27. *Швыдкин Э.К.* Техногенные и естественные электрические поля в проблемах освоения ресурсов природных битумов (контроль за разработкой, разведка, экология): Автореф. дис. доктора геол.-мин. наук. – М: ВНИИ-геосистем. 1996. – 30 с.
28. *Боровский М.Я., Швыдкин Э.К., Мухаметшин Р.З.* и др. Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации месторождений природных битумов / Под ред. Р.З. Мухаметшина. – М.: ГЕОС, 2000 – 170 с.
29. *Швыдкин Э.К.* и др. «Перспективы совершенствования геологоразведочного процесса на нефть в Волго-Уральском регионе» // Бурение и нефть – 2004 г. № 2.
30. *Швыдкин Э.К.* и др. «Влияние тектонически-напряженных зон нефтегазоносных структур на особенности распределения геофизических и геохимических полей» // Бурение и нефть – 2004 г. № 7–8, с. 18–21.
31. *Сунгатуллин Р.С., Хазиев М.А., Швыдкин Э.К.* «Геолого-геохимические предпосылки поисков углеводородов» // Бурение и нефть – 2004 г. № 11.
32. *Швыдкин Э.К.* «Первый опыт применения комплекса геофизико-геохимических методов для оценки перспективности структур» // Бурение и нефть – 2006 г. № 2, с. 39–40.
33. *Швыдкин Э.К., Вассерман В.А., Желенкова Е.А.* Первый опыт применения комплекса геофизико-геохимических методов для оценки перспективных структур // Бурение и нефть, № 2, стр. 39–42.
34. *Якимов А.С., Швыдкин Э.К., Вассерман В.А.* Новые представления о формировании естественных электрических полей углеводородных залежей // Геология нефти и газа № 1, 2007, с. 39–46.
35. *Швыдкин Э.К., Вассерман В.А., Желенкова Е.А.* Инверсия знака естественных электрических полей над углеводородными залежами // Геофорум, Вып. 1 [12], 2007.
36. *Швыдкин Э.К., Боровский М.Я., Петров С.И.* Техногенные и естественные геоэлектрические поля – эффективный инструмент мониторинга геологической среды // Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов: Материалы Международной конференции Том 2: г. Казань; 13–16 ноября, 2007 г. / Сост. Н.Н. Равилова. – Казань: Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2007. С. 133–140.
37. *Швыдкин Э.К., Якимов А.С., Боровский М.Я., Успенский Б.В.* Новые представления о формировании естественных электрических полей углеводородных залежей // Сборник материалов международной научно-практической конференции: Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. С.-Петербург, ВНИИГРИ, 2007, с. 129–136.
38. *Швыдкин Э.К., Напалков В.Н., Петров С.И., Боровский М.Я.* Влияние вариантов построения сетки скважин и способов бурения на параметр битумоотдачи и полноту выработки продуктивного пласта // Энергоресурсо-эффективность и энергосбережение в Республике Татарстан: Сборник докладов VIII Международного симпозиума, Казань, 4–6 декабря 2007 года. – Казань.
39. Учебное пособие «Физико-геологическое обоснование применения комплекса геофизико-геохимических методов для оперативной оценки нефтеносности структур» по спецкурсу «Технология полевой геофизической разведки месторождений полезных ископаемых» для геофизиков 4-го курса.
40. Учебное пособие «Методика и техника геофизических и геохимических работ комплексом ГГХМ» по спецкурсу «Технология полевой геофизической разведки месторождений полезных ископаемых» для геофизиков 4-го курса.
41. *Швыдкин Э.К., Якимов А.С., Вассерман В.А.* Геофизические и геохимические технологии прогноза и оценки нефтеносности объектов / Под ред. М.Я.Боровского. – Казань: Новое Знание, 2008. – 164 с.

42. Швыдкин Э.К., Каримова Р.З., Вассерман В.А. Геофизические методы контроля разработки природных битумов // Бурение и нефть – 2008 г. № 2, <http://www.burneft.ru/arhiv/2008-god/02-08.html>

43. Швыдкин Э.К., Вассерман В.А., Желенкова Е.А. Комплекс геофизико-геохимических методов (ГГХМ) для оценки перспективности структур // Бурение и нефть – 2008 г. № 2, <http://www.burneft.ru/arhiv/2008-god/02-08.html>

## Литература

1. Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И. Профессор Э.К. Швыдкин: инновационные геофизические исследования в проблемах освоения ресурсов природных битумов (разведка, контроль за разработкой, экология) // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Сборник научных трудов по материалам 46-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Пермь, 2019. – С. 403–408.

2. Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И. Роль профессора Э.К. Швыдкина в развитии геофизических методов контроля процессов эксплуатации месторождений углеводородов тепловым воздействием // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «СЛОВО», 2017. – С. 135–140.

3. Зинатов Х.Г. Памяти ученого // Альтернативная нефть от 16 марта 2014 г.

4. Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И., Петров С.И. Профессор Э.К. Швыдкин: инновационная геофизика при решении гидрогеоэкологических вопросов // Сборник трудов IX Международного Конгресса «Чистая вода. Казань». – 2018. – С. 86–89.

5. Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И. Профессор Э.К. Швыдкин – один из пионеров изучения нелинейных эффектов и необратимых процессов // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2021. – С. 200–204.

6. Боровский М.Я., Богатов В.И., Борисов А.С. Профессор Казанского университета Э.К. Швыдкин – исследователь нелинейных эффектов и необратимых процессов // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Сборник научных трудов по материалам 47-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Санкт-Петербург, 2023. – С. 43–47.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ

Д.В. Булыгин<sup>1</sup>, А.Н. Николаев<sup>1</sup>, Г.И. Губеева<sup>1</sup>, Р.Р. Ганиев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Актуальные технологии», [buligindv1952@mail.ru](mailto:buligindv1952@mail.ru),

<sup>2</sup>Казанский (Приволжский) государственный университет, г. Казань

На поздней стадии разработки возникает сеть высокоскоростных каналов фильтрации, приводящая к увеличению энергетических затрат на закачку и отбор попутно добываемой воды [1, 2]. Объемы воды, продвигающиеся по каналам, не участвуют в процессе нефтевытеснения и относятся к непроизводительной закачке. Для повышения эффективности заводнения нефтегазовых залежей применяются потокоотклоняющие и водоизоляционные составы, которые хотя и рассматриваются как независимые технологии, но относятся к одному классу [3]. В докладе рассмотрена возможность получения синергетического эффекта от совместного применения родственных химических составов со стороны нагнетательных и добывающих скважин.

**1. Анализ опыта применения потокоотклоняющих гелеобразующих составов (ПОТ).** Технологическая эффективность проведения ПОТ со стороны нагнетательных скважин приведена в табл. 1.

Таблица 1

Технологическая эффективность проведения ПОТ со стороны нагнетательных скважин

Количество обработок	Эффективность, %			Количество реагирующих скважин	Суммарная дополнительная добыча нефти, т	Доп. добыча нефти на скв./опер, т	Средняя продолжительность эффекта, сут
	Положительный эффект	Отрицательный эффект	без эффекта				
142	79,6	20,4	0	961	100679	709,0	151

Как видно из табл. 1, средняя величина дополнительной добычи нефти на скважинно-операцию составляет 709 т, при средней продолжительности эффекта, равному 151 сут. Тот же анализ, проведенный по парам скважин, показывает, что из 961 реагирующих скважин в 297 скважинах или 30,9% от общего числа обработок получен отрицательный результат в виде падения отборов нефти и увеличения добычи воды. Причём в 20-ти скважи-

нах был отмечен отрицательный эффект, составивший более 300 т нефти. В пределах одного участка обычно имеется только одна, и как исключение две скважины с высокими рисками получения отрицательного результата. Для детального анализа каждого участка использовалась компьютерная программа построения карт линий тока и профилей распределения давления, закачки и отбора по проницаемым интервалам. В качестве примера на рис. 1 представлены карта линий тока (а) и профиль распределения давления, закачки и отбора (б) по проницаемым интервалам (рис. 1 б).

Расчёты показали, возможность дальнейшего использования указанных программ для учёта геологических особенностей строения пласта между нагнетательной и реагирующими добывающими скважинами таких, как наличие тектонических нарушений, смены фациальных характеристик пласта и присутствие подошвенных и краевых вод. Эти же инструменты могут быть использованы и для анализа влияния технологических особенностей участков, включая энергетический режим, текущие запасы, компенсацию отбора закачкой, параметры техногенных каналов фильтрации и др.

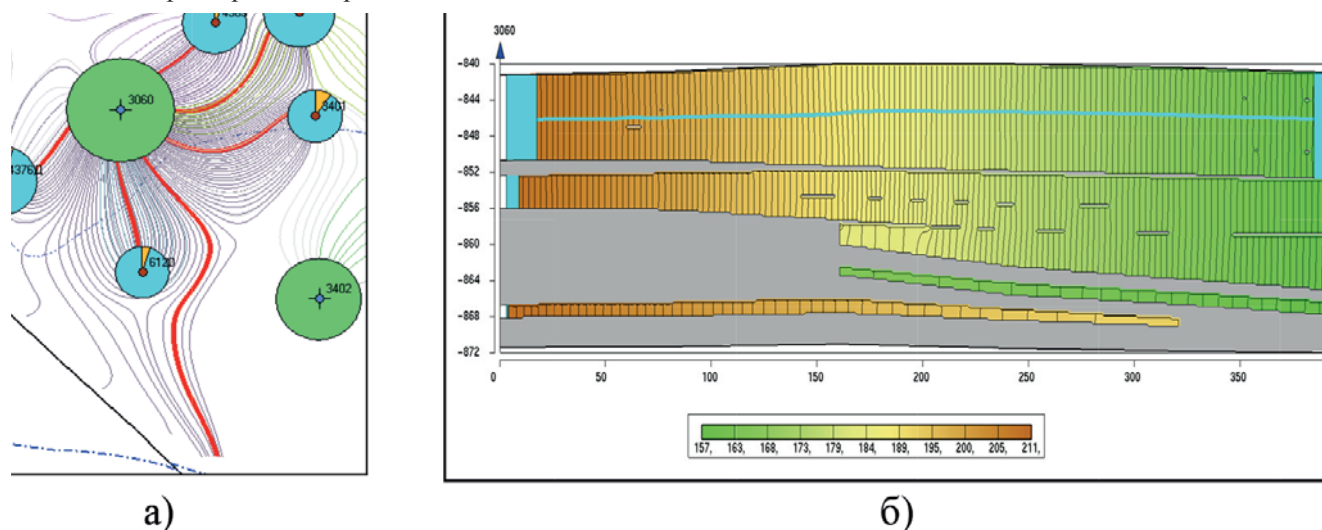


Рис. 1. Карта линий тока (а) и профиль распределения давления, закачки и отбора (б).

**2. Анализ опыта применения водоизоляционных работ (ВИР).** За период 2001–2021 гг. было проведено 387 геолого-технических мероприятий, связанных с ремонтно-изоляционными работами, которые можно разделить на технические, технологические и геологические. К техническим мероприятиям относятся изоляция нарушений эксплуатационной колонны, заливка межколонных водогазопроявлений, изоляция заколонных перетоков и др. Технологические виды работ предполагают приобщение или отключение ниже или вышележащего горизонта без применения химических составов. Нами рассмотрены все водоизоляционные работы (ВИР) по пласту, относящиеся к геологическому типу в количестве 60 скважинно-операций, включающие изоляцию пластовой воды закачкой специальных композиций и ограничение водопритока обводнённой части пласта, проводимые закачкой цементного раствора. Промысловые показатели до и после проведения ВИР представлены в табл. 2.

Таблица 2

Промысловые показатели до и после проведения ВИР

Вид водоизоляционных работ	Количество скважин	Средний дебит, т/сут						Средняя обводнённость, %		
		нефти			воды			До	После	Через 6 мес.
		До	После	Через 6 мес.	До	После	Через 6 мес.			
Изоляция пластовой воды	24	3,0	5,2	3,3	38	21	24	92,7	80,1	87,7
Изоляция части пласта	32	2,0	4,4	3,1	40	26	30	95,2	85,6	90,5

Из табл. 1 следует, что после проведения ВИР происходит снижение среднего дебита воды, а средняя обводнённость скважины после обработки сокращается в среднем на 9,6–12,6%. Кроме того, увеличивается средний дебит нефти на 2,2–2,4 т/сут. Средняя дополнительная добыча нефти одну скважинно-обработку колеблется от 279 до 306 т при продолжительности эффекта от 7 до 12 месяцев.

Показатели эффективности водоизоляционных работ

Вид водоизоляционных работ	Количество скважин	Суммарный эффект по дополнительной добыче	Дополнительная добыча на 1 скважинно-обработку	Средняя продолжительность эффекта, мес.	Кол-во успешных обработок, %
Изоляция пластовой воды	24	9800	279	7	65
Изоляция части пласта	32	6700	306	12	76

И хотя по отдельным обработанным скважинам дополнительная добыча нефти может отсутствовать, количество успешных обработок колеблется от 65 до 76%, что выше, чем при применении ПОТ. Это связано с разными подходами к определению успешности. В случае обработки добывающей скважины связь не теряется, поскольку эффект по ней же и определяется. При закачке блокирующих систем со стороны добывающих скважин он распределяется по всем добывающим скважинам участка. Как показал анализ фильтрационных потоков до и после обработки ВИР, проведение операции по ограничению водопритока на одной скважине, даже при небольших объёмах реагента, составляющих 2–4 т на скважинно-обработку, существенно сказывается на направлении фильтрационных потоков. Чем выше степень гидродинамического взаимодействия скважин, тем выше эффект от проведения ВИР. Расчёты также показали, что если повысить устойчивость композиции в пористой среде, то можно достичь увеличения продолжительности эффекта до 1,5 лет.

**3. Возможность совмещения потокоотклоняющих технологий и обработок ВИР.** Единовременность обработок, в течение периода времени, не превышающего 1–2 месяца, является важнейшим принципом системной технологии воздействия на пласт, предложенной и активно развиваемой сотрудниками ВНИИнефть [4-5]. Рассмотрим возможность повышения эффективности химических технологий путём проведения единовременных обработок нагнетательных скважин потокоотклоняющими системами, а добывающих скважин – технологией ВИР. В этом случае возможно получение качественно нового результата при обработке скважин с двух сторон с использованием родственных технологий. Блокирование проводящего канала с двух сторон позволяет достичь «эффекта обтекания с двух сторон», который препятствует преждевременному возвращению нагнетаемой воды в высокопроницаемый слой и способствует более длительному движению нагнетаемой воды по нефтенасыщенной части пласта.

Применение ПОТ, как метода снижения объёмов непроизводительной закачки нагнетаемой воды и текущей обводнённости продукции скважин, в большей степени характеризует экономическую сторону процесса, связанную со снижением общих затрат на закачку и отбор воды в скважинах. Ограничение проводимости промытого водой интервала в добывающей скважине, способно резко ограничить отбор воды. Увеличение дебита нефти по обработанной скважине можно не получить по причине отсутствия подвижных запасов. При имеющихся различиях в свойствах реагентов механизм воздействия технологий ВИР принципиально не отличается между собой. Поэтому опыт проведения технологий на значительных по размерам месторождениях важно тщательно анализировать и переносить на новые, слабоизученные технологии и учитывать при математическом моделировании процесса воздействия. Анализ данных лабораторных испытаний, проводившихся в сходных геолого-промысловых условиях, также снижает возможную ошибку распространения опыта внедрения технологий и улучшает перенос результатов на новые объекты и месторождения.

**5. Определение состава и места установки блокирующей системы по фильтрационной модели трубок тока.** Расчёт выхода нефти после установки гелевого блока проводился на гидродинамической модели трубок тока в разрезе пласта с шагом по разрезу равным 0,1–0,2 м и простирацию 3 м. Расчёты показали, что фильтрационный поток движется по высокопроницаемым каналам, формируя значительный объём непроизводительной закачки, не участвующей в процессе вытеснения нефти водой. После закачки композиций блокируется канал, имеющий наибольшую проницаемость. Через 30–40 суток поток нагнетаемой в пласт воды обтекает гелевый блок и продолжает движение по высокопроницаемому каналу. Процесс довытеснения нефти полностью заканчивается через 300–400 суток. При наличии высокоскоростных каналов в процесс фильтрации не вовлекаются области, содержащие запасы нефти и значительно промытые фронтом нагнетаемой воды, расположенные в зоне прямого воздействия нагнетательной скважины.

Гидродинамические расчёты дополнительной добычи нефти проводились в зависимости от объёма гелевой пробки (4 варианта с объёмами  $v$ ,  $2v$ ,  $3v$  и  $4v$ , или с длиной 30 м, 60 м, 90 м, 120 м в трубке тока на удалении 30 м от нагнетательной скважины (рис. 2).

Расчёты показали, что при расстоянии между скважинами 300 м по мере увеличения объёма гелевой пробки, удельная эффективность на одну скважинно-обработку увеличивается. При подвижном блоке в процесс фильтрации вовлекаются удалённые области пласта, менее промытые заводнением и расположенные в непосредственной близости к области отбора – добывающим скважинам.

На рис. 3 приведены результаты гидродинамических расчётов зависимости дополнительной добычи нефти ( $\Delta Q_n$ ) при трёх положениях гелевого блока, выделенных на кривых цветом: вблизи нагнетательной скважины (синяя линия), посередине между нагнетательной и добывающей скважинами (красная) и вблизи добывающей скважины (зелёная).

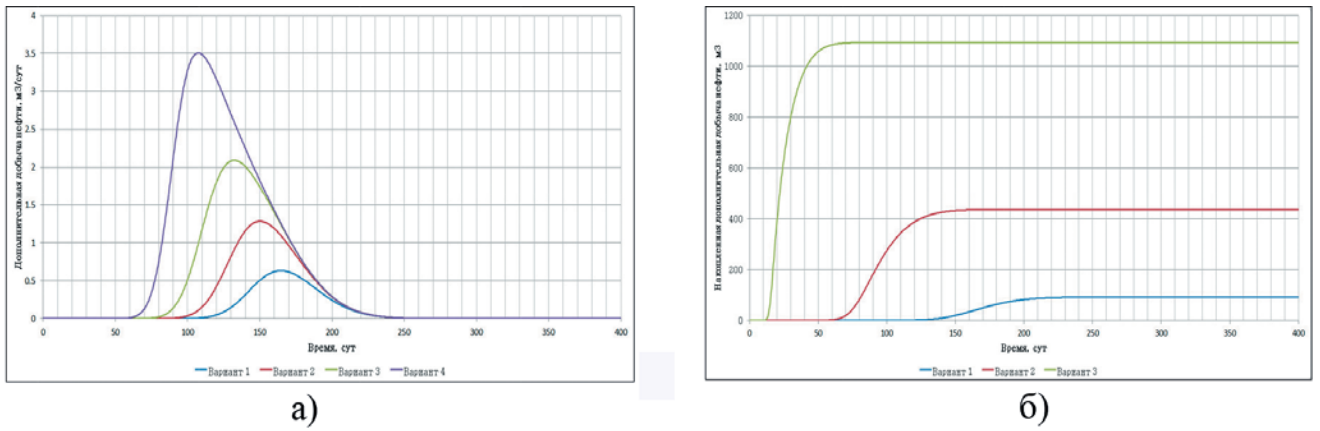


Рис. 2. Кривые  $\Delta Q_n$  в зависимости от объема блокирующей системы.

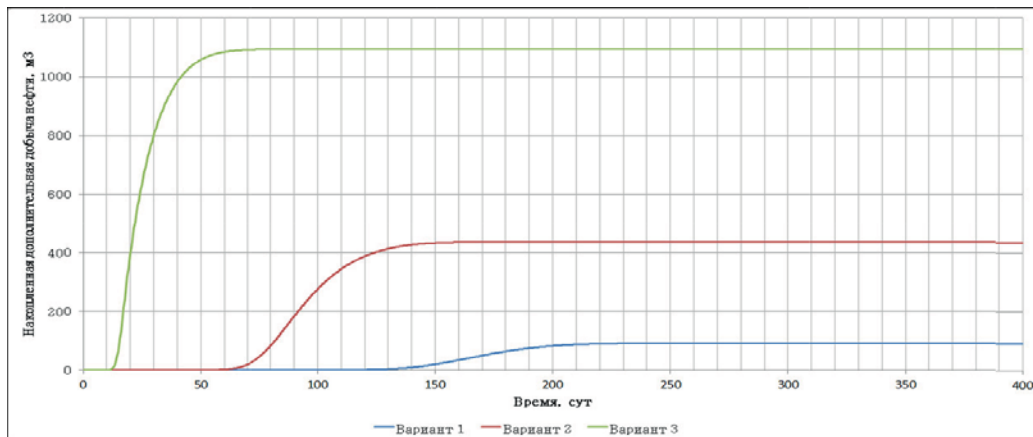


Рис. 3. Зависимость  $\Delta Q_n$  получены при трёх положениях блокирующей системы.

Согласно этой зависимости на поздней стадии разработки запасы нефти смещены в сторону добывающих скважин. Поэтому воздействие со стороны добывающей скважины реагентом, обладающим селективным воздействием, будет более предпочтительно.

На этот факт указывает и зависимость выхода дополнительной нефти от текущей насыщенности пласта-коллектора, представленная на рис. 4. Расчёты показали, что при одних и тех же объёмах закачки гелевой системы по мере выработки запасов нефти и увеличения степени промывки пористой среды, текущая величина дополнительной добычи нефти снижается. Поэтому, для того, чтобы увеличить эффективность применения блокирующих систем, нужно устанавливать их в глубине пласта, на расстоянии от нагнетательной скважины. При этом

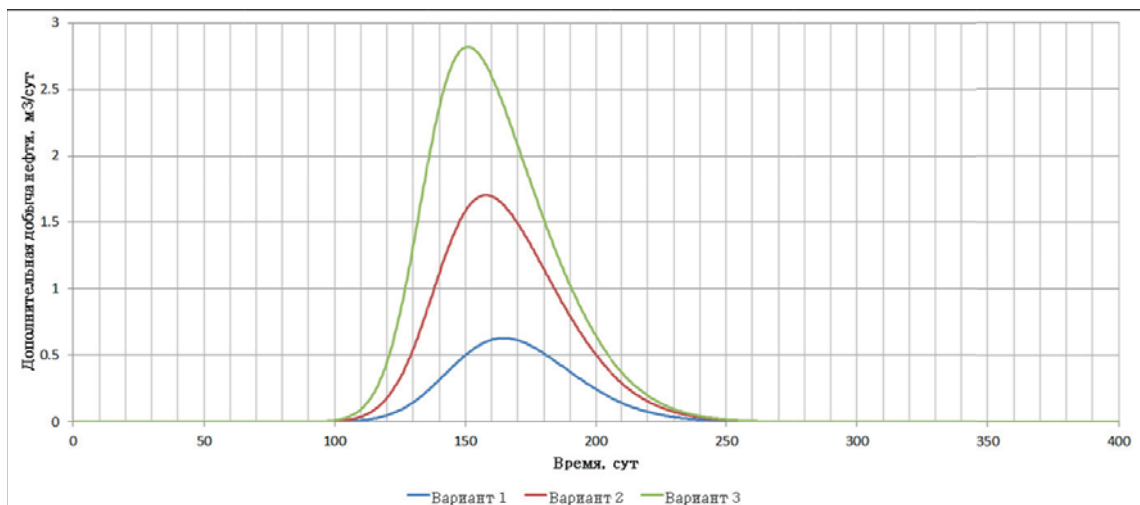


Рис. 4. Выход дополнительной нефти в зависимости от насыщенности.

оптимальной является установка блокирующей системы в месте резкого изменения скорости фильтрации, которая совпадает с границей зоны запасов нефти, не выработанных заводнением.

При создании структурированной высоковязкой системы в удалённой области пласта в процесс фильтрации вовлекаются зоны не промытые заводнением. Установка высоковязкой системы в канале одновременно со стороны нагнетательной и добывающей скважины позволяет существенно увеличить макроохват пласта заводнением и направить поток нагнетаемой воды в нефтенасыщенную область пласта. Установка водонепроницаемого барьера способствует «запечатыванию канала с двух сторон», препятствует возвращению потока в высокоскоростной канал, что равносильно ограничению непроизводительной закачки. Исследования структурно-механических и реологических свойств блокирующих систем проводятся при заданной пластовой температуре и минерализации пластовых и закачиваемых вод. Зависимости между параметрами, полученные в лабораторных условиях используются в расчётах по моделям трубок тока для определения оптимального состава и объёма композиции. При массовом внедрении технологии блокирования каналов можно считать методом повышения нефтеотдачи пласта.

#### **Выводы:**

1. Для предотвращения быстрого снижения эффективности в зависимости от кратности проведённых обработок и уменьшения объёма гелеобразующего состава при многократных обработках процесс закачки рекомендуется проводить как со стороны нагнетательных, так и добывающих скважин, используя родственные композиции, на участках со сходными условиями разработки, формируя единый замкнутый производственный цикл.

2. Блокирующая система выполняет определённые функции. В зависимости от соотношения компонентов с учётом конкретных условий её можно использовать как для перераспределения фильтрационных потоков со стороны нагнетательных скважин, так и для водоизоляционных работ в добывающих скважинах.

3. Для эффективного воздействия необходимо подобрать скорость сдвига и эффективную вязкость блокирующей системы, способные изолировать обводнённую часть коллектора, не взаимодействуя с нефтью. Для того, чтобы воздействовать на невыработанную заводнением часть пласта сразу после приготовления блокирующая система должна обладать низкой вязкостью, но в течение 24–48 часов увеличивать вязкость с образованием экрана.

#### **Литература**

1. Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Рамазанов Р.Г. Определение техногенных каналов фильтрации для подбора объектов применения шитых полимерных систем // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 1. – С.60–63.

2. Муляк В.В., Веремко Н.А. Инновационные составы для повышения нефтеотдачи пластов и ограничения газоводопритока // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 10. – С. 10–15.

3. Системный подход к управлению заводнением химическими методами /Д.В. Булыгин, Г.И. Губеева, А.В. Игнатенко, А.А. Энгельс // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 5. – С.29–36.

4. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии /Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, А.М. Петраков //Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 12–15.

5. Влияние науки на эффективность нефтегазового производства. / А.М. Петраков, А.В. Фомкин, С.А. Жданов и др. //Наука о Земле: сервис и импортозамещение. – 2019, июнь. – С. 168–174.

## АНАЛИЗ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ

Д.В. Булыгин<sup>1</sup>, А.А. Энгельс<sup>2</sup>,

<sup>1</sup>ООО «Актуальные технологии», г. Казань, buligindv1952@mail.ru,

<sup>2</sup>ТОО «Алстронтелеком», Республика Казахстан, г. Алматы

Внедрение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) на поздней стадии разработки конкретных месторождений требует проверки обоснованности принятых критериев подбора участков и методики оценки эффективности работ, поскольку полученные результаты могут использоваться для модернизации применения малообъемных химических оторочек и их дизайна. В работе, на примере для одного из пластов месторождения Z за 9-летний период, предложен методический подход по обобщению опыта применения ПОТ с использованием обобщенных статистических моделей и результатов гидродинамического моделирования процесса нефтевытеснения по моделям трубок тока. В качестве источника информации использовалась информационная База Данных, включающая первичную геолого-промысловую информацию, загруженные 3D геологические и гидродинамические модели.

**1. Постановка задачи.** Наиболее распространённым подходом к подбору участков для применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является анализ геологических критериев применимости. Стандартный перечень геологических критериев по применению потокоотклоняющих технологий, упоминаемый в многочисленных технологических регламентах, включает среднюю проницаемость коллектора – более 250 мД, коэффициент расчленённости 1–5 и коэффициент песчаности – 0,5–1. Подбор участков по критериям применимости, принят в большинстве нефтедобывающих компаний. Суть инженерного подхода к подбору участков детально обоснована в работах [1-2] и заключается в проведении скрининга, т.е. первичного анализа участков с целью выявления условий, перспективных для применения методов воздействия на пласт. Согласно данному подходу для подбора участков не требуется привлечения сложных аналитических расчётов, лабораторных испытаний и гидродинамического моделирования процесса воздействия, а необходимые данные формируются на основе промысловых испытаний технологий. Предлагаемая схема внедрения потокоотклоняющих систем, позволяет учесть при подборе участков действие до 20 различных факторов, из которых шесть относятся к геолого-физическим критериям (таблица 1).

Таблица 1

Геологические критерии выбора потенциальных объектов

№ п/п	Особенности участков	Рекомендации
1.	Наличие в зоне участков тектонических нарушений	Не следует выбирать участки с присутствием геологических разломов
2.	Водонефтяная зона	Участки, расположенные в зоне с подстилающей водой, не рекомендуются
3.	Подгазовая зона пласта	Участки, расположенные в подгазовой зоне, не выбираются
4.	Корреляция разрезов по нагнетательным и добывающим скважинам	При отсутствии корреляции разрезов между нагнетательными и добывающими скважинами, участки не выбираются
5.	Вскрытие и эксплуатация пластов на участке	Предпочтение следует отдавать однопластовым залежам, но на участке могут быть совместно эксплуатируемые объекты
6.	Минимально допустимая эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	Участки, расположенные в зонах с эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта менее 3 м, не выбираются

Широкий перечень геологических критериев при выборе участков вызвал необходимость отказаться от количественных характеристик параметров и перейти к схеме безусловного перехода (ответ «да» – удовлетворяет условиям, а «нет» – не удовлетворяет условиям). На практике, применение стандартных критериев выбора объектов воздействия для условий месторождения Z, означает исключение из дальнейшего рассмотрения большого числа участков, как не прошедших отбор. На рис. 1 выделены цветом участки прошедшие отбор по критериям.

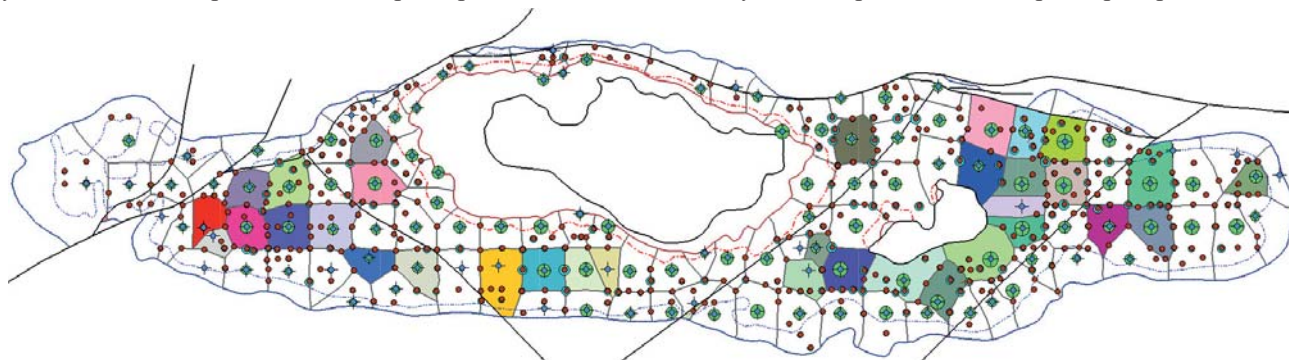


Рис. 1. Потенциальные объекты для применения ПОТ, прошедшие отбор по геологическим критериям применимости.



С целью определения надёжности подбора участков по априорным критериям была проверена универсальность геологических принципов выбора потенциальных объектов [3]. С использованием инженерных методов анализа по трём геологическим критериям было рассмотрено 102 ячейки заводнения, по критериям применимости исключено 74 ячейки, что составляет 72,5%. Остальные 28 участков расположены в пределах чисто нефтяной зоны, соответствуют геологическим критериям и пригодны для применения ПОТ. Дальнейший отбор участков по приемистости, техническому состоянию и технологическим показателям разработки приводит к исключению ещё ряда участков. Подбор участков по данному методу, даже в пределах крупных залежей нефти, создаёт неоправданный дефицит объектов при наличии значительных подвижных запасов нефти, не охваченных заводнением. Недостатки алгоритма «бинарной» схемы принятия решений, очевидны. Известно, что величину дополнительной добычи нефти определяют конкретные детали геологического строения отдельных участков. Исключение большого числа потенциальных объектов неоправданно сужает область внедрения потокоотклоняющих технологий и делает невозможным массовое применение рассматриваемых технологий на всей залежи. В результате полноценный метод повышения нефтеотдачи пласта превращается в заурядное геолого-техническое мероприятие.

**2. Наличие на участках тектонических нарушений.** Разрывы, приуроченные к антиклинальным складкам, могут выполнять функцию доминирующего фактора, определяющего эффективность применения потокоотклоняющих систем. Уступы, отделяя приподнятые части структуры от опущенных, нарушают первоначальную форму пласта и определяют степень гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин в пределах участков воздействия. Влияние разрывных нарушений на результаты применения ПОТ зависят от амплитуды разломов и степени экранирующего эффекта. По данным [4] месторождение осложнено 21 тектоническим нарушением различной амплитуды, которые являются границами девятнадцати тектонических блоков. Нарушения имеют различную ориентировку, пронизывая всю юрскую толщу, с постепенным уменьшением амплитуды к кровельной части комплекса. Каждый разлом фактически представляет собой не единый объект, а сетку сопряжённых тектонических нарушений, вдоль которых образовались зоны дробления с высокой трещиноватостью и проницаемостью, изменившие начальную проницаемость пласта. Для упрощения геологической модели, более мелкие разломы были объединены между собой. В пределах участков воздействия разломы могут быть непроницаемыми, слабопроницаемыми и проницаемыми. На проницаемость различных частей участка, расположенного по обеим сторонам от линии разлома, сильно влияет амплитуда разлома и минеральный состав частиц вдоль плоскости сместителя. Часть разломов, характеризуются как знако-переменными по амплитуде и классифицируются как сбросо-сдвиги. Отдельные залежи нефти, могут иметь сквозные разрывные нарушения, связывающие между собой несколько продуктивных горизонтов, что допускает возможность перетоков нагнетаемой воды из одного горизонта в другой в областях интенсивной закачки. Тектоническое нарушение способно расцезать участок воздействия на несколько гидродинамически несвязанных или слабо связанных областей (рис. 2).

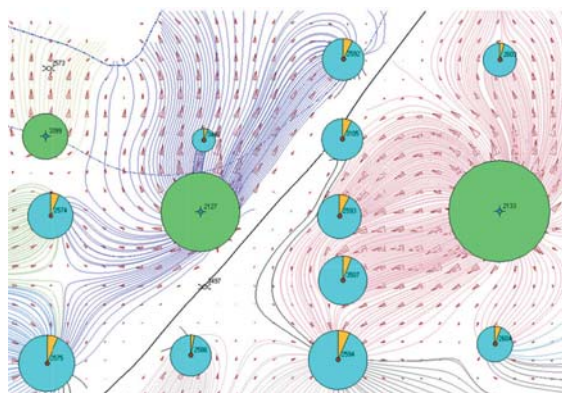


Рис. 2. Поворот потока воды нагнетаемой воды вдоль тектонического нарушения.

Часть потока воды нагнетаемой воды поворачивает и направляется вдоль экранирующего тектонического нарушения уходит в соседние участки, не производя полезной работы по вытеснению нефти из пласта в добывающих скважинах, экранированных тектоническим нарушением. Если задать на границе тектонического нарушения условия непроницаемости, то полностью изменяется поле давлений. Если разлом слабопроницаемый, то поток изменится лишь частично. Проницаемость по обе стороны разлома будет разной из-за наличия смещения слоёв относительно разлома. В пределах участков разломы рассматривались по парам скважин: нагнетательная – реагирующая добывающая. В зависимости от расстояния между нагнетательной и добывающей скважиной выбиралось оптимальное количество сечений модели, по которым отображалась необходимая информация. Далее определялось положение точки пересечения трубки тока с линией разлома. Для этой точки определялись показатели, характеризующие внутреннюю структуру области: амплитуда разлома, коэффициент связанности, положение опущенного и приподнятого блоков. Приведём пример, показывающий влияние тектонических нарушений. На рис. 3 представлен типичный профиль проницаемости по ячейке с центральной нагнетательной скважиной № 2640, расположенной на расстоянии до разлома, составляющим 154,0 м.

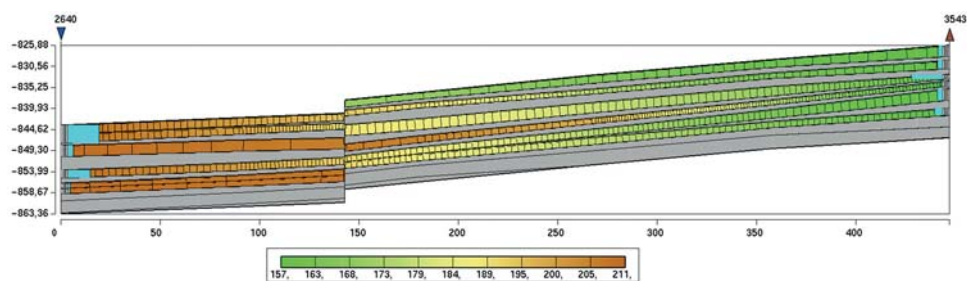


Рис. 3. Профиль давления вдоль трубки тока в пласте Ю-ИС между скважинами № 2640 и 5860.

Толщина проницаемых слоёв составляет 10,6 м, при общей толщине пласта, равной – 19,9 м. Амплитуда разлома – 2,91 м. Несмотря на то, что разлом характеризуется как малоамплитудный, однако из-за высокой расчленённости пласта, он снижает связанность проницаемых интервалов, расположенных по обе стороны разлома до 43,9%. Расчёты профиля притока показали существенное изменение профиля притока в добывающей скважине, по сравнению с тем же строением пласта в отсутствие разломов. Амплитуда разломов в пределах продуктивного горизонта колеблется от 0 до 12,4 м. Большинство тектонических нарушений являются малоамплитудными и обладают слабыми экранирующими свойствами.

За анализируемый период на участках с тектоническими нарушениями было проведено 73 закачки потокоотклоняющих систем. По ним суммарно получено 50,96 тыс.т дополнительной добычи нефти. Дополнительная добыча на 1 скважинно-обработку на участках с нарушением составила 698 т, против 815 т на участках без нарушения, а успешность обработок соответственно 72,6% и 88,5%.

По расположению относительно тектонического разлома добывающие скважины разделены на 2 категории – перед разломом и после разлома (нагнетательные скважины по умолчанию расположены перед разломом). Эффективность и неэффективность скважин, располагающихся перед разломом, в данном случае объясняется гидродинамической связанностью скважин. Причём при 50% успешных обработок на 1 добывающую скважину, расположенную перед разломом дополнительная добыча составила 120 тонн скважин, а за разломом составляет только 30 т. На некоторых скважинах, расположенных за разломом, в результате применения ПОТ дополнительная добыча нефти достигает 420 т, что обусловлено малой амплитудой разлома (0,1 м), высокой связанностью (98,5%) проницаемых интервалов и наличием высокопроницаемого канала.

**3. Влияние структурного фактора.** Структурное положение также сказывается на эффективности ПОТ, поскольку участки могут быть расположены в пределах нефтяной, водонефтяной и подгазовой зонах пласта (табл. 2).

Таблица 2

Эффективность ПОТ в зависимости структурного фактора

Характеристика участка	Общее количество обработок	% успешных обработок	Дополнительная добыча на 1 скважинно-обработку, т	Отклонение от средней эффективности по пласту	% отклонения
Водонефтяная (приконтурная) зона пласта	50	84,0	859	107	14,3
Нефтяная зона	77	75,3	708	-43	-5,8
Подгазовая зона	7	100,0	460	-291	-38,7

Из таблицы 4 видно, что максимальная эффективность получена на участках, расположенных в пределах водонефтяной зоны, где удельный эффект составляет 859 т на 1 скв./обработку, что 14,3% выше, чем в среднем по залежи. В пределах подгазовой зоны на участках также получен технологический эффект в количестве 460 т на 1 скв./обработку, что 38,7% ниже, чем в среднем по залежи.

**4. Корреляция разрезов по нагнетательным и добывающим скважинам.** Выдержанность пластов-коллекторов между зоной нагнетания и отбора является важным фактором эффективного применения ПОТ. Около 90% продуктивных пластов нефтегазовых месторождений, образовались в дельтовой обстановке осадконакопления, характеризующейся высокой степенью зональной неоднородности. На карте эффективных толщин сиреневым цветом выделены разномасштабные линейно вытянутые геологические тела, имеющие форму палеорусел, характеризующихся высокими (от 12 до 25 м) эффективными толщинами, улучшенными коллекторскими свойствами и высокими начальными запасами (рис. 4).

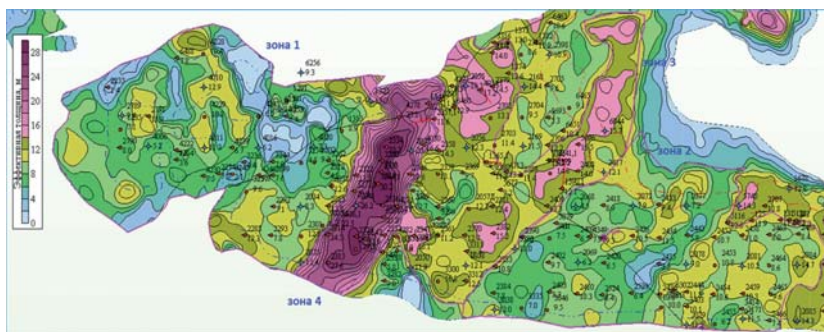


Рис. 4. Фрагмент карты эффективной толщины пласта.

Следует ожидать различное реагирование на закачку ПОТ по скважинам, расположенным в разных фациальных зонах. Причём, чем выше расчленённость зоны пласта, тем выше различия в коллекторских свойствах отдельных пропластков, тем большее их число не принимает воду и, следовательно, тем ниже охват воздействием по толщине объекта и тем большее число остаточных запасов нефти содержится в коллекторах. Палеорусловые отложения обладают высокой естественной проницаемостью и анизотропией в направлении развития древних потоков, которые определяют высокие скорости и способствуют образованию высокоскоростных каналов фильтрации. Дополнительная добыча на 1 скважинно-обработку, т в зоне палеорусла на 1 скважинно-обработку составляет 1843 т, при 90,9% успешности. Те же показатели, полученные по участкам, расположенным в межрусловой зоне составил только 654 т на 1 скважинно-обработку, что в 2,8 раза ниже, при снижении успешности до 78,9%.

**5. Вскрытие и одновременная эксплуатация пластов на участке.** Применительно к изучаемому месторождению условия вскрытия и одновременной эксплуатации пластов связаны с особенностями геологической истории формирования многопластового природного резервуара и наличием перерывов в осадконакопления, приведший к образованию зон слияния, способствующих нарушению материального баланса отбора и закачки между соседними пластами. Перетоки нефти и нагнетаемой воды, выравнивая пластовое давление, в значительной степени изменяют энергетический режим участков. Толщина перемычек между пластами колеблется от 0 до 6,6 м. В области отсутствия перемычек, либо толщин менее 1 м можно отмечают перетоки, чьё влияние аналогичные воздействию негерметичности заколонного пространства скважин. Расчёты показали, что из общего количества скважин минимальное значение раздела – 0,37 м, а максимальное – 6,62. Была установлена низкая эффективность ПОТ, равная 288,9 т на обработку, на участках с отсутствием, либо толщиной перемычки менее 0,5 м, что вызвано пластовым давлением, ниже давления насыщения.

Таким образом, анализ фактических данных показал, что применение потокоотклоняющих технологий перспективно для большинства участков.

#### **Выводы:**

1. При средней удельной эффективности на одну скважинно-операцию 750,9 т дополнительная добыча нефти в зависимости от геологических условий колеблется от 288,9 т для участков, не разобшённых непроницаемыми перемычками с выше- и ниже лежащими горизонтами до 1843,4 т для участков, находящихся в зонах древних палеорусел, т.е. более чем в 6 раз.
2. Положительный технологический эффект на всех типах участков говорит о наличии одного доминирующего фактора – обводнения по техногенным каналам и высокопроницаемым пропласткам.
3. Опираясь на Базу геолого-промысловых данных месторождения, результаты 3D геологического и гидродинамического моделирования и имея комплекс компьютерных программ построения трубок тока и статистического анализа эффективности можно решить обратную задачу – подобрать участки с гарантированной величиной технологического эффекта.

#### **Литература**

1. Инженерное проектирование малообъёмных химических методов увеличения нефтеотдачи с учётом геолого-промысловых условий пласта / Ю.В. Земцов, Э.В. Емельянов, В.В. Мазаев, А.А. Чусовитин // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 7. – С. 38–43.
2. Лыткин А.З., Чусовитин А.А., Земцов Ю.В. Подбор участков для проведения эффективных малообъёмных химических МУН // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 42–47.
3. Булыгин Д.В., Энгельс А.А. Условия эффективного применения потокоотклоняющих систем на месторождении Каламкас. В кн. «Перспективы применения химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (ХМУН) на поздней стадии разработки». Материалы Международной научно-практической конференции, г. Астана. КМГ «Инжиниринг». – 2022. – С. 294–325.
4. Новые данные о строении юрской продуктивной толщи месторождения Каламкас / С.Е. Крымкулов, А.М.Тастыгараев, М.М. Рымбаев, В.П. Токарев, К.В.Виноградов//Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 11–16.

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ЕЁ ИНТЕГРАЦИЯ С СУЩЕСТВУЮЩИМИ ПРОГРАММНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ

Р.В.Вафин, И.А.Магязнов, А.Ф.Егоров, А.Г.Миннуллин, И.И.Литвинов, Т.Р.Мифтахов

ЗАО «Алойл», г. Бавлы, aloilpto@mail.ru

Технологическое развитие нефтегазовых компаний сопровождается резким ростом спроса на информацию, расширением масштабов использования информационных технологий. Этому благоприятствуют стремительное развитие информационных систем и новых направлений информационного производства, «облачные хранилища», «цифровые месторождения» и другие прогрессивные технологии. В совокупности они способны создать серьёзный потенциал повышения эффективности функционирования компаний нефтегазового комплекса.

Для достижения высоких позиций в нефтяной отрасли компании должны повышать производительность и эффективность операций, сокращать издержки и рационализировать производство. Достижение этих целей должно сопровождаться максимальным извлечением выгод от использования новых ИТ технологий, повышением скорости и качества принимаемых решений, возможностями обработки и интерпретации огромных потоков информации.

В настоящее время ЗАО «Алойл» осуществляет свою деятельность в Республике Татарстан и Оренбургской области. На долю Татарстана приходится большая часть добываемой нефти, здесь ведётся разработка самого старого месторождения компании, Алексеевского нефтяного месторождения, как раз на нём и реализована система Поддержания пластового давления с применением технологии водогазового воздействия на пласт. Система ППД в ЗАО «Алойл» реализована на Подгорном (рис. 1) и Алексеевском участках месторождения.

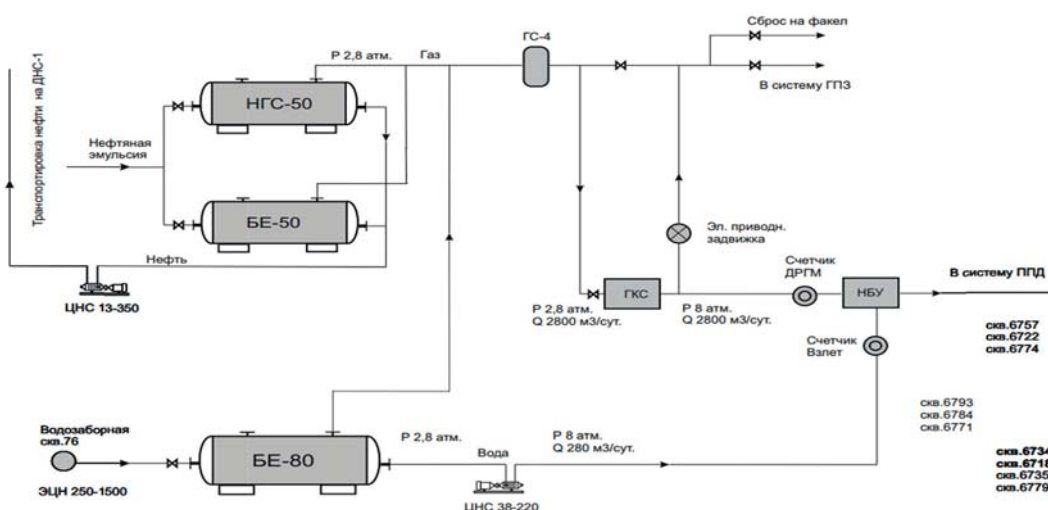


Рис. 1. Принципиальная схема системы ППД Подгорного участка.

Объектом цифровизации стала существующая производственная цепочка системы ППД Подгорного участка.

Вода с водозаборной скважины поступает на приём нефтягазосепаратора НГС-80 для дегазации. Дегазированная вода с НГС-80 самотёком поступает через фильтр на приём насоса ЦНС, который является подпорным для насосно-бустерной установки НБУ. Параллельно на ДНС-260 происходит дегазация поступающей водогазонефтяной эмульсии в сепараторе НГС-50. Выделившийся в сепараторе НГС-50 газ поступает в газовый сепаратор ГС-2 для осушки. Осушенный газ после ГС-2 подаётся на компрессор ГКС, который нагнетает газ в НБУ для смешения с водой и закачки в продуктивные пласты.

Эффективная работа данной технологии позволила достичь с момента внедрения показателя накопленной добычи по Алексеевскому месторождению свыше 120 тыс.т по состоянию на 01.06.2023 г.

В последние годы в России окончательно закрепился тренд на цифровую трансформацию нефтегазовой отрасли. Именно поэтому в 2018 году наша компания наметила чёткий курс на изменение существующих производственных процессов и их трансформацию в цифровой формат. Первым объектом цифровизации становится существующая производственная цепочка системы ППД Подгорного участка.

На каждой из восьми нагнетательных скважин Подгорного участка были установлены датчики давления, краны-шаровые с электроприводом и, конечно же, индивидуальные приборы учёта воды. Организован вывод данных со всех средств измерений и контроля установленных на скважинах. При этом учёт попутного газа ведётся через единственный счётчик ДРГМ, установленный на выкидной линии ГКС. И если узлы учёта и датчики давления для системы ППД оборудование не инновационное, то электроприводная арматура на устье нагнетательных скважин нами применена впервые. Благодаря внедрению электроприводных задвижек и реализации удалённого управления технологическим оборудованием нам удаётся в корне изменить старый производственный цикл и минимизировать в нём участие человека. На участке нами разработан следующий режим работы системы ППД.

Работа нагнетательного фонда осуществляется в циклическом режиме. По 4–5 суток работы в месяц каждой скважины. При этом основные процессы, которые подвергаются автоматизации, это открытие/закрытие задвижки на устье и контроль подачи попутного нефтяного газа в нагнетаемую воду. Открытие/закрытие устьевых задвижек происходит либо в автоматическом режиме (согласно заданного алгоритма работы, который в свою очередь основывается на заложенном, на месяц режиме работы скважин), либо в ручном режиме, когда управлением электроприводной арматурой выполняется через пульт диспетчера нефтепромысла. Работа каждой скважины условно разделена на две фазы: первая фаза – закачка воды, вторая фаза – закачка водогазовой смеси. Нагнетание воды без попутного нефтяного газа осуществляется перед каждым переключением скважин с целью исключения возможного роста давления в системе водоводов. Циклическое переключение скважин происходит или по достижению заданных режимных значений закачки газа и воды в м<sup>3</sup>, или по часам работы скважины, в зависимости от поставленных задач. Предусмотрена возможность удалённого вмешательства профильного специалиста в заданный алгоритм работы с целью его оперативного изменения по различным производственным причинам. Пуск и остановка основного технологического оборудования, газокомпрессорной станции (ГКС) и насосно-бустерной установки (НБУ), осуществляется по заданным программным алгоритмам, тем самым подбирая необходимый для нагнетания рабочий агент.

**Предусмотрены следующие виды сигналов с нагнетательных скважин:**

1. «АВАРИЯ» останавливает НБУ и ГКС, происходит автоматическое закрытие открытых устьевых задвижек.
2. «Пуск/остановка». Позволяет контролировать производственный процесс закачки ВГС. При этом закрытие задвижки «предыдущей» и открытие «очередной» на скважинах происходит последовательно.

Ядром системы является взаимодействие программного обеспечения (рис. 2), позволяющего удаленно управлять необходимым оборудованием, SCADA-система, в которой описан алгоритм, предназначенный для обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления работы системы ППД и Телемеханика (АРМ диспетчера), отображающий весь автоматизированный процесс.

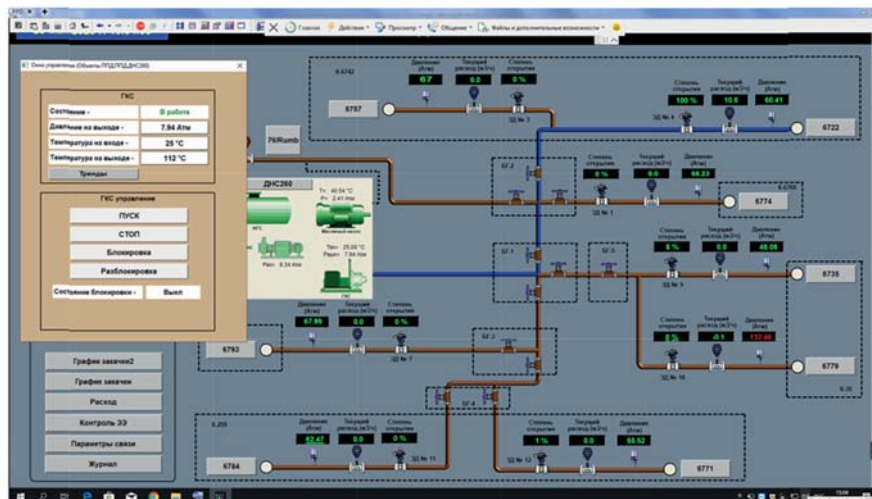


Рис. 2. Управление системой ППД.

В процессе постепенного отбора нефти из вскрытой нефтенасыщенной части пласта или промежуточного слоя (нефть+вода) в технологиях повышения нефтеотдачи всегда встаёт вопрос куда более эффективно качать нефтьвытесняющую жидкость – в нефтеносную или водоносную часть. На вопрос определения наиболее эффективной технологии ответ может дать анализ промыслового опыта.

Анализ промысловых данных по текущим интервалам перфорации в нагнетательных скважинах кизеловского горизонта Подгорной площади месторождения показал, что в большинстве скважинах закачка ВГС осуществляется в нефтенасыщенную часть.

В случае закачки водогазовой смеси в водоносную часть положительная работа совершается, только если ВГС попадает в нефтеносную часть (через систему трещин), либо в случае гравитационного разделения фаз и растворения газа в нефти после «всплытия», что возможно при повышенном давлении.

Благодаря использованию программного комплекса, в частности продукт tNavigator компании RFD, произвели анализ влияния нагнетательных скважин на добывающий фонд. В частности был изучен вопрос взаимодействия и оценён характер движения рабочего агента в продуктивной части. На рис. 3 представлена карта сети дренирования продуктивной части залежи.

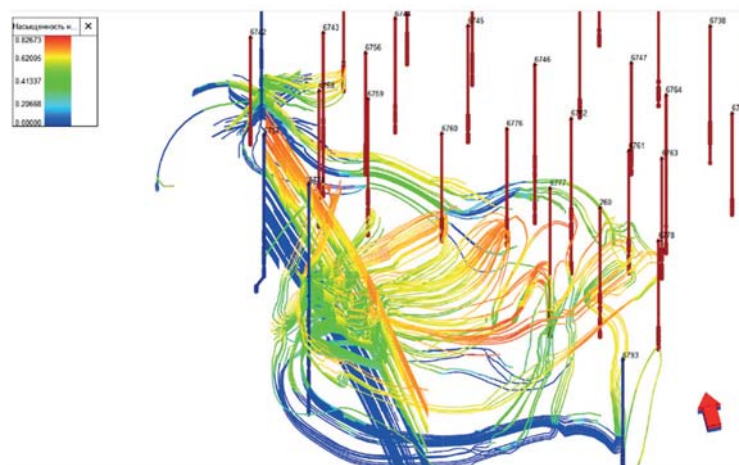


Рис. 3. Сеть дренирования продуктивной части залежи.

Основой оценки эффективности разработки послужило правильное проведение исследований. Первостепенным является построение структурного каркаса месторождения на текущую дату, с учётом разбурённости фонда, для определения начальных геологических запасов. Воссоздав историю разработки, можно оценить степень изменения извлекаемых запасов, учитывая текущие темпы отбора. Разрабатываемый коллектор неоднороден по вертикали, и оценить коэффициент вытеснения нефти можно с помощью рассмотрения повсеместного изменения извлекаемых запасов. Нарушение технологии закачки, или же резкий переход с одной технологии на другую, сулит изменениями коэффициента извлечения нефти и технико-экономическими факторами нефтедобычи.

Для проведения анализа, в программном комплексе tNavigator были построены карты накопленных отборов и графиков по очагам закачки (рис. 4). Детально изучив очаги нагнетания, разделив их на блоки, можно рассуждать об эффективности применения в период стационарного заводнения.

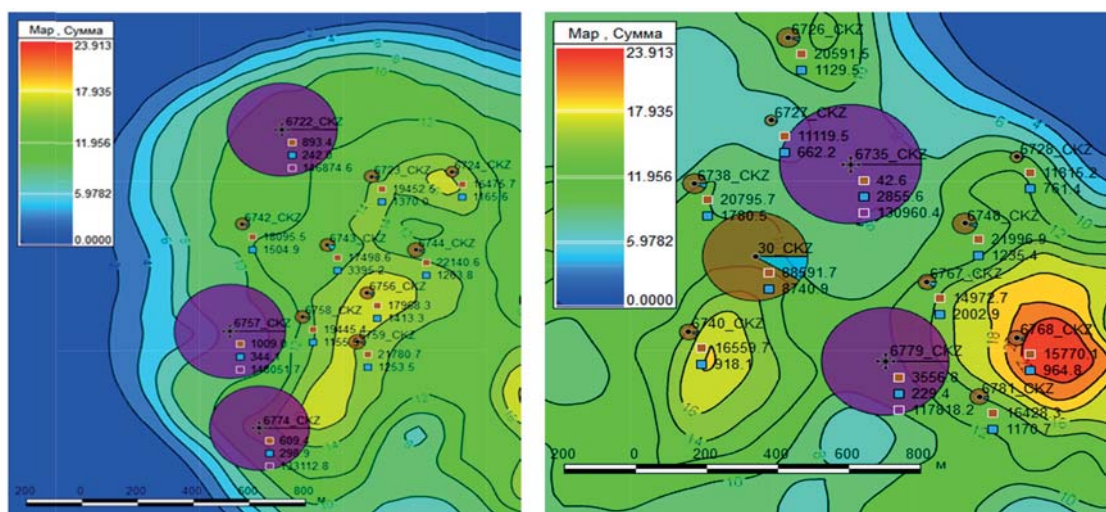


Рис. 4. Карта накопленных отборов по очагам нагнетания.

Рассматривая систему закачки рабочего агента на данном объекте с целью вытеснения нефти и поддержания пластовой энергии пласта, важно оценить характер и степень влияния со стороны вытесняющих очагов. Практика разработки залежей карбонатных коллекторов показывает, что имеет место быть факты преждевременного прорыва воды по системе трещин и высокопроницаемым пропласткам, что плохо влияет на технико-экономические показатели. Данный случай происходит в результате несоблюдения оптимального давления закачки. При воздействии давлений, сопоставимых с вертикальным горным, происходит раскрытие вертикальных трещин и увеличивается риск преждевременного обводнения по системе связанных высокопроницаемых пропластков.

Согласно проведённому анализу добывающих скважин залежи участка месторождения, наблюдается различие во времени отклика на закачку рабочего агента. Осуществление перехода на ВГВ позволило увеличить коэффициент вытеснения в основных зонах влияния. Однако, области наименьшего влияния сопряжены с большей частью остаточных запасов, что позволяет предлагать проведение дополнительных мероприятий, в основном, направленных на повышение отклика и взаимодействия между скважинами, повышения коэффициента вытеснения и вовлечения в разработку недренируемых и трудноизвлекаемых запасов нефти. Первостепенным является создание новых очагов воздействия.

Необходимо особо подчеркнуть актуальность использования смеси попутно добываемых воды и газа в качестве рабочих агентов для воздействия на пласт с точки зрения обеспечения охраны недр и окружающей среды. Включая в технологическую цепочку разработки Подгорного участка Алексеевского месторождения добываемые попутно с нефтью флюиды, решается задача их утилизации, предотвращения негативного воздействия газа и дренажных вод на состояние экологии Республики Татарстан с одновременной интенсификацией выработки запасов и повышением конечного КИН.

Технология ВГВ, несомненно, является перспективным методом повышения нефтеотдачи пластов.

Эффект достигается не только за счёт увеличения подвижности нефти, но и за счёт изменения фильтрационных потоков, поскольку пузырьки газа в составе ВГС блокируют отдельные промытые каналы. Комбинирование водогазового воздействия с нестационарным (циклическая закачка ВГС) ещё в большей степени способствует увеличению КИН.

Период ввода нагнетательных скважин на турнейском ярусе Подгорного участка характеризуется как стабилизацией добычи нефти и жидкости по очагам нагнетания, так и стабилизацией забойного давления по скважинам после длительного снижения в период эксплуатации на режиме истощения.

Так же основываясь на гидродинамическом моделировании, можно утверждать о целесообразности применения данной технологии. Для дальнейшего усовершенствования системы поддержания пластового давления следует уделить особое внимание к закачиваемой воде, способствующего кальмотации призабойной зоны пласта и изменению фильтрационно-ёмкостных характеристик. С целью предупреждения преждевременной обводнённости продукции производить контроль за давлением нагнетания, не допуская раскрытия трещин в коллекторе и вовлечения подошвенных вод. Регулирование процесса разработки, изучая многовариантное моделирование процесса, методом перебора основных параметров, таких как давление нагнетания, цикличность работы скважины ППД, объём закачки, можно добиться увеличения конечного КИН.

Наша цель автоматизировать процесс подкачки замеров основных параметров работы нагнетательного фонда скважин в программный комплект с tNavigator, используемый для построения 3Д модели разрабатываемого месторождения. Это позволит нам решать следующие задачи:

- Более детально изучить влияние заводнения на реагирующий фонд добывающих скважин.
- Принимать более оперативные решения по компенсации закачки по каждой отдельной скважине.
- Отслеживать в режиме реального времени процесс заводнения залежи и участков, не вовлеченных в охват с целью выявления и устранения отклонений в работе нагнетательного и добывающего фондов скважин.

Вывод данных из программы управления и контроля системы ППД в съедобный для программы tNavigator формат, позволит организовать оперативный приём и обработку им всех необходимых данных.

Для создания полноценного участка месторождения в цифровом формате необходимо совершенствовать и дополнять оборудование установленное на добывающем фонде скважин эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами (ШГНУ). Следующим этапом планируется создать необходимую инфраструктуру на добывающем фонде скважин Подгорного участка для удалённого сбора данных. Под этими словами подразумевается установка стационарных датчиков уровня и стационарных динамографов на каждой добывающей скважине, они позволят в режиме реального времени наблюдать за работой каждой из них.

Цель компании «Алойл» оснастить каждую скважину и технологическое оборудование не только минимально достаточным набором средств измерений и автоматики, таких как частотный преобразователь, динамограф, расходомер, средства видеонаблюдения, но и линией высокоскоростной оптической связи, позволяющей передавать сигналы со всех скважин на один измерительно-вычислительный комплекс.

Поэтапное объединение всех объектов нефтедобычи, от нагнетательной скважины до скважины добывающей, в единую информационную сеть позволит осуществлять контроль и управление объектами, как с единого диспетчерского пункта, так и удалённо через сеть «интернет» в режиме реального времени.

## КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗУПЛОТНЁННЫХ ЗОН КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ДАННЫХ ГИС СКВ. 279 ПЕРВОМАЙСКОЙ ПТ

А.Р. Вильданова, Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов

*Институт геологии и нефтегазовых технологий*

*Казанского (Приволжского) федерального университета, sitdikova8432@mail.ru, ArRVildanova@stud.kpfu.ru*

В пределах Южно-Татарского свода выделяются два ведущих комплекса метаморфических пород, которые отнесены к мафит-кремнекислой и глиноземисто-высокоглиноземистой формаций [1]. Породы выделенных формаций по данным картирования поверхности фундамента имеют определённую региональную приуроченность и, в частности, на картах Б.С. Ситдикова (1980), Постникова А.В. (1995, 2002) [2, 3]. В линейных зонах, соответствующих мобильным участкам активизации, развиты породы, прошедшие тектоническую, диафторическую и более позднюю гидротермально-метасоматическую проработку. Поверхностное картирование не всегда несёт полную информацию о взаимоотношениях этих комплексов. С целью изучения разреза фундамента важно выделить характерные петрографические вещественные комплексы, которые могут служить основой для характеристики степени постметаморфических и деструктивных преобразований, приводящих к формированию специфической формы пустотного пространства и, так называемых, коллекторских зон больших глубин [4, 5]. На породы первичного метаморфического субстрата наложены активные ультраметаморфические процессы, выражающиеся в интенсивной мигматизации, вплоть до образования анатектических гранитоидных комплексов [1].

Типичные магматические породы в пределах Южно-Татарского свода представлены широким комплексом даек диабазов, которые трассируют зоны глубинных разломов и отдельные нарушения пород в пределах конкретных участков фундамента [5]. В целом в количественном отношении относительно к метаморфическому субстрату их роль резко подчиненная. Платформенный период развития региона характеризовался развитием разломов более молодого возраста [1, 2]. Наиболее активная перестройка структур фундамента и образование блоков произошло в рифейское время, соответствующее проявлению рифейского магматизма в виде даек основного состава и локальных образований – пород габбро-диабазового ряда [2]. К ряду таких объектов с развитием габбро-диабазов можно отнести породы кристаллического основания фундамента скв.279 Первомайской. Скважина пробурена в северной части контура Первомайского месторождения, и вскрыла интенсивно-трещиноватый разрез пород кристаллического основания, с которыми связано формирование разуплотненных проницаемых зон [6]. Детальный петрографический анализ кернового материала по разрезу данной скважины показал развитие пород магматического генезиса, а именно габбро-диабазов.



Рис. 1. Образец породы габбро-диабаз скважины № 279 Первомайской площади ПТ с глубины 2022,5 м.

Вещественный состав габбро-диабазов представлен: основными плагиоклазами разной размерности, пироксенами, роговой обманкой, подвергнутых неоднородным вторичным процессам. В изученных породах также присутствуют рудные минералы, количество, форма и размеры которых также изменчивы по разрезу скважины. Преобладающими рудными минералами в составе пород Первомайской площади являются: магнетит первой генерации, сформированный за счёт кристаллизации основной магмы, более крупной, идиоморфной формы. Для данных пород характерны также специфические рудные минералы – магнетиты «скелетной» формы, образованные за счёт прогрева закристаллизованных пород вследствие повышения температуры в результате новых поступлений остаточного магматического расплава.

Породы габбро-диабазов были подвергнуты более поздним гидротермально-метасоматическим процессам. Для миграции флюидов были благоприятные условия в результате деструкционных процессов, сформировавших трещинный тип пустотного пространства. Степень трещиноватости пород также меняется в зависимости от глубины залегания. Наиболее трещиноватые породы приурочены к верхним интервалам пород на границе с осадочными. Другая зона сильно трещиноватых пород приурочена к более глубоким интервалам с высоким развитием



вторичных (хлорит, серицит) и низкотемпературных минералов (кварца, альбита по основным плагиоклазам с образованием мirmekитовых структур). К зонам интенсивной трещиноватости пород также приурочены выделения сульфидов, сформированных как по стенкам самих трещин в ассоциации с хлоритом, кальцитом, вторичным кварцем, так и по многочисленным трещинам габбро-диабазов, выполненных хлорит-серицитовой массой, вплоть до сильно преобразованных интервалов пород с высоким содержанием вторичных низкотемпературных минералов.



Рис. 2. Специфический рудный минерал: «скелетный» кристалл магнетита в полированном образце габбро-диабазы с глубины 2090,3 м.

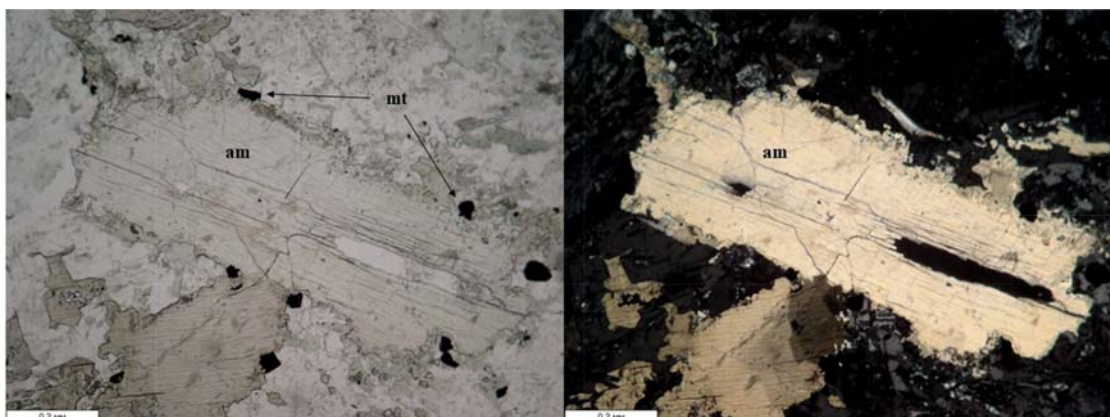


Рис. 3. Вторичный процесс замещения хлоритом минерала группы амфиболов. Корродированное зерно амфибола (am) с выделениями мелких зерен магнетита (mt) при одном и скрещенных николях.

Мы попытались результаты минералого-петрографических исследований скоррелировать с данными ГИС по разрезу скв.279 Первомайской. Полученные данные исследований позволили выделить интервалы разуплотнённых зон габбро-диабазов и провести их типизацию. Были выделены разуплотнённые зоны, подтверждённые по данным ГИС и неподтверждённые (они были выделены только по результатам петрографических исследований). Наиболее мощные зоны разуплотнений в разрезе скважины составляют примерно от 5 до 10 м, а также были выделены интервалы с мощностью всего лишь от 2 до 4 м. Выделение коллекторских зон по породам кристаллического фундамента – сложный процесс, так как породы в отличие от осадочного чехла характеризуются высокой плотностью, неоднородностью распределения плотности пород, связанных как с их минеральным составом, так и с зонами трещиноватости, миграции флюидов, развития глинистых минералов. Влияние магнитных минералов: магнетита 1 и 2 генераций (магнетит с его низкотемпературным аналогом маггемитом), а также магнетита 3 генерации (тонкодисперсной формы), сформированного в результате процессов хлоритизации амфиболов и пироксенов в количественном отношении незначительные и особого влияния на данных ГИС не сказываются. В целом рудные минералы гидротермально-проработанных пород зон разуплотнений кристаллического фундамента имеют большое значение, как индикаторы физико-химических условий формирования как этих зон, так и как индикатор физико-химического режима гидротермальных флюидов, мигрирующих в ходе формирования и последующей эволюции зон разуплотнений. Полученные данные позволяют выделить по данным ГИС коллекторские зоны больших глубин кристаллических пород фундамента и могут быть использованы при интерпретации данных по другим скважинам и площадям.

## Литература

1. *Изотов В.Г.* Эволюция докембрийских породных комплексов востока Русской плиты В кн.: Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности / Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. – Казань: Дента, 1996. – С. 134–145.
2. *Ситдиков Б.С.* Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1968. – 435 с.
3. *Постников А.В.* Фундамент восточной части Восточно-Европейской платформы и его влияние на строение и нефтегазоносность осадочного чехла. Автореферат диссертации д.г.-м.н. 2002. 52 с.
4. *Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.* Зоны деструкций кристаллического фундамента как потенциальные коллектора углеводородов больших глубин. Георесурсы, № 1, 1999. – С. 28–34.
5. *Ситдикова Л.М.* Зоны деструкций кристаллического фундамента Татарского свода. – Казань: Изд-во КГУ, 2005. – 146 с.
6. *Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.* Геодинамические условия формирования деструкционных резервуаров. Георесурсы, № 4, 2003. – С. 17–22.

### ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПОСЛЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

**А.Р. Галимзянова, Е.А. Марфин**

*Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН,  
г. Казань, [galimzyanova\\_aliy@mail.ru](mailto:galimzyanova_aliy@mail.ru)*

#### **Введение**

В процессе разработки нефтяных месторождений происходит ухудшение свойств нефти и продуктивных пластов. Для решения этой проблемы применяют различные методы воздействия на флюидонасыщенные пористые среды [1]. В настоящее время ультразвуковая обработка активно изучается для применения в нефтяной промышленности. Так, например, в результате воздействия упругими колебаниями на продуктивные пласты происходят положительные изменения, которые приводят к увеличению добычи нефти, снижению энергетических и материальных затрат [2]. В частности, при ультразвуковом воздействии увеличивается проницаемость пористых сред [3], интенсифицируются процессы тепломассопереноса, происходит депарафинизация и акустическая дегазация. Также в качестве одного из главных механизмов ультразвукового воздействия рассматривают снижение вязкости нефти [4]. Реологические свойства нефти являются важной характеристикой при её добыче, хранении, переработке и транспортировке. Высокопарафинистые нефтяные системы теряют текучесть уже при положительных температурах в результате кристаллизации парафиновых углеводородов.

Таким образом, ультразвуковое воздействие является перспективным и одним из наиболее экологически безопасных методов воздействия на нефтяные системы. Однако, характер изменения реологических свойств нефти зависит от большого количества факторов, включая её состав и режим воздействия. Во многих работах отмечается снижение вязкости нефти при ультразвуковом воздействии, если эта нефть высоковязкая с большим содержанием асфальто-смолистых веществ [5-7]. В отношении содержания парафина эффективность ультразвуковой обработки неоднозначна и данный вопрос требует дополнительного изучения. Есть данные [8], что обработка высокопарафинистой нефти приводит к ухудшению реологических свойств. Известно, что частицы парафина в составе нефти образуют пространственную решётку, и с понижением температуры устойчивость этих решёток возрастает. Высокое содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти ухудшает её качества и создаёт проблемы при её добыче и транспортировке. Данные по составу нефтей показывают, что высокомолекулярные парафиновые углеводороды содержатся во всех нефтях, однако содержание их колеблется в широких пределах. В связи с этим изучение влияния кристаллизующихся парафинов на свойства нефтей является актуальным. Целью нашего исследования является изучение влияния ультразвукового воздействия на высоковязкую нефть с различным содержанием парафина.

#### **Объект и метод исследования**

В качестве основного объекта исследования была использована Актанышская нефть смешанная с битумом. Полученная высоковязкая нефть характеризуется плотностью 0,945 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью 246,9 мПа·с при температуре 20°С. Для нашего исследования из этой нефти были приготовлены несколько образцов нефти с различным процентным содержанием дополнительно растворенного в ней кристаллического при нормальных условиях парафина (по массе от 0 до 2%). Общая схема исследования представлена на рис.1. Нагретые на водяной бане до 90°С нефть и парафин смешивались в заданных пропорциях в одной ёмкости до полного растворения. Приготовленные образцы парафинистой нефти исследовались на вибрационном вискозиметре SV-10. С его помощью получали температурные зависимости вязкости образцов нефти. Анализ экспериментальных данных в виде зависимости логарифма вязкости от обратной температуры позволяет получить значение энергии активации вязкого течения. Ультразвуковая обработка исследуемых образцов нефти проводилась с помощью ультразвукового технологического аппарата УЗТА-0,2/22-ОМ «Волна» на частоте 22 кГц. Для этого ультразвуковой излучатель размещался по центру ёмкости с образцами нефти

и удерживался на глубине приблизительно половину высоты уровня нефти. При включении ультразвукового устройства с излучающей поверхности в нефть распространялись упругие колебания заданной интенсивности (в данной работе на уровне 70% от максимальной). Длительность обработки составляла 2 минуты.



Рис. 1. Общая схема исследования.

По истечении заданного времени обработанная нефть переливалась в измерительную ячейку и далее на вибрационном вискозиметре SV-10 осуществлялось измерение вязкости и температуры образцов нефти.

### Результаты

С понижением температуры вязкость образцов нефти повышается. В диапазоне температур от +60 до +30°C тенденция роста практически не зависит от содержания парафина и в среднем меняется от 24 до 123 мПа·с. Далее, при дальнейшем уменьшении температуры вязкость образцов нефти начинает резко увеличиваться, и, чем больше в составе нефти парафина, тем быстрее растёт значение вязкости (рис. 2).

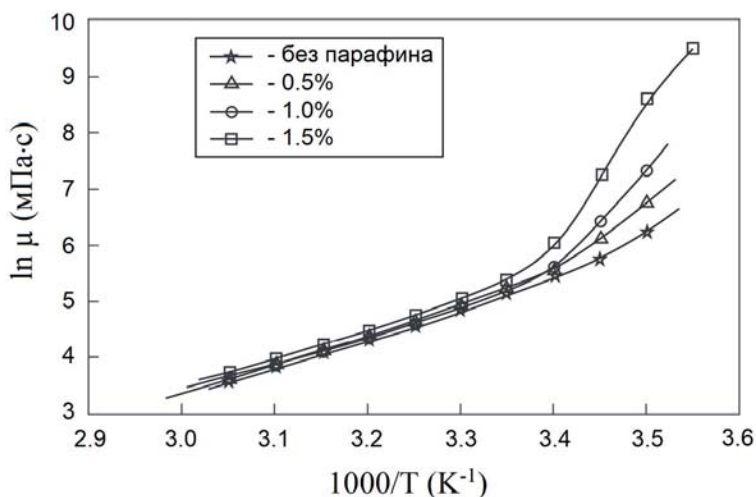


Рис. 2. Температурные зависимости вязкости образцов нефти с различным содержанием парафина.

На рис. 2 представлены кривые зависимости логарифма вязкости от обратной температуры. Если для обычных «легких» нефтей такие зависимости имеют, как правило, вид прямой линии, то парафиносодержащие образцы нефти имеют два прямолинейных участка и изгиб (рис. 3). Точка перехода очевидно характеризует процесс активной кристаллизации парафина, содержащегося в образцах нефти.

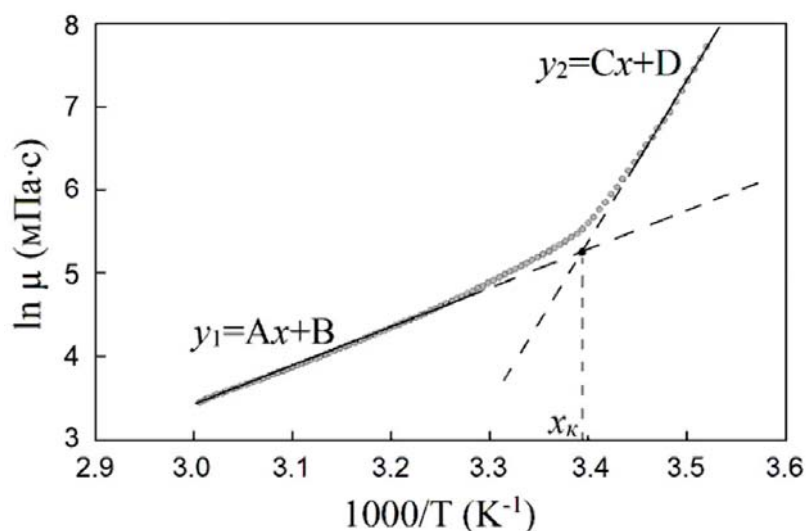


Рис. 3. Алгоритм обработки экспериментальных данных на примере образца 3. Полученные экспериментальные данные можно записать в виде уравнения:

$$\mu = \exp \left\{ Ax + B + [(C - A)x + (D - B)] Q(x - x_K) \right\} \quad (1)$$

где  $A, B, C, D$  – коэффициенты уравнений, аппроксимирующие прямолинейные участки температурной зависимости вязкости;  $x = 1000/T$ ,  $T$  – абсолютная температура, К;  $Q(x) \approx \frac{1}{1 + e^{-2kx}}$  – функция Хевисайда;  $x_K$  – точка перехода (начала активной кристаллизации парафина).

Ультразвуковая обработка исследуемых образцов нефти привела изменению их реологических свойств. Во всем температурном диапазоне увеличилось значение вязкости нефти по сравнению с необработанной нефтью. На рис. 4 представлены зависимости относительного изменения вязкости образцов нефти от температуры. Из графиков видно, что после ультразвуковой обработки исходного образца нефти вязкость её увеличилась на 15–30%. Похожий результат был отмечен в работе [9]. У образца с 2% содержанием парафина вязкость при температуре 15°C увеличилась почти на 300%.

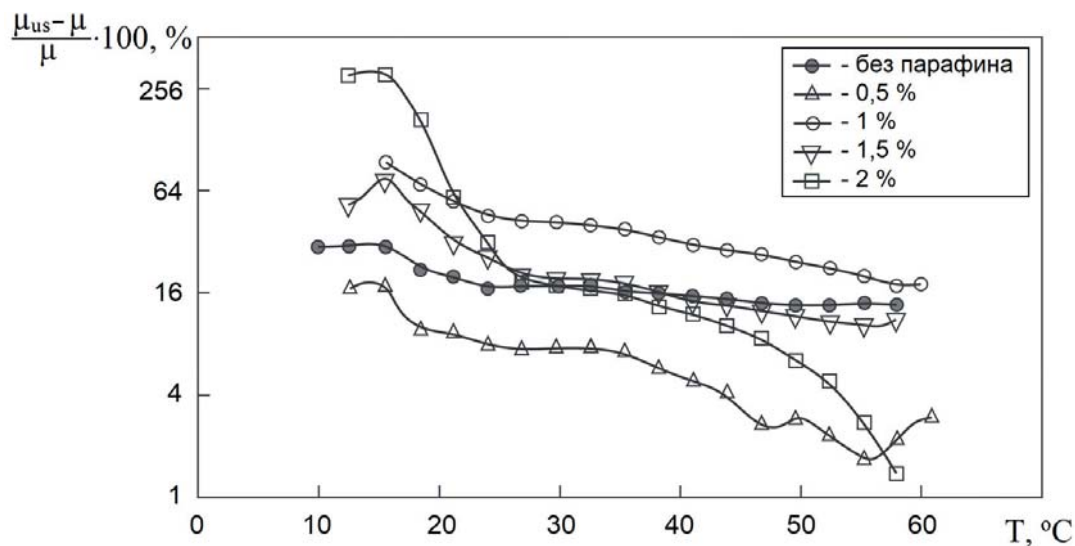


Рис. 4. Увеличение вязкости образцов нефти после ультразвуковой обработки.

Обработка полученных температурных зависимостей позволила определить коэффициенты, входящие в уравнение (1). В таблице 1 представлены результаты обработки экспериментальных данных, из которых видно, что после ультразвуковой обработки значения коэффициентов меняются. Так, коэффициенты  $A$  и  $C$ , которые характеризуют энергию активации вязкого течения в высокотемпературной и низкотемпературной области соответственно, после ультразвуковой обработки увеличиваются на 1,4–10%. Из таблицы 1 также видно, что значение температуры, при которой начинается активный процесс кристаллизации парафина, тоже увеличивается. Это означает об определённых изменениях в структуре исследуемых образцов нефти, которые необходимо дополнительно исследовать.

## Характеристики образцов нефти

Образец нефти	Содержание парафина, %	А	В	С	Д	T <sub>к</sub> , °С
1	0	4,846	-11,22	11,682	-34,65	18,65
	0 (после УЗ)	4,917	-11,33	11,573	-34,01	20,38
2	0,5	5,188	-12,20	13,620	-40,92	20,43
	0,5 (после УЗ)	5,258	-12,38	14,310	-43,15	21,08
3	1,0	4,796	-10,98	18,183	-56,33	22,06
	1,0 (после УЗ)	5,268	-12,23	19,619	-60,67	23,10
4	1,5	5,054	-11,68	23,857	-75,07	23,46
	1,5 (после УЗ)	5,202	-12,02	27,656	-87,76	23,30
5	2,0	4,773	-10,87	29,629	-94,88	22,68
	2,0 (после УЗ)	5,249	-12,32	27,469	-86,89	24,81

## Выводы

Проведённые экспериментальные исследования парафинсодержащих образцов нефти ставят под сомнение эффективность применения ультразвуковой обработки для снижения вязкости нефти. Полученные данные свидетельствуют об увеличении вязкости нефти после ультразвукового воздействия во всем исследуемом температурном диапазоне с явной тенденцией относительного увеличения вязкости при снижении температуры. Предложено уравнение, описывающее сложный вид температурной зависимости вязкости, и определены коэффициенты этого уравнения для каждого образца нефти. Полученные результаты формулируют новые направления исследования в области использования ультразвука, но, тем не менее позволяют оценить перспективы и возможности оптимизации режима акустического воздействия на продуктивный пласт для интенсификации добычи нефти.

\* Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 22-29-01174, <https://rscf.ru/project/22-29-01174/>.

## Литература

1. Гатауллин Р.Н., Кадыров А.И. Интенсификация добычи нефти методами волнового воздействия на продуктивные пласты // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 2. – С. 78–90. – DOI 10.5510/OGP20200200434.
2. Marfin E. A., Gataullin R.N., Abdrashitov A.A. Acoustic stimulation of oil production by a downhole emitter based on a jet-driven Helmholtz oscillator // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 215. – P. 110705. – DOI 10.1016/j.petrol.2022.110705.
3. Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р., Марфин Е.А. Влияние акустического воздействия на проницаемость пористых сред (обзор) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 10. – С. 186–202. – DOI 10.18799/24131830/2022/10/3750.
4. Волкова Г.И., Прозорова И.В., Ануфриев Р.В., Юдина Н.В., Муллакаев М.С., Абрамов В.О. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения вязкостно-температурных характеристик // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – № 2. – С. 3–6.
5. Галимзянова А.Р., Гатауллин Р.Н., Абдрашитов А.А., Марфин Е.А. Анализ ультразвукового воздействия на высоковязкую нефть // Геомодель, 2022: Сборник материалов 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 5–8 сентября 2022 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «ЕАГЕГЕОМОДЕЛЬ», 2022. – С. 316–319.
6. Алтунина Л.К., Кувишинов В.А., Стасьева Л.А. Температурные зависимости реологических свойств систем «вязкая парафинистая нефть-водная фаза-пав» // Нефтехимия. – 2020. – Т. 60, № 3. – С. 369–376. – DOI 10.31857/S002824212003003X.
7. Abdrashitov A., Marfin E. Influence of paraffin content on temperature dependences of viscosity of synthetic oil // 15th Conference and Exhibition Engineering and Mining Geophysics 2019, Gelendzhik. – 2019. – P. 479–484. – DOI 10.3997/2214-4609.201901742.
8. Ануфриев Р.В., Волкова Г.И., Юдина Н.В. Влияние состава дисперсионной среды на свойства высокопарафинистых дисперсных систем, обработанных ультразвуком // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 4. – С. 45–53.
9. Kadyirov A., Karaeva J., Barskaya E., Vachagina E. Features of rheological behavior of crude oil after ultrasonic treatment // Brazilian Journal of Chemical Engineering. – 2023. – V. 40, № 1. – P. 159–168. – DOI 10.1007/s43153-022-00226-6.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО УДАЛЕНИЮ ОТЛОЖЕНИЙ НЕРАСТВОРИМЫХ СОЛЕЙ БАРИЯ АКУСТИКО-ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

И.А. Гамилов, Е.Н. Зайков, Д.В. Краснов, Р.А. Былинкин, А.А. Газизова

АО «НИИнефтепромхим», г. Казань, info@neftpx.ru

Проблема солеотложения на большинстве активно разрабатываемых нефтяных месторождений в последние годы получила особую актуальность в связи с ростом объёмов добываемой пластовой жидкости и увеличением объёмности добываемой продукции [1]. Солеобразование является одной из причин уменьшения межремонтного периода скважин, так как происходит кристаллообразование в призабойной зоне пласта на обсадной и эксплуатационной колоннах НКТ, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости.

Солевые образования могут формироваться путём прямого осаждения из пластовой воды, в результате контакта (смешения) двух несовместимых вод на забое скважин. Авторами [2] установлено, что кристаллизация солей зависит от термобарических условий и химического состава раствора. С понижением температуры и давления снижается растворимость сульфатных солей, например барита и гипса, и происходит их выпадение

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований по оценке растворяющей способности растворителя СНПХ-54R на закольматированную сульфатом бария модель пласта с акустическим (ультразвуковым) воздействием без него [3]. Основным методом оценки эффективности растворителя в технологии принималось изменение проницаемости модели пласта по воде до и после воздействия реагента.

### Оборудование и материалы для проведения фильтрационных исследований

Фильтрационные испытания проводились на установке испытания проницаемости кернов УИПК-1М. Для оценки влияния акустического (ультразвукового) воздействия использовался лабораторный ультразвуковой генератор TS4M1 в комплекте с испытательным макетом линейной модели пласта Н-1 (рис. 1). Длина модели составляла 44 см с диаметром 3,2 см.

Для испытаний на насыпных моделях низкопроницаемого пласта использовали молотый кварцевый песок, воду с минерализацией 50 г/л, растворы солей хлорида бария и сульфата натрия, взятые в стехиометрических количествах, для получения осадка сульфата бария и растворитель солеотложений СНПХ-54R.



Рис. 1. Лабораторный ультразвуковой генератор TS4M1 в комплекте с испытательным макетом линейной модели пласта Н-1.

Всего было проведено шесть исследований в трех вариантах:

1. Закачка растворителя СНПХ-54R в модель пласта, закольматированную сульфатом бария, в количестве 2 испытаний (модель № 1 и 2).
2. Закачка растворителя СНПХ-54R в модель пласта, закольматированную сульфатом бария, в режиме ультразвукового воздействия в количестве 3 испытаний (модель № 3, 4 и 5).
3. Безреагентная обработка модели пласта, закольматированную сульфатом бария, в режиме ультразвукового воздействия (УВ) в количестве 1 испытания (модель № 6).

### Лабораторные испытания

Для создания модели пласта использовали молотый кварцевый песок. Набивку модели производили путём равномерной засыпки молотого кварцевого песка с последующим уплотнением. После набивки металлической модели определяли её коэффициент проницаемости по воздуху. Затем через модель прокачивали минерализованную воду до стабилизации скорости фильтрации, после чего определяли проницаемость модели по воде. Определение проницаемости по газу и воде при стационарной фильтрации осуществляли согласно ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89 [4, 5]. Далее в водонасыщенную модель пласта на установке УИПК-1М закачивали раствор с осадком сульфата бария, полученного путём смешения солей хлорида бария и сульфата натрия до затухания (остановки) фильтрации. Модель оставляли на выдержку 1 сутки. После выдержки закольматированную водонасыщенную модель разворачивали

на 180° и производили закачку растворителя СНПХ-54R (модели № 1 и 2), или закачку растворителя СНПХ-54R в режиме УВ модели (№ 3, 4 и 5).

**Модель № 1 и 2.** Закачку растворителя СНПХ-54R в количестве одного порового объёма (1 п.о.) проводили на установке УИПК-1М при давлении 0,7–0,3 МПа и среднем расходе жидкости 4,0–3,3 мл/мин. Проницаемость по реагенту составила 0,10 мкм<sup>2</sup> для модели № 1 и 0,07 мкм<sup>2</sup> для модели № 2. Затем модель разворачивали на 180° и закачивали воду до стабилизации давления. По окончании закачки первого порового объёма воды давление стабилизировалось на 0,2–0,3 МПа при среднем расходе жидкости 5–6,7 мл/мин. Конечная проницаемость насыпных моделей пласта по воде составила: 0,22 мкм<sup>2</sup> – модель № 1 и 0,19 мкм<sup>2</sup> – модель № 2.

Изменение водопроницаемости моделей № 1 и 2 в процессе эксперимента приведено на рис. 2.

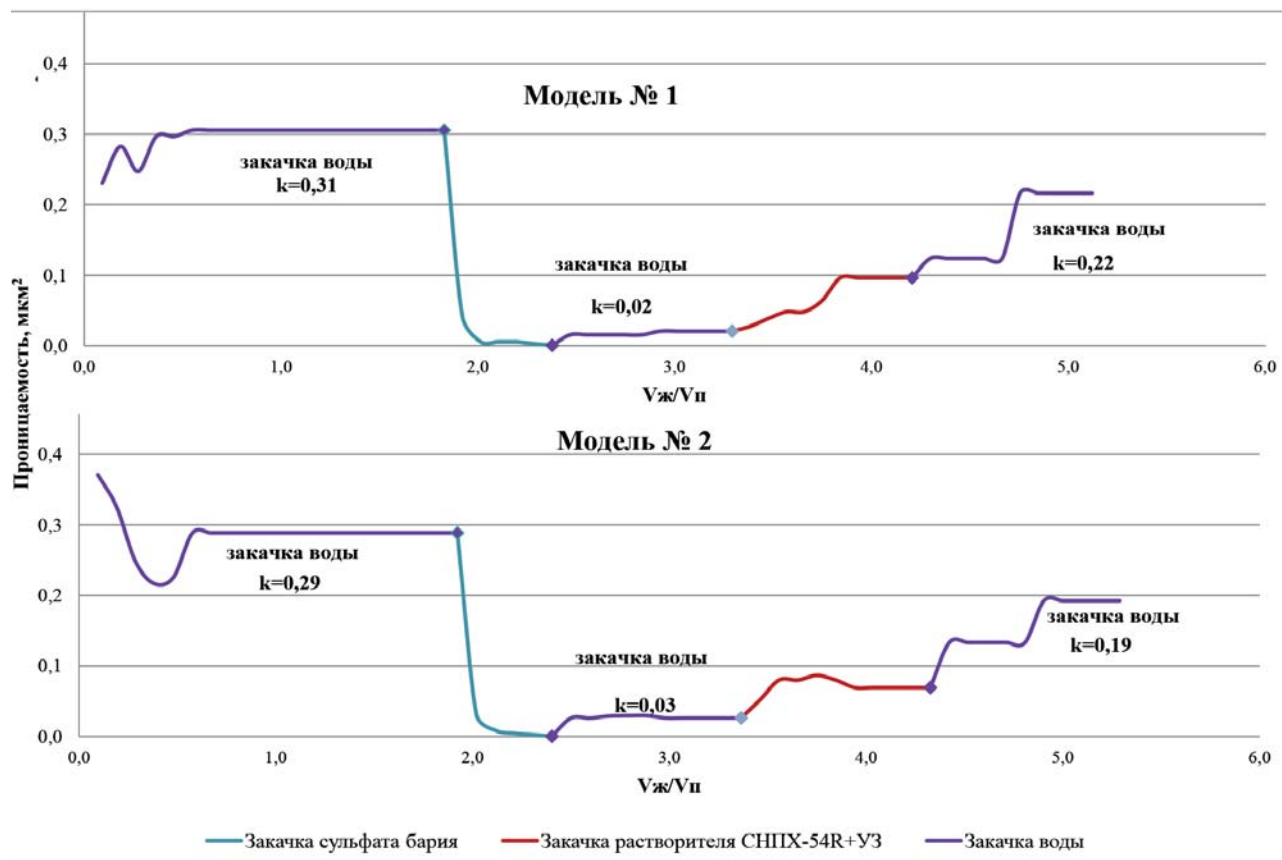


Рис. 2. Изменение водопроницаемости моделей № 1 и 2.

**Модели № 3, 4 и 5.** Закачку растворителя СНПХ-54R (1 п.о.) в закольматированные сульфатом бария модели пласта проводили на установке УИПК-1М с УВ (частота 21 кГц, мощность 1 кВт) при давлении от 0,05 до 0,2 МПа и среднем расходе жидкости ~3,0 мл/мин. Проницаемость модели пласта по реагенту при УВ составила от 0,17 до 0,31 мкм<sup>2</sup>. Затем модель (ли) разворачивали на 180° и закачивали воду, без воздействия ультразвука, до стабилизации давления. По окончании закачки первого порового объёма воды давление стабилизировалось на 0,1–0,2 МПа при среднем расходе жидкости ~4,0 мл/мин. Конечная проницаемость насыпных моделей пласта по воде составила: 0,32 мкм<sup>2</sup> – модель 3; 0,29 мкм<sup>2</sup> – модель 4; 0,22 мкм<sup>2</sup> – модель 5.

Изменение водопроницаемости моделей № 3, 4 и 5 в процессе эксперимента приведено на рис. 3.

**Модель № 6.** При УВ (частота 21 кГц, мощность 1 кВт) на установке УИПК-1М проводилась фильтрация воды в модель пласта при давлении 1,6 МПа и среднем расходе жидкости 5 мл/мин. Отмечено, что после прокачки 1 п.о. воды при отключённом ультразвуковом генераторе давление закачки практически не изменилось, составило 1,5 МПа, а расход жидкости снизился до 4,3 мл/мин. Конечная проницаемость модели пласта после УВ составила 0,03 мкм<sup>2</sup>, снижение проницаемости в 9,7 раза, эффективность восстановления проницаемости по воде от УВ составила 10,3%. Изменение проницаемости модели № 6 в процессе эксперимента приведено на рис. 4.

Результаты проведённых исследований по эффективности восстановления проницаемости модели пласта от отложений сульфата бария растворителем СНПХ-54R с УВ и без него представлены в табл. 1.

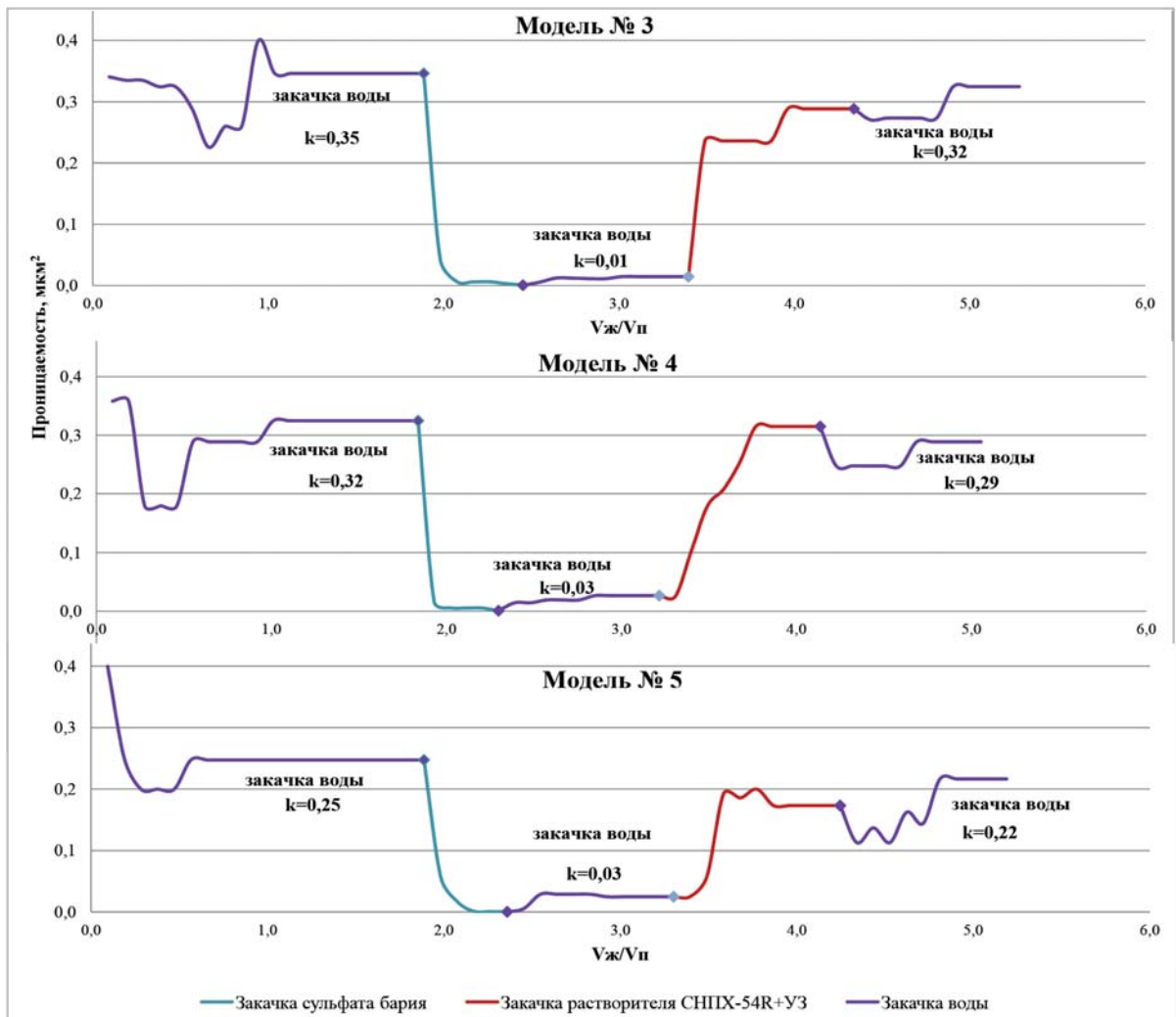


Рис. 3. Изменение водопроницаемости моделей № 3, 4 и 5.

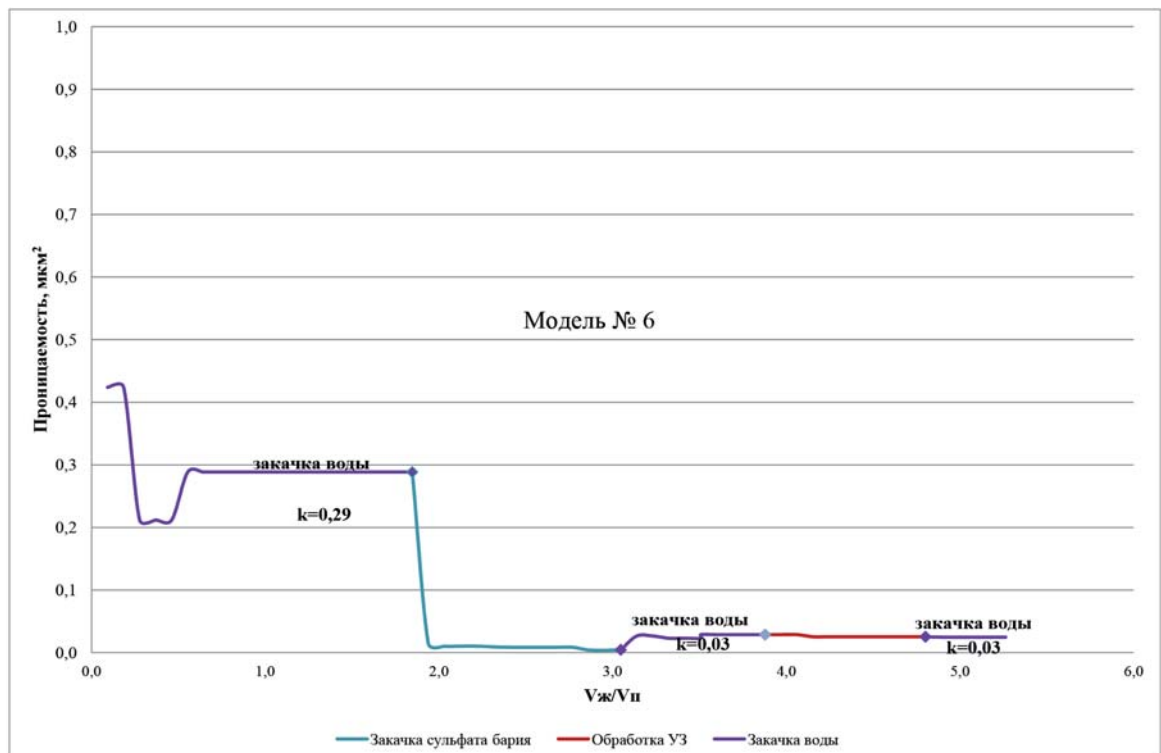


Рис. 4. Изменение водопроницаемости модели № 6.



Сводные результаты проведённых исследований по растворению сульфата бария растворителем СНПХ-R54, в том числе с ультразвуковым воздействием, на насыпных моделях

№ модели	Вид воздействия	Поровый объём, мл	Проницаемость по воде ( $k_1$ начальная), мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по раствору с осадком сульфата бария, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по воде, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по растворителю, мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по воде ( $k_2$ конечная), мкм <sup>2</sup>	Снижение проницаемости ( $k_1/k_2$ )	Эффективность восстановления, %
1	СНПХ-54R	109	0,31	0,004	0,02	0,10	0,22	1,4	70,97
2	СНПХ-54R	104	0,29	0,004	0,03	0,07	0,19	1,5	65,52
3	СНПХ-54R+УВ	106	0,35	0,004	0,01	0,27	0,32	1,1	91,43
4	СНПХ-54R+УВ	108	0,32	0,004	0,03	0,31	0,29	1,2	90,63
5	СНПХ-54R+УВ	106	0,25	0,005	0,03	0,17	0,22	1,1	88,00
6	УВ	108	0,29	0,004	0,03	0,02 (по воде)	0,03	9,7	10,34

### Выводы

Фильтрационные испытания по оценке изменения проницаемости закольматированной сульфатом бария линейной низкопроницаемой насыпной модели пласта показали следующее:

1. Растворитель солеотложений СНПХ-54R (реагентная обработка) восстанавливает проницаемость модели пласта (по результатам двух испытаний) от 65 до 71%.

2. Эффективность восстановления проницаемости модели пласта при совместном использовании растворителя сульфата бария СНПХ-54R с ультразвуковым воздействием (по результатам трёх испытаний) составляет от 88 до 91%.

3. Эффективность восстановления проницаемости модели пласта при ультразвуковом воздействии закольматированного пласта находится в пределах 10%.

4. На основании проведённых испытаний можно заключить об эффективности растворителя отложений сульфата бария СНПХ-54R. Совместное использование растворителя с ультразвуковой обработкой позволяет повысить эффективность метода на ~20%. Безреагентная обработка ультразвуковым воздействием закольматированного сульфатом бария пласта мало эффективна.

### Литература

1. Пучина Р., Рагулин В.В., Телин А.Г., Алимбекова С.Р., Бахтизин Р.Н., Волошин А.И., Докичев В. А. Современная практика предупреждения и удаления солеотложений // Нефтегазовое Дело. – Том 18. – № 2 (2020).
2. Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразования при добыче нефти. – М.: Орбита, 2004. 432 с.
3. Былинкин Р.А., Краснов Д.В., Вердеревский Ю.Л., Чаганов М.С., Григорьева Н.П., Магдеев Э.Р., Абрамова А.В., Никонов Р.В., Новиков В.В., Хабибуллин Р.А., Петров Г.А., Марунин Д.А. Влияние кислотных составов марки СНПХ совместно с сонокатализатором на проницаемость моделей пласта по нефти. Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 1. – С. 6–9.
4. ГОСТ 26450.2-85 «Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации».
5. ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

**НОВЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ РАЗРУШЕНИЯ ПРОМСЛОЕВ**  
**Ю.М. Ганеева<sup>1,2</sup>, Е.Е. Барская<sup>1</sup>, Е.С. Охотникова<sup>1</sup>, Е.М. Халфина<sup>2</sup>, Г.Р. Фазылзянова<sup>1</sup>,**  
**Ю.Л. Карабут<sup>1,2</sup>, Т.Н. Юсупова<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ИОФХ им. А.Е. Арбузова ОСП ФИЦ КазНЦ РАН, Россия, г. Казань, ganeeva@iopc.ru

<sup>2</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет,  
Россия, г. Казань

В связи с увеличением обводнённости продукции добывающих скважин, связанной как с длительностью разработки нефтяного месторождения методом заводнения, так и с применением различного рода МУН, увеличивается доля водонефтяных эмульсий (ВНЭ), поступающих на установки подготовки нефти (УПН). При отстаивании ВНЭ в резервуарах УПН между отделившимися слоями свободной нефти и воды образуются так называемые промежуточные слои (промслои), представляющие собой ВНЭ с повышенной устойчивостью и вязкостью. Изучение природы промежуточного слоя и разработка методов предотвращения его образования или разрушения является актуальной задачей для добывающих предприятий, т.к. это позволит увеличить объём подготовленной товарной нефти, сократив при этом финансовые потери, связанные с утилизацией некондиционной нефти, её переподготовкой и дополнительными затратами на очистку оборудования от накопленной ВНЭ [1].

Образование стабильных ВНЭ объясняется формированием на границе раздела нефть/вода особого рода пленок (рис. 1), обладающих механической прочностью и образующихся в результате необратимой адсорбции на поверхности водных капель поверхностно-активных веществ (ПАВ), присутствующих в нефти. Несмотря на то, что смолы, асфальтены и нафтеновые кислоты нельзя в полной мере отнести к классическим ПАВ, считается, что именно эти нефтяные компоненты концентрируются на границе раздела нефть/вода, предотвращая коалесценцию капель воды [2].

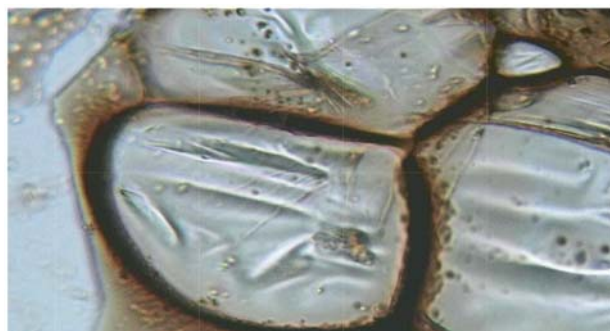


Рис. 1. Поверхностный слой капли воды в ВНЭ.

В представленном исследовании мы продолжаем изучать роль асфальтеновой фракции в формировании бронирующих слоёв на границе раздела нефть/вода.

Известно, что асфальтены в нефти могут находиться в растворённом и агрегированном состояниях, могут быть устойчивыми и неустойчивыми к выпадению. Имеет ли это значение для формирования устойчивых ВНЭ? С целью получения ответа на этот вопрос нами исследована устойчивость ВНЭ, полученных на основе широкого ряда гептольных растворов асфальтенов со структурой типа «остров» (одноядерные структуры) и «архипелаг» (полиядерные структуры, склонные к конформационным изменениям) (рис. 2). Гептольные растворы готовились в два этапа: сначала готовились 0,13, 0,25, 0,5, 1,0 и 2,0 мас. % асфальтеновые растворы в толуоле, которые выдерживались сутки при комнатной температуре до полного растворения асфальтенов. Затем в толуольные растворы в соотношениях 3:1, 1:1 и 1:3 добавлялся *n*-гептан. ВНЭ готовились перемешиванием толуольных и гептольных растворов асфальтенов с дистиллированной водой в количестве 20% от общего объёма при комнатной температуре со скоростью 2500 об/мин в течение 10 минут.

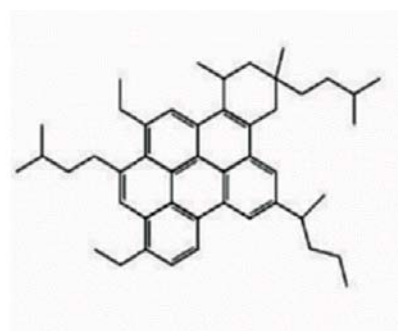
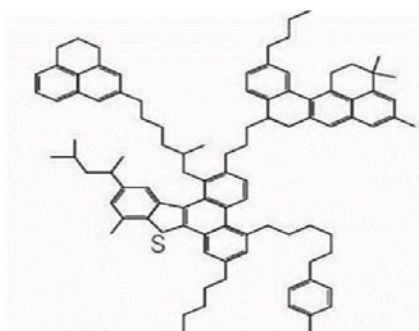


Рис. 2. Асфальтеновые молекулы типа «архипелаг» (1) и «остров» (2).

В ходе проведённого исследования установлено, что в ароматической среде (в толуоле) доля эмульсионного слоя и его устойчивость растут с увеличением содержания асфальтенов от 0,13 до 2,0 мас. %, при этом влияние структуры асфальтенов («остров» или «архипелаг») на характеристики эмульсионного слоя не выявлено.

Влияние структуры асфальтенов на устойчивость ВНЭ начинает проявляться при уменьшении ароматичности нефтяной среды. Увеличение содержания *n*-гептана в гептоле сопровождается флокуляцией асфальтенов (рис. 3) и их частичным выпадением, при этом начало флокуляции асфальтенов со структурой типа «остров» сдвинуто в сторону более низких концентраций *n*-гептана, по сравнению с асфальтенами типа «архипелаг».

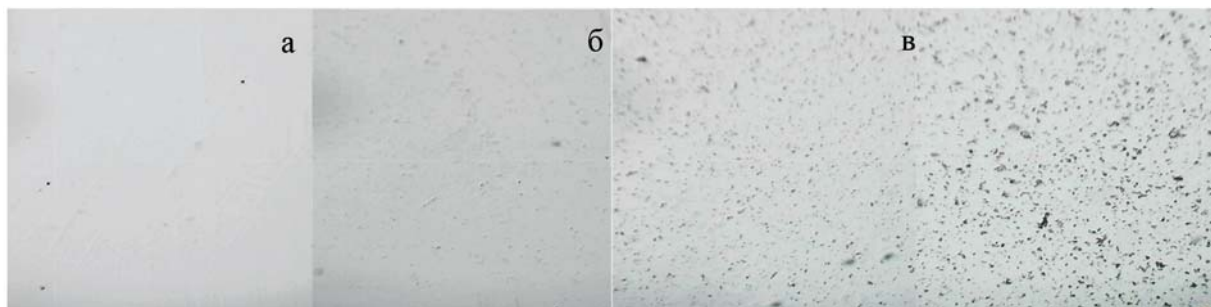


Рис. 3. Микрофотографии растворов асфальтенов в гептоле:  
а) 50% *n*-гептана; б) 65% *n*-гептана; в) 75% *n*-гептана; г) 90% *n*-гептана.

При исследовании ВНЭ на основе гептольных растворов установлено, что её стабильность растёт с увеличением доли гептана (рис. 4), а также с увеличением содержания асфальтенов. Асфальтеновые агрегаты из молекул типа «архипелаг» в большей степени стабилизируют эмульсии по сравнению с асфальтеновыми агрегатами из молекул типа «остров», о чём свидетельствует меньший объём свободной воды, выделяемой из эмульсии при центрифугировании (рис. 5). По-видимому, конформационные изменения асфальтеновых молекул типа «архипелаг» способствуют созданию более гибких защитных слоёв из асфальтеновых агрегатов.

Как и следовало ожидать, стабильные эмульсионные слои, полученные на основе толуольных и гептольных растворов, характеризовались повышенным содержанием мелких капель воды (с размерами <50 мкм).

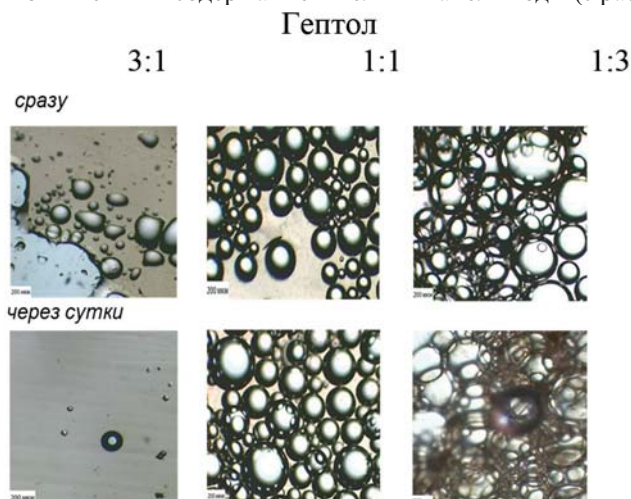


Рис. 4. Микрофотографии эмульсионного слоя на основе 0,5 мас. % растворов асфальтенов типа «архипелаг» в гептоле, сделанные сразу и через сутки.

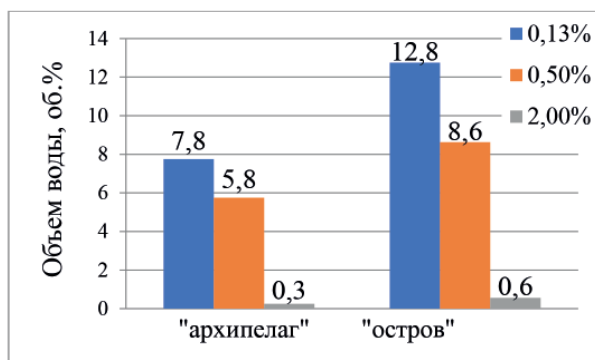


Рис. 5. Выделение свободной воды из ВНЭ на основе асфальтенов различных структур в зависимости от содержания асфальтенов.

Является ли наличие асфальтовых частиц достаточным условием для формирования стабильных ВНЭ? Оказалось, что нет. Достаточно устойчивые эмульсии были получены на основе гептольных растворов (1:1 и 1:3), из которых центрифугированием были удалены асфальтовые частицы. Эмульсии же, приготовленные с использованием отцентрифугированных асфальтовых частиц, получились неустойчивыми и расслаивались в течение нескольких секунд после приготовления.

Сравнительный анализ данных ИК спектроскопии растворимых асфальтенов, оставшихся в гептольных растворах после удаления асфальтовых агрегатов, и агрегированных асфальтенов (выделенных центрифугированием), показал, что первые в отличие от вторых характеризуется специфическим типом ароматических соединений, проявляющих особенность в диапазоне колебаний ароматического C–H от 700 до 900 см<sup>-1</sup> (моно- или бизамещенные ароматические соединения), а также наличием эфирных и сложноэфирных фрагментов [3] (рис. 6).

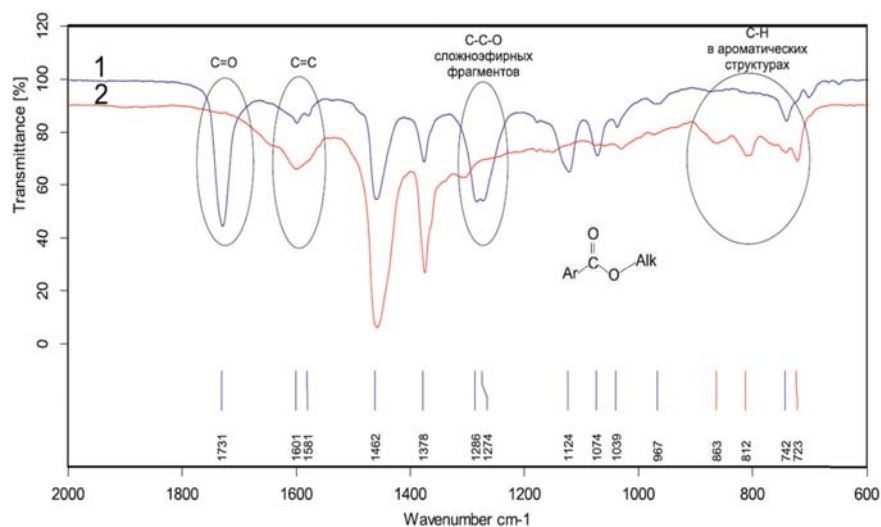


Рис. 6. ИК спектры растворимых асфальтенов, оставшихся в гептольных растворах после удаления асфальтовых агрегатов (1) и агрегированных асфальтенов, выделенных центрифугированием ВНЭ (2).

Эти особенности в структуре растворимых асфальтенов относят эту фракцию к группе ПАВ, имеющих ярко выраженные гидрофильные (C(=O)-O) и гидрофобные (ArAlk) фрагменты в молекуле. Поверхностно-активные свойства этих асфальтовых компонентов позволяют выступать им в качестве природных эмульгаторов – выстраиваться на границе раздела, формируя тонкую оболочку с низкой механической прочностью.

Таким образом, на примере модельных нефтяных систем показано, что за образование стойких ВНЭ ответственны асфальтовая фракция, обогащенная полярными сложноэфирными фрагментами и моно- и бизамещенными ароматическим соединениями, а также асфальтовые агрегаты. Первые выступают в качестве ПАВ-эмульгаторов и формируют на границе раздела нефть/вода тонкую оболочку, вторые выступают в качестве стабилизаторов – адсорбируются на эту тонкую оболочку и формируют бронирующие слои (рис. 7), которые, как показано в [4], уплотняются со временем. При этом, при прочих равных условиях, нефтяные системы, в которых преобладают асфальтовые молекулы типа «архипелаг» (а к ним относятся, например, природные битумы и окисленные нефти) будут способствовать образованию более прочных защитных слоёв. Для разрушения ВНЭ, образованных по такому механизму, необходимо удалить адсорбированный слой асфальтенов. Простейшим способом сделать это, является увеличение ароматичности нефтяной среды, что позволит перевести асфальтовые агрегаты в растворенное состояние и таким образом снизить механическую прочность защитного слоя на границе раздела нефть/вода. Знание механизмов формирования устойчивых ВНЭ необходимо для научно-обоснованного подхода к принятию индивидуальных решений по их разрушению в каждом конкретном случае.

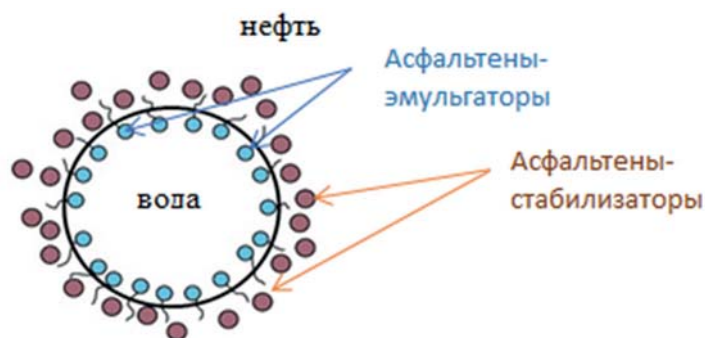


Рис. 7. Структура защитного слоя на границе раздела нефть/вода в обратной ВНЭ.

## Литература

1. Бурюкин Ф.А., Косицына А.С., Ковальчук А.А., Шаповалов П.Л. Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии. Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2020. № 9(105). С.156–161;
2. Umar A.A., Saaid I.B.M., Sulaimon A.A., Pilus R.B.M. (2018). A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. V. 165. P. 673–690. doi:10.1016/j.petrol. 2018.03.014ж
3. Тарасевич Б.Н. ИК спектры основных классов органических соединений. Справочные материалы. Москва, 2012. [http://chem.msu.ru/rus/teaching/tarasevich/Tarasevich\\_IR\\_tables\\_29-02-2012.pdf](http://chem.msu.ru/rus/teaching/tarasevich/Tarasevich_IR_tables_29-02-2012.pdf)
4. Tchoukov P., Yang F., Xu Z., Dabros T., Czarnecki J., Sjöblom J. Role of Asphaltenes in Stabilizing Thin Liquid Emulsion Films // Langmuir. 2014. V. 30(11). P. 3024–3033. <https://doi.org/10.1021/la404825g>

### ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

Р.Н. Гатауллин

*Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ*

*Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань, rustem.acadrome@mail.ru*

Сегодня нефтегазовая промышленность сталкивается с серьезными проблемами: общий спрос на нефть и газ ускоряется, мощности по добыче нефти не успевают за ритмом потребления, и противоречие между спросом и предложением становится все более очевидным; под влиянием научно-технических решений стоимость добычи нефти различными нефтяными компаниями возросла. В условиях высоких цен на нефть, давление на нефтяной рынок возросло, а международная политическая обстановка усложняется, что влияет на нормальный прогресс нефтяного сотрудничества. В связи с постоянными резкими колебаниями цен на нефть и необходимостью соблюдения экологических и социальных требований, в настоящее время для нефтяной промышленности остро стоит вопрос добычи углеводородов рентабельным и безопасным способом.

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, сопровождается многолетним снижением нефтеотдачи пластов: в недрах остаётся более 70% неизвлеченной нефти. В целом уже потеряно примерно 15 млрд. т потенциально извлекаемых запасов нефти, то есть примерно столько, сколько добыто за всю историю развития нефтяной промышленности России. За последние десятилетия средняя проектная величина коэффициента извлечения нефти снизилась почти в 2 раза – с 0,5 до 0,27. Это объясняется тем, что сырьевая база уже много лет пополняется в основном за счёт трудноизвлекаемых запасов, а проекты их разработки предусматривают применение заводнения, влекущего за собой большие потери [1, 2].

Извлечение и интенсификация вытеснения нефти из продуктивных пластов остаются сложными задачами. В настоящее время большинство стран и регионов мира обычно используют химический метод для увеличения добычи углеводородов на месторождениях с трудноизвлекаемой нефтью. Традиционные методы разработки пластов в основном включают заводнение, полимерное заводнение, щелочно-полимерное заводнение, полимерное заводнение с использованием ПАВ и т.д. Применение этих методов, как правило, ограничено стоимостью химикатов и их адсорбцией, а самым прямым последствием применения химических реагентов является загрязнение окружающей среды. Плохие физические свойства коллекторов с низкой проницаемостью, такие как сильная неоднородность и развитие трещин, делают традиционные методы разработки пластов неспособными обеспечить устойчивую и стабильную добычу из таких коллекторов [2].

Разработка коллекторов с очень низкой проницаемостью сложна из-за слабой фильтрации в породе, низкой пористости и плохой связности пор. Из-за плохих физических свойств коллектора в пласте трудно сформировать эффективный канал фильтрации нефти и воды, что приводит к затруднению добычи. Для эффективной эксплуатации коллекторов со сверхнизкой проницаемостью необходимо проводить поэтапный гидроразрыв пласта, объёмный гидроразрыв и другие процессы для формирования эффективной сети трещин и улучшения степени связанности пор. Технология гидроразрыва пласта является эффективным методом реконструкции пласта, который развивалась от мелкомасштабного гидроразрыва вертикальных скважин до крупномасштабной технологии объёмного гидроразрыва горизонтальных скважин. Тем не менее, развитие ГРП не смогло избежать проблемы снижения добычи [3].

В процессе гидроразрыва пласта технология нагнетания химических соединений является одной из широко используемых технологий восполнения пластового давления. В настоящее время для повышения нефтеотдачи сверхнизкопроницаемых и плотных коллекторов на различных месторождениях в основном включают в себя нагнетание CO<sub>2</sub>, нагнетание ПАВ, нагнетание воды. Среди этих методов нагнетание ПАВ для реакции с пластовым флюидом со сверхнизкой концентрацией всё ещё широко используется. В процессе взаимодействия химического агента с коллектором со сверхнизкой проницаемостью ПАВ может создавать сверхнизкое межфазное натяжение между нефтью и водой, изменять смачиваемость поверхности породы и повышать эффективность поглощения

нефти за счёт эмульгирования. Однако существует множество проблем, таких как сложные процессы, длительные циклы, сложность полного оттока жидкости и повреждение пласта. Традиционный химический метод заключается в нагнетании полимерных соединений в продуктивные пласты с целью усиления эффекта вытеснения нефти [3, 4].

Неоднородные условия нефтяного пласта и свойства нефти требуют применения различных полимерных химикатов. Причём, только после периодических промысловых испытаний можно убедиться в том, какие именно полимерные соединения необходимы для эффективного применения. Тем не менее, в результате применения новых решений по повышению нефтеотдачи пластов всё ещё могут возникать потенциальные негативные экологические последствия, связанные со сбросом пластовой воды, кольматацией пласта при бурении и выбросами в атмосферу. Кроме того, может возникнуть экологический риск из-за аварий. В результате, длительное использование полимерных химикатов может не только загрязнить нефтяной пласт, но и снизить коэффициент нефтеотдачи.

В качестве одного из методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов, ультразвуковая технология добычи нефти может эффективно избегать этих недостатков. Кроме того, применение ультразвука обладает рядом других преимуществ, таких как совмещение с другими МУН, простота эксплуатации, низкая стоимость и нулевое загрязнение окружающей среды. Ультразвуковая техника воздействия на пласт заключается в том, что ультразвуковая волна непосредственно воздействует на нефтяную залежь, поэтому не существует проблемы загрязнения нефтяного резервуара. Волновой метод воздействия на пласт является одним из перспективных, позволяющий более интенсивно воздействовать на застойные неразрабатываемые зоны. Увеличение нефтеотдачи при таком воздействии происходит за счёт интенсификации внутрислоевых процессов. Среди протекающих физических явлений, приводящих к увеличению добычи нефти под действием упругих колебаний, главными являются: увеличение проницаемости пористого коллектора и снижение вязкости пластовых углеводородов [2]. Страны, которые широко применяют ультразвуковые технологии в нефтяной промышленности, являются США, Россия и Китай. За последние десятилетия применения ультразвука они добились большого прогресса в этих технологиях.

Применение волнового воздействия на пласт может изменить поровую структуру за счёт двух основных механизмов: через расширение сети микротрещин (рис. 1 а), и/или за счёт разрушения и удаления твёрдых частиц порах (рис. 1 б). Чем больше частиц будет в поровом пространстве, тем их текстура более хрупкая. Следовательно, в таких породах микротрещины распространяются более интенсивно и процесс восстановления проницаемости продуктивного пласта при акустическом воздействии более эффективен [5].

Однако отмечается, что в доломитовых образцах, из-за неоднородности и кристаллической структуры, ультразвуковые волны не смогли эффективно расширить сеть трещин и увеличить проницаемость. Это означает, что если «микроразрывы» начнутся, то они не будут эффективными из-за отсутствия хорошей внутренней связности в результате высокой гетерогенности доломитовых образцов. Следовательно, ультразвуковая обработка может ухудшать процесс тонкой миграции, что может привести к закрытию порового горла и снижению проницаемости [5].

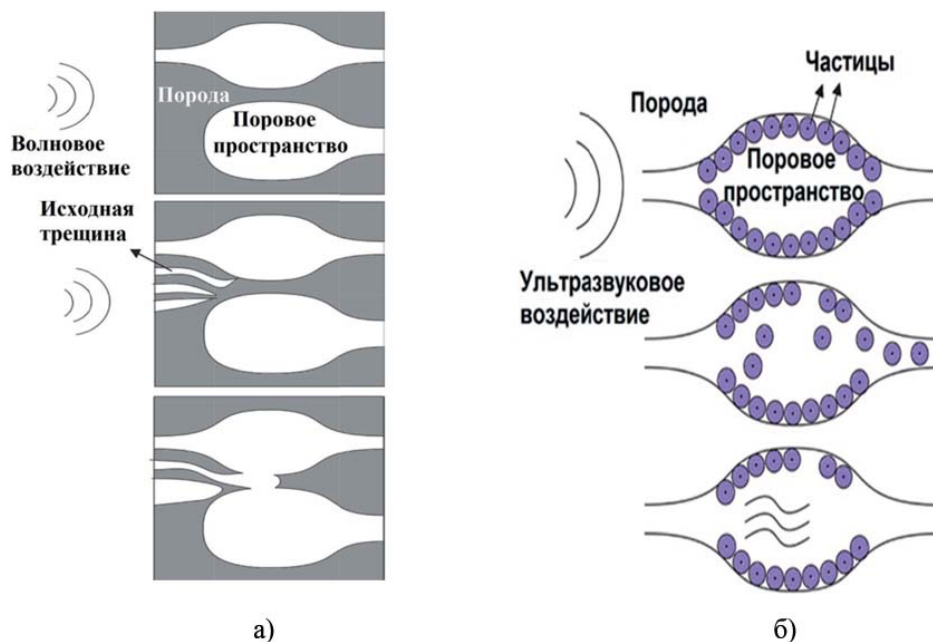


Рис. 1. Схема волнового воздействия на породу: а) увеличение поровых связей вследствие образования микротрещин; б) увеличение поперечного сечения потока вследствие разрушения и удаления частиц [5].

В работе [6] исследовано влияние ультразвукового воздействия с различными параметрами на процесс удаления неорганических отложений. Затем на основе полученных результатов были проведены промысловые

эксперименты с использованием разработанного ультразвукового оборудования высокой мощности. Результаты показали, что частота преобразователя, мощность преобразователя, время ультразвуковой обработки и начальная проницаемость керна влияют на эффект удаления неорганических отложений. Эффект удаления пробок улучшается с повышением частоты и мощности преобразователя. Оптимальное время обработки составляет около 80–120 мин (рис. 2).

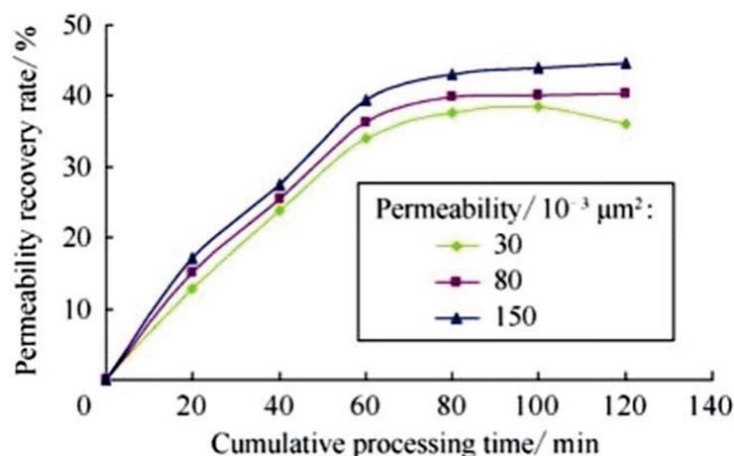


Рис. 2. Влияние продолжительности ультразвуковой обработки на проницаемость образцов [6].

Полевые испытания, проведённые в низкопроницаемых коллекторах в северной Шэньси и на месторождении Дацин, показали, что ультразвуковая обработка может значительно увеличить добычу и закачку, что подтверждает результаты лабораторных исследований. Так, после обработки ультразвуковой системой суточная добыча нефти увеличивается вдвое (на 0,64 т). Кроме того, хорошие результаты наблюдались в нагнетательных скважинах – отмечено снижение давления и увеличение закачки воды. Результаты показывают, что ультразвуковая обработка может значительно способствовать удалению парафиновых осадков [6].

Для примера апробации волновой технологии на пласт были выполнены промысловые испытания в условиях Мордово-Кармальского месторождения природных битумов Республики Татарстан, которые показали высокие результаты применяемой технологии. В данном случае совмещались волновое воздействие и внутрипластовое горение. Режим волнового воздействия в 1000 Гц обеспечил повышение проницаемости пористой среды и двукратное повышение дебита, а на частоте 2000 Гц – в среднем 5–8 кратное увеличение показателей добычи нефти. При этом зафиксировано существенное снижение обводнённости извлекаемой продукции, а также удельных энергетических затрат на процессы извлечения нефти [7].

В работе [8] представлена технология волнового воздействия для стимуляции пласта с целью увеличения нефтеотдачи. Определены оптимальные геометрические характеристики устройства, а также рабочие и частотные характеристики гидродинамического излучателя. Стендовые испытания излучателя показали, что за счёт прохождения потока воды через излучатель он генерирует гармонические колебания давления с амплитудой более 1,2 МПа на частоте 8 кГц. Полевые испытания излучателей, проведённые на двух участках Первомайского нефтяного месторождения, показали: – среднее увеличение дебита при акустической обработке составило 1,68 т/сут (11,8%); – восстановление приемистости нагнетательной скважины. В работе отмечается, что разработанные технические устройства, работающие на частотах в килогерцовом диапазоне, и технология добычи могут быть использованы в качестве перспективного метода стимулирования притока нефти и повышения нефтеотдачи пластов [8, 9]. Преимуществами предлагаемой акустической обработки являются их относительно низкая стоимость, простота конструкции устройств, высокая эффективность и экологичность, а также возможность сочетания данной технологии практически со всеми традиционными методами повышения нефтеотдачи пластов.

Среднее увеличение производительности почти в 3 раза было достигнуто для этого типа скважин при использовании комбинированной технологии ультразвуковой и химической обработки. Исследование показало, что ультразвуковая технология при этом может значительно повысить нефтеотдачу на 40% и более на скважинах с проницаемостью более 20 мД и пористостью более 15% (месторождения Западной Сибири и Самарской области). Авторы утверждают, что применяемый способ ультразвуковой обработки прост, экологически безопасен. Эффект от ультразвуковой обработки обладает эффектом последствия, длится от 3 до 12 месяцев и более. Метод повышает проницаемость призабойной зоны и может ослабить кольматацию при наличии минеральных частиц [10]. На коллекторах с более низкой проницаемостью и пористостью ультразвуковая обработка оказалась неэффективной. Для таких скважин был разработан метод, сочетающий ультразвук с химическими веществами, который был испытан на добывающих и нагнетательных скважинах. Дебит таких скважин стал значительно выше после комбинированной обработки ультразвуком и химикатами по сравнению с ультразвуковой или химической обработкой по отдельности [10].

Ультразвуковая волна является перспективным методом повышения нефтеотдачи пластов при заводнении

в низкопроницаемых коллекторах. Несмотря на то, что ультразвуковая волна не может так же сильно улучшить компоненты легкой нефти, как компоненты тяжелой нефти, такие изменения в составе всё же способствуют снижению вязкости нефти и межфазного натяжения системы «нефть-вода». Применение упругих волн может улучшить связность пор, а также на определённых частотах может вызвать образование микротрещин, что способствует эффективности вытеснения нефти в пласте.

Что касается ультразвукового механизма извлечения нефти, то убедительных и общепризнанных выводов пока не существует. Невозможно подробно раскрыть механизм ультразвукового извлечения нефти в продуктивном пласте, а также трудно определить технические показатели ультразвукового нефтедобывающего оборудования и особенно обосновать отбор скважин для технической эксплуатации. Это всё значительно препятствует популяризации и применению ультразвуковой технологии добычи нефти. Поэтому необходимо продолжать углубленное изучение механизма волнового воздействия на нефтяной пласт и флюиды.

Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 22-29-01174, <https://rscf.ru/project/22-29-01174/>.

## Литература

1. *Муслимов П.Х.* Становление и перспективы дальнейшего развития гидродинамических методов разработки нефтяных месторождений России // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 12. – С. 96–100. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-12-96-100.
2. *Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р., Марфин Е.А.* Влияние акустического воздействия на проницаемость пористых сред (обзор) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 186–202. – DOI: 10.18799/24131830/2022/10/3750.
3. *Cong S., Li J., Liu W., Shi Y., Li Y., K., Luo X., Luo W.* EOR mechanism of fracture oil displacement agent for ultra-low permeability reservoir // Energy Reports. – 2023. – V. 9. – P. 4893–4904. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.04.016>.
4. *Liu Y., Wang F., Wang Y., Li B., et al.* The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs // Petroleum Exploration and Development. – 2022. – V. 49(4). – P. 864–873. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60316-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60316-1).
5. *Ghamartale A., Escrochi M., Riazi M., Faghieh A.* Experimental investigation of ultrasonic treatment effectiveness on pore structure // Ultrasonics Sonochemistry. – 2019. – vol. 51. – P. 305–314. Doi: 10.1016/j.ultsonch.2018.10.002
6. *Pu C., Shi D., Zhao S., Xu H., Shen H.* Technology of removing near wellbore inorganic scale damage by high power ultrasonic treatment // Petroleum Exploration and Development. – 2011. – V. 38 (2). – P. 243–248. DOI: 10.1016/S1876-3804(11)60030-X.
7. *Гатауллин Р.Н.* Технические средства волнового воздействия на продуктивные пласты / Технологии нефти и газа. – 2021. – № 2 (133). – С. 34–41. Doi: 10.32935/1815-2600-2021-133-2-34-41.
8. *Marfin E.A., Gataullin R.N., Abdrashitov A.A.* Acoustic stimulation of oil production by a down hole emitter based on a jet-driven Helmholtz oscillator // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – 110705. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110705
9. *Галимзянова А. Р., Гатауллин Р. Н.* Исследование гидродинамического излучателя колебаний для комбинированного воздействия на продуктивный пласт // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 1 (114). – С. 39–44.
10. *Mullakaev M.S., Abramov V.O., Abramova A.V.* Ultrasonic automated oil well complex and technology for enhancing marginal well productivity and heavy oil recovery // J. Petrol. Sci. Eng. – 2017. – V. 159. – P. 1–7, <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.019>.



## НЕФТЕНОСНЫЕ НЕДРА ТАТАРСТАНА В АСПЕКТЕ ГИПОТЕЗЫ ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ

*К 50-летию «Программы изучения глубинных недр Татарии»*

**Н.С. Гатиятуллин<sup>1</sup>, А.Р. Баратов<sup>2</sup>, Р.Н. Гатиятуллин<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Татарстанская нефтегазовая секция ЦКР Роснедр*

<sup>2</sup>*Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ) ПАО «Татнефть»*,

**Вместо предисловия.** Ещё в середине прошлого столетия П.Н. Кропоткин опубликовал статью, в которой высказал идею о связи процессов нефтегазоаккумуляции и глубинной дегазации Земли (Кропоткин, 1955). Со временем накопилось ряд весомых аргументов в пользу глубинной природы нефти и газа, которым придавался генетический характер. Так для большинства нефтегазоносных провинций была установлена пространственная взаимосвязь глубинных структур верхней части земной коры (кристаллического фундамента) с нефтегазоносными месторождениями осадочного чехла, а также зафиксированы многочисленные факты следов миграции УВ (проявления газов и битумов) в метаморфических и изверженных породах фундамента (Дмитриевский, Валяев, 2008). Эти и другие сведения в пользу глубинного генезиса нефти и газа начали с разной периодичностью рассматриваться с 1976 года на научных конференциях касающихся широкого круга вопросов глобальной дегазации Земли (Материалы конференций «Дегазация Земли ...», 1976, 1985, 1991, 2002, 2004, 2006, 2008).

В 1985 году на второй конференции по проблеме «Дегазация Земли и геотектоника» были приведены сведения, что по своим масштабам современная (Г.И. Войтов) и палеодегазация (Б.М. Валяев) на три порядка величин превышала вероятные возможности генерации углеводородов в осадочных бассейнах (Дмитриевский, Валяев, 2008). В материалах этой конференции приводились аргументы активной роли глубинных флюидов в изменениях напряжённого состояния горных пород, доказывалась взаимосвязь дегазации с эндогенными процессами глобального масштаба, в т. ч. сейсмическими. Впервые прозвучали доводы аналогии нефтегазовых залежей с разного рода флюидизированными очагами, а многопластовых нефтегазовых месторождений с системами флюидизированных очагов. Эти заключения базировались, в основном, на данных глубокого бурения и геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов в пределах континентов Земли (Материалы конференции «Дегазация Земли ...», 1976).

В 90-х годах прошедшего столетия и первое десятилетие нынешнего тысячелетия были проведены многочисленные исследования по этой проблеме. Выявлен наложенный характер процессов нефтегазоаккумуляции по отношению к разрезам осадочных пород нефтегазоносных бассейнов. В частности, по результатам изучения кернов льда Антарктиды и Гренландии стали известны грандиозные масштабы выноса углеводородных флюидов в атмосферу Земли и воды Мирового океана (сквозной углеводородной дегазации) в геологическом прошлом. Установлен геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения не только нефтегазовых месторождений традиционного типа, но и нетрадиционных ресурсов углеводородов в скоплениях тяжёлой нефти и газогидратов. Получены принципиально новые свидетельства мантийной природы нефтей по данным исследования в них спектров лантаноидов и платиноидов и многие другие данные в пользу ведущей роли эндогенных факторов в генезисе углеводородных флюидов Земли (Материалы конференции «Дегазация Земли ...», 2008).

По мнению академика А.Н. Дмитриевского, «... *Разработка идей углеводородной дегазации Земли привносит не только обновление теоретических основ нефтегазовой геологии и геохимии. Из этих идей вытекают важнейшие практические следствия, связанные с оценкой перспектив и прогнозом нефтегазоносности, с выбором новых направлений и со сменой стратегии поисков скоплений углеводородов*» (Дмитриевский, Валяев, 2008).

В связи с этим должны быть пересмотрены прежние и разработаны принципиально новые положения по изучению нефтеносности глубинных недр Татарстана.

**Состояние изученности проблемы в Татарстане.** Юго-восток Татарстана благодаря нефтеносным недрам выделяется среди других регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции высокой степенью геолого-геофизической изученности. Обширный фактический материал накоплен не только по палеозойским толщам осадочного чехла, включающим месторождения нефти, но и по геологии кристаллического фундамента региона, как дистанционными разнообразными геофизическими методами, так и прямыми наблюдениями, в результате поисково-разведочного бурения и комплексного изучения керна и шлама кристаллических пород глубоких и сверхглубоких скважин.

Значительный вклад в изучении и познании геологического строения фундамента региона, внесла **Программа изучения глубинных недр Татарии**, принятая более 50 лет назад в рамках общесоюзного плана исследований земной коры. Благодаря её реализации расширились наши знания о составе и эволюции древнейших породных комплексов фундамента восточной части Русской плиты. Полнота, всесторонность и целенаправленность обработки фактического материала обеспечивалась рядом ведущих профильных организаций страны и координировалась Межведомственным советом по изучению глубинных недр Татарии.

В рамках Программы, с проектным заданием вскрыть и углубиться на значительную глубину в кристаллический фундамент были пробурены 21 скважина, из них две сверхглубокие – № 20000 Миннибаевская и № 20009 Новоелховская. Двенадцать скважин, помимо палеозойских отложений, вскрыли полные разрезы пород

верхнепротерозойского возраста и углубились в кристаллический фундамент до нескольких сотен метров. Дополнительно было произведено углубление некоторых поисковых и разведочных скважин на первые сотни метров в фундамент в пределах технически достижимой глубины. Таким образом, было пробурено 42 скважины различных категорий, испытано 92 интервала при бурении и 41 после спуска обсадной колонны.

Основной акцент при проведении нефтепоисковых работ по фундаменту был сделан на изучение тектонического фактора контроля нефтеносности, а именно на разбуривание выступов фундамента различной генетической принадлежности (горсты, взбросы, эрозийные положительные структуры и др.) и зон разломов.

В Программе изучения глубинных недр Татарии проходке сверхглубоких скважин №20000 Миннибаевской и №20009 Новоелховской уделялось особое значение. Именно по ним впервые были получены прямые фактические сведения о геологическом строении докембрийского основания Южно-Татарского свода. Уникальность скважин подчеркивается, в т.ч. глубоким вскрытием кристаллического фундамента в платформенных условиях, соответственно 3215 м Миннибаевской скважины (забой 5099 м) и 4078 м Новоелховской (забой 5881 м). Обе скважины внесены в официальный реестр сверхглубоких скважин России. Весьма детально был исследован керн и шламовый материал скважин, изучены петрографические и минералогические особенности пород, геохимия породообразующих, редких и рассеянных элементов. Эти исследования показали, что в разрезах фундамента Миннибаевской и Новоелховской скважин отсутствуют принципиальные различия по набору пород и их геологическим взаимоотношениям. Изотопные датировки по образцам из этих скважин U-Pb, Sm-Nd и K-Ar методами указывают на то, что эндрбиты, и это не противоречит установленным взаимоотношениям, являются архейскими образованиями (2,7–3,1 млрд. лет), а высокоглиноземистые гнейсы возникли не позднее рубежа раннего протерозоя и архея («Доплатформенные ...», 1992; «Кристаллический ...», 1996).

Испытания скважин позволили выявить на значительных глубинах в разрезе фундамента динамически активные флюидонасыщенные зоны с высокими содержаниями газовых компонентов. При этом было отмечено возрастание количества газодонасыщенных пачек с глубиной.

Таким образом, научная обработка материалов проходки глубоких скважин подтвердила теоретические предположения о том, что на значительной глубине кристаллический фундамент не является монолитным массивом, а представляет собой открытую систему, в которой могут циркулировать газонасыщенные растворы.

**Южно-Татарский свод, как геологическая структура земной коры мантийно-коровой энергостокковой системы.** Пока по результатам глубокого и сверхглубокого бурения прямых признаков нефтеносности кристаллического фундамента не обнаружено. Испытанные по данным ГИС перспективные интервалы, как в процессе бурения, так и в обсадной колонне оказались либо беспригодными, либо только повышенными газопоказаниями характеризовали пластовый флюид. При этом необходимо отметить, что полученные за последние годы результаты бурения и опробования интервалов кристаллического фундамента все чаще указывают на пониженные пластовые давления разуплотненных зон, что, с одной стороны, подтверждает их современное развитие, с другой – значительно затрудняет получение пластового флюида и его всестороннее изучение.

Но многие косвенные данные свидетельствуют о существовании «УВ-дыхания» фундамента, которое вероятно даже в современное геологическое время «подпитывает» нефтяные месторождения осадочного чехла углеводородами глубинного происхождения и тем самым определяет высокий нефтегазовый потенциал недр региона. Некоторые из факторов следующие (Муслимов, 2003):

- генетическая тождественность нефтей из палеозойского комплекса ЮТС и битумоидов фундамента;
- приуроченность залежей нефти осадочного чехла к разломам в фундаменте;
- четко выраженная тенденция возрастания газопоказаний, расширения спектра гомологов метана и появления гелия с увеличением глубины;
- явное несоответствие НПП Татарстана, а уже более 3,0 млрд. т нефти извлечено, с оценкой нефтематеринского потенциала всей осадочной толщи в объеме 709 млн. т, рассчитанной на основе геохимического анализа доманикитов и др.

Эти данные аргументируют наличие вертикальной миграции УВ, достаточный источник которых в осадочном чехле, по крайней мере, в пределах ЮТС, отсутствует.

По данным сейсмического профилирования установлено, что земная кора в регионе состоит из трех консолидированных слоев («Геология Татарстана ...», 2003):

- нижнего, гранулитно-базитового с интервалами продольных упругих волн >6,8–7,0 км/сек;
- промежуточного, условно диоритового (инверсионного), скорость продольных упругих волн 6,2–6,8 км/сек;
- верхнего, гранитно-метаморфического, скорость продольных волн до 6,3 км/сек.

Каждый из слоев земной коры представляет автономную динамическую систему. Эти системы не являются независимыми, так как существует механизм передачи возбуждений одной системы другой, вышележащей. При этом каждый из слоев способен латерально перемещаться относительно смежных, что определяет, в свою очередь, их взаимоотношение и составляет основу геодинамических построений по принципу всеобщей относительной подвижности (Хаин, 1989).

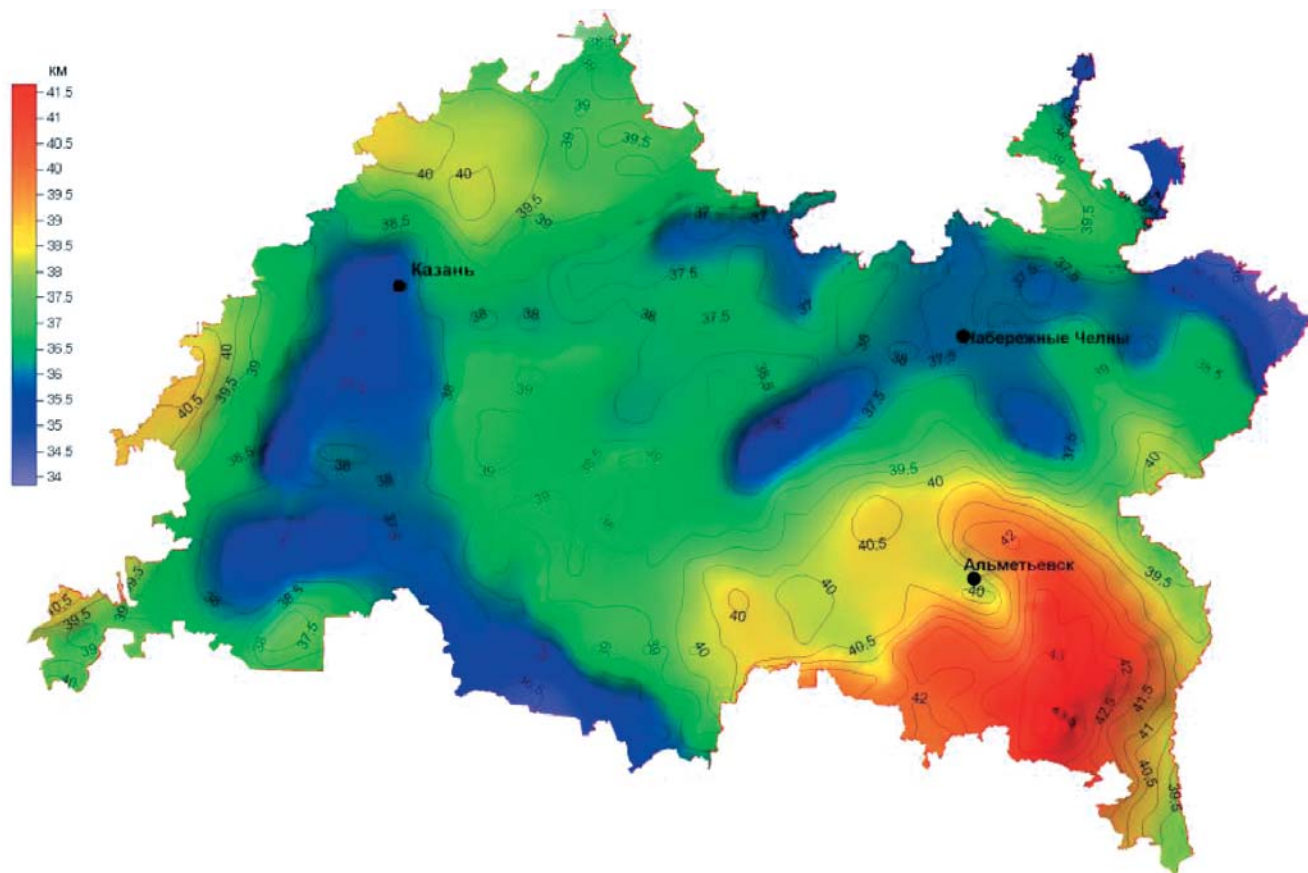


Рис. 1. Схема мощности консолидированной земной коры территории Татарстана (по Г.Е.Кузнецову).

Наибольшая мощность земной коры в Татарстане характерна для территории Южно-Татарского свода (ЮТС) в современных границах, чем определяет его изостатическое состояние, относительно менее мощных блоков земной коры других структурно-тектонических элементов первого порядка, таких как Северо-Татарский свод (СТС), Мелекесская впадина (МВ) и др. (рис. 1) При этом максимальное погружение поверхности Мохоровичича (М) и нижнекоровой границы Конрада ( $K_2$ ) фиксируется в пределах Альметьевского выступа ЮТС, где мощность, в основном за увеличение толщины инверсионного слоя, увеличивается в целом до 40–41,5 км («Геология Татарстана ...», 2003). Логически данное явление можно обосновать повышенной пластичностью промежуточного слоя, в котором при наличии упоров или столкновении крупных блоков коры может начаться процесс нагнетания материала и его отслоения от нижележащего гранулито-базитового слоя или верхнего гранит-метаморфического. Этот процесс обуславливает торшение верхнекоровых пластин и их вспучивание под напором снизу нагнетаемого материала промежуточного слоя. Данное явление приводит к образованию астенولينз в промежуточном слое, региональному метаморфизму с гранитообразованием и ростом гранито-гнейсовых куполов. Нагнетание материала инверсионного слоя фиксируется относительными подъёмами земной поверхности, а его отток – современными опусканиями (Хаин, 1989).

Такая интерпретация глубинного строения земной коры территории Татарстана по данным сейсморазведки хорошо согласуется с прямыми наблюдениями по геологии кристаллического фундамента (верхний гранито-метаморфический слой), полученными по результатам изучения керн и шламового материала глубоких и сверхглубоких скважин. Во вскрытой части фундамента ЮТС был выявлен пёстрый породный ряд, складывающийся из метаморфических и магматических пород (рис. 2). Доминирующими метаморфическими разностями оказались высокоглиноземистые кристаллические сланцы, мигматиты и гранат-кордиеритовые плагиогнейсы, значительно реже фиксировались двупироксеновые кристаллические сланцы и амфиболиты. Среди магматических пород обнаружены граниты нормальной и повышенной щелочности, с сопряженными пегматитами, гиперстеновые диориты и кварцевые диориты пониженной щелочности (эндербиты), долериты и ультрабазиты. Выявлены были также «экзотические» скарноподобные метасоматические образования – зулизиты, с типоморфным минеральным парагенезисом – магнетита, гиперстена, кварца и граната. По данным ГИС и изучения кернового и шламового материалов данные породы в разрезе скважины упорядочиваются в разновеликие интервалы, сменяющие друг друга без определённой закономерности, местами нарушенными зонами трещиноватости и дробления различной интенсивности. На них накладывается вкрапленность сульфидной рудной минерализации, гидроокислы железа и кварцевое прожилкование.

## Модель строения Южно-Татарского свода

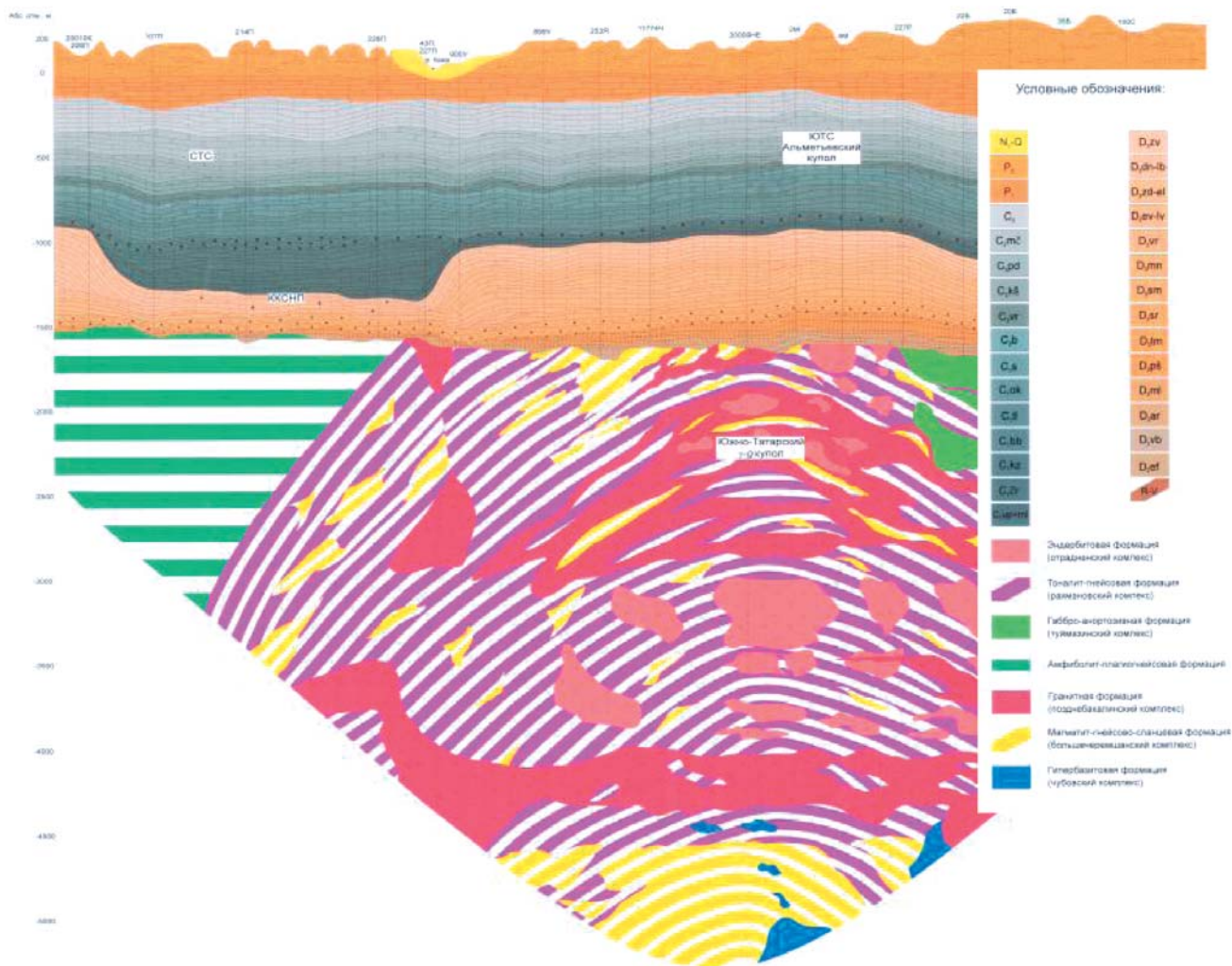


Рис. 2. Модель строения Южно-Татарского свода

Таким образом, верхняя часть земной коры в участке ЮТС характеризуется широким спектром проявления метаморфических и магматических формаций, типичных для гранито-гнейсовых куполов. Подтверждение гипотетических представлений о нагнетании материала в среднем инверсионном «диоритовом» слое земной коры можно допустить, если рассматривать эндербиты отраденского комплекса в качестве их плутогенных новообразований, а перидотиты чубовского комплекса отождествлять с «отторженцами» верхнемантийного астенолита. В осадочном чехле над данным участком фундамента локализовано крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти (рис. 3).

В пределах СТС и МВ кристаллический фундамент по имеющимся материалам геофизических исследований и глубокого бурения менее дифференцирован по вещественному составу слагающих его формаций. Земная кора в целом в современных границах этих регионов имеет сокращённую мощность от 34 до 38 км. Судя по материалам параметрического бурения, вскрывших фундамент СТС более чем на 800 м и МВ до 500 м, там преобладают достаточно однообразные тонко-грубополосчатые мигматиты по кристаллическим сланцам, гнейсам, реже амфиболитам. Лейкосома мигматитов преимущественно представлена тоналитовым метатектом. Более поздние формации, ведущие к образованию гранито-гнейсовых куполов в данных участках земной коры фактически не проявились. Менее нефтеносным (МВ) или практически «стерильным» (СТС) оказывается и осадочный чехол этих тектонических элементов.

Из вышеизложенного следует, что нефтеносный район Татарстана приурочен к блоку фундамента с развитой сиалической корой, в пределах которого периодически происходило гранитообразование подготовленного гранулитогнейсового субстрата. В результате возник полихронный плутоно-мигматитовый массив (Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол), т.е. локальный ареал неоднократного проявления процессов анатексиса и палингенеза. В этом аспекте любое концентрированное (узловое) и многократное, а не рассеянное, совмещение разновременных

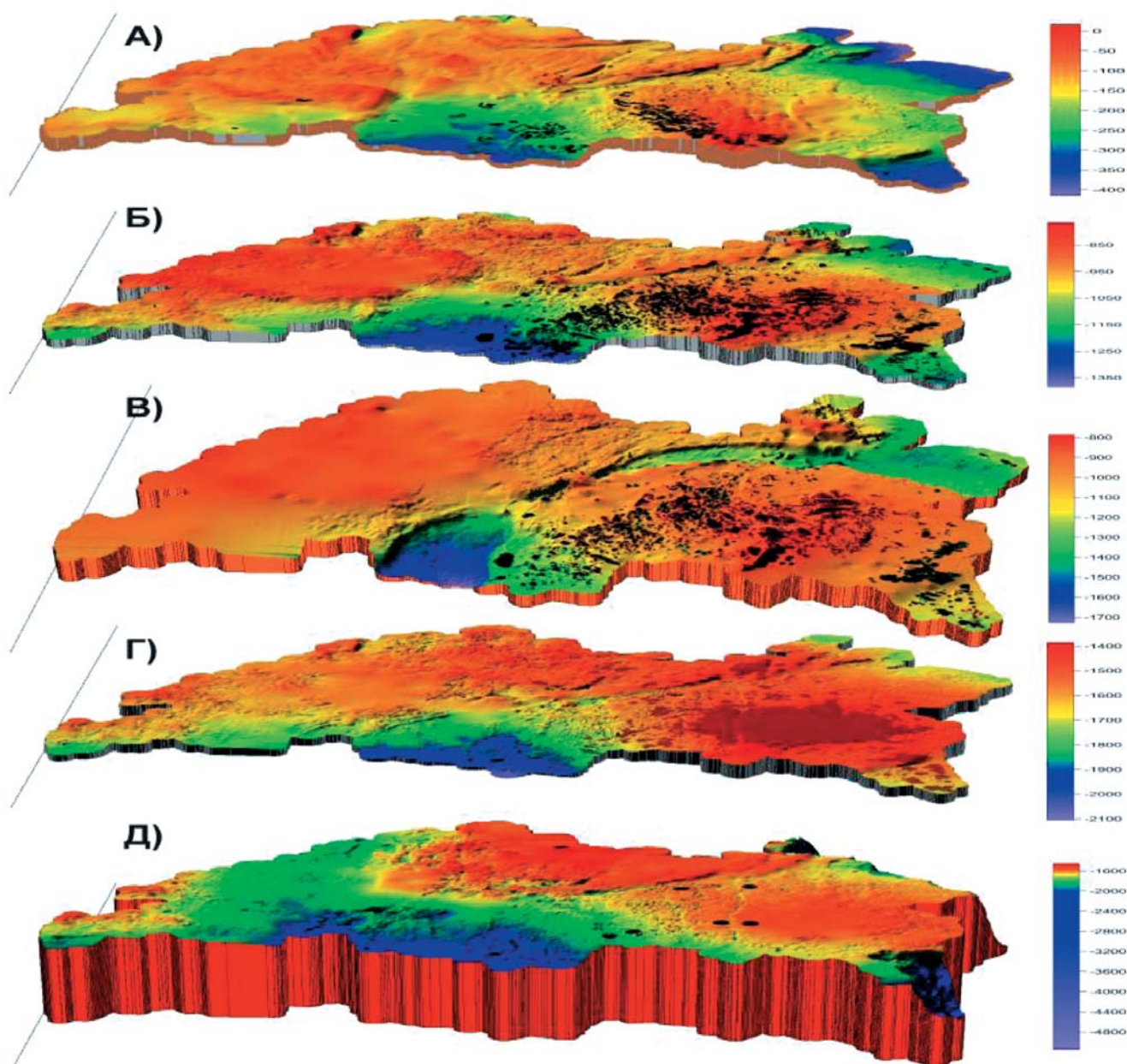


Рис. 3. Распределение залежей нефти по основным маркирующим горизонтам осадочного чехла и поверхности кристаллического фундамента в границах РТ

*А) – кровля ассельского яруса и залежи нефти СВН пермской системы; Б) – кровля тульского горизонта – отражающий горизонт «У» и залежи нефти в отложениях среднего, нижнего карбона; В) – эрозионная поверхность турнейского яруса (горизонт «С») и залежи нефти в отложениях карбона и карбонатного девона; Г) – кровля терригенного девона (горизонт «Д») и залежи нефти в терригенном девоне; Д) – поверхность кристаллического фундамента (отражающий горизонт «А»)*

гетерогенных магматических и ультраметаморфических формаций можно считать реальным выражением длительно функционирующей стационарной энергостокковой системы (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

По этой концепции главным и эффективным источником тепло- и массопереноса служат астенолитовые базитовые диапиры, которые являясь мантийными корнями энергостокковых систем, питают процессы корового гранитообразования. Главным звеном данной модели является то, что единожды возникшая тепловая и структурная аномалия, созданная подъемом базитовых астенолитов, в дальнейшем служит благоприятной средой для повторного и многократного возобновления процессов массотеплопередачи, именно в данном участке литосферы, чем на новом месте. По принципу «экономии энергии» в коре возникают относительно устойчивые в пространстве и времени структуры, характеризующиеся повышенным расходом тепловой энергии, обеспечивающей процессы магмообразования, мобилизацию и транспортировку флюидопотоков. Очевидно, что астенолитовые поднятия определяют постархейский структурный план региона и оказывают благоприятное влияние на реализацию интенсивно направленного стока энергии в вышележащие горизонты земной коры. С приведенных позиций Южно-Та-

тарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующей нефтеносный район Татарстан, находится на гребне астенолитового диапира, в фокусе энергостокковой системы (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

**Вместо заключения.** Независимым подтверждением парагенетической связи глубинных процессов тепло-массопереноса с нефтеносностью осадочного чехла служат сведения о геотермических условиях кристаллического фундамента Татарстана, полученные по результатам параметрического бурения и проходки сверхглубокой скв. 20009 Новоелховской. Высокоточные измерения температуры проведены Н.Н. Христофоровой (КГУ, Казань) в рамках государственных контрактов параметрического бурения, выполнявшихся ОАО «Татнефть» в 2002–2004 гг.

Данные исследования показали, что даже сравнительно небольшой в планетарном масштабе блок земной коры, каким является Волго-Уральская нефтегазоносная область, дифференцирован по абсолютной температуре и геотермическому градиенту в верхней части толщ фундамента, в рамках слагающих его тектонических элементов первого порядка (табл. 1). Наиболее «холодным» является относительно «стерильный» в нефтеносном отношении Северо-Татарский свод, достаточно разогрета Мелекесская впадина, характеризующаяся нефтеносными недрами, а наиболее «горячим» оказывается Южно-Татарский свод, из горизонтов осадочного чехла которого извлечено более 3 млрд. т нефти (рис. 4).

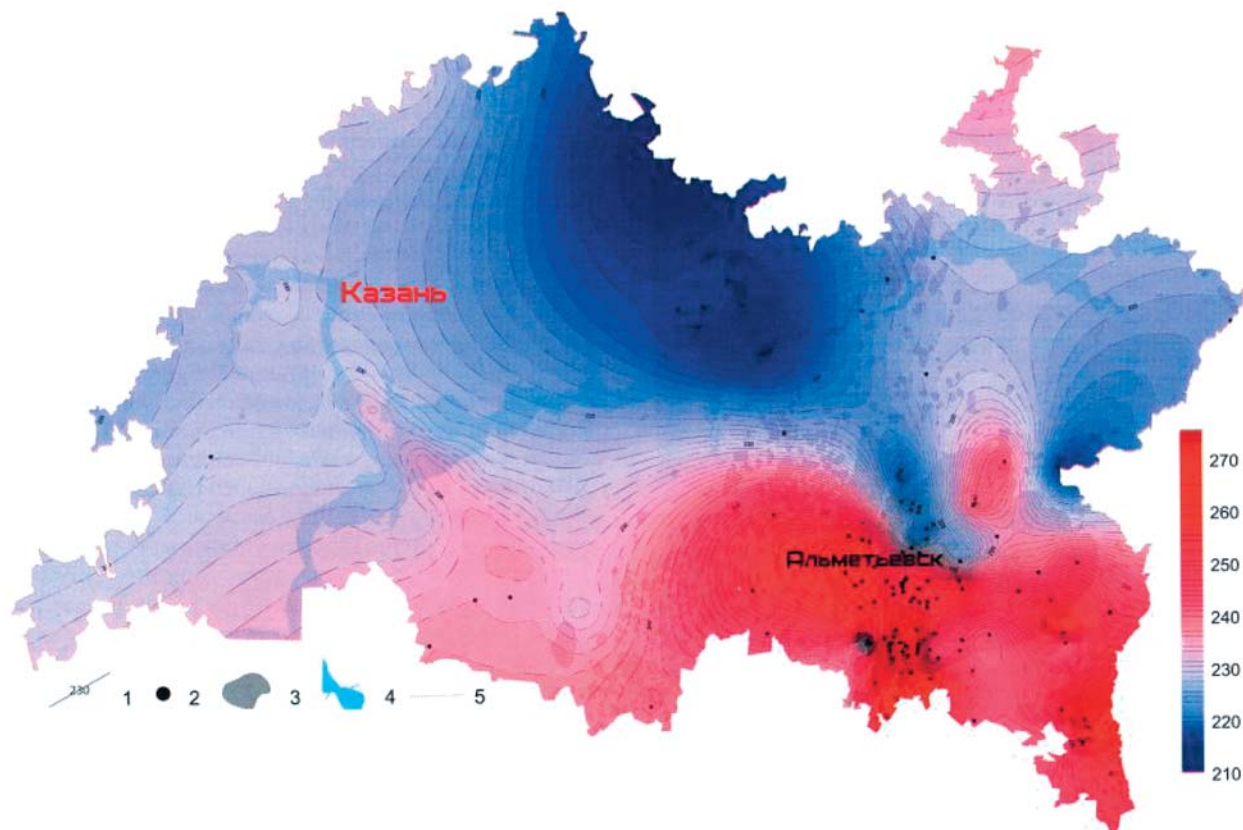


Рис. 4. Карта изотерм на абсолютной отметке 12 000 м (по Н.Н. Христофоровой, 2008)

Таблица 1

Температура недр Татарстана по данным параметрического бурения

Толщи земной коры	Глубина, м	Температура (Т°С) по тектоническим элементам I порядка			
		Северо-Татарский свод (куп. часть), скв. 20010 Кукморская	Мелекесская впадина		Южно-Татарский свод (куп. часть), скв. 20009 Новоелховская
			Вост. борт, скв. 1001 Трудолюбовская	Центр. часть, скв.33 Алькеевская	
Осадочный чехол (подошва)	1630	26,2	38,4	49,6	45,0
	1803				
	2065				
	2115				
Кристаллический фундамент	2200	36,5	40,1 (забой)	52,5	54,0
	2500	41,5 (забой)		57,8 (забой)	60,2
	3000				70,1
	4000				90,4
	5000				111,2
	5812				127,9 (забой)

## Литература

1. *Гатиятуллин Н.С. Баратов А.Р.* Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009-Новоелховской) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11(12). – С. 29–36.
2. Геология Татарстана (стратиграфия и тектоника) / Под ред. Б.В. Бурова. – Москва: Геос. – 2003. – 402 с.
3. Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. Сборник статей. – Казань: Таткнигоиздат. – 1980. – 176 с.
4. Дегазация Земли и геотектоника. Тезисы докладов симпозиума, апрель, 1976. – М: Наука, 1976. – 90 с.
5. Дегазация Земли и геотектоника. Тезисы докладов II Всесоюзного совещания. Москва, февраль, 1985. – М: Наука, 1985. – 200 с.
6. Дегазация Земли и геотектоника. Тезисы докладов III Всесоюзного совещания, Москва, апрель, 1991. – М: Наука, 1991. – 262 с.
7. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Материалы Международной конференции памяти академика П.Н. Кропоткина, 20–24 мая, 2002, г. Москва. – М.: ГЕОС, 2002. – 472 с.
8. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезы в системе горючих ископаемых. Тезисы Международной конференции, Москва, 30–31 мая – 1 июня 2006. – М.: ГЕОС, 2006. – 320 с.
9. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всероссийской конференции, 22–25 апреля, 2008. – М.: ГЕОС. – 2008. – С. 3–6.
10. *Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М.* Углеродородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли» // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. Материалы Всероссийской конференции, 22–25 апреля, 2008. – М.: ГЕОС. – 2008. – С. 3–6.
11. Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР / Под ред. В.С. Князева, Т.А. Лапинской. – М.: Недра, 1992. – 305 с.
12. *Муслимов Р.Х.* «Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке» // Георесурсы. – 2003. – 4 (12). – С. 2–5.
13. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. – Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. – Казань: Дента, 1996. – С. 148–149.
14. *Кропоткин П.Н.* Проблемы происхождения нефти // Советская геология, сборник 47. – 1955. – С. 104–125.
15. *Хаин В.Е.* Расслоенность Земли и многоярусная конвекция как основа подлинно глобальной геодинамической модели // ДАН СССР. – Т. 308. – № 6. – 1989. – С. 1437–1440.

### ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД СРЕДНЕГО КАРБОНА ИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ

**С.И. Гильфанов, Э.Р. Зиганшин, Е.С. Быстров**

*Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, г. Казань, salavat2531@gmail.com*

#### **Введение**

В современной нефтяной промышленности геомеханика является дисциплиной, объединяющей механику горных пород, геофизику, петрофизику и геологию с целью расчёта реакции Земли на любые изменения горного напряжения, порового давления и температуры образования. Цель работы заключалась в оценке влияния литологических, седиментологических и стратиграфических изменений на геомеханические параметры карбонатных пород Республики Татарстан.

В качестве объекта исследования было выбрано Ивинское месторождение нефти, административно расположенное на территории Новошешминского района, в тектоническом отношении на границе западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины площадью 65,33 км<sup>2</sup>. Изучен керн нескольких скважин, наиболее полно характеризующих верейские и башкирские отложения. По составу отложения верейского горизонта представлены переслаиванием карбонатных, карбонатно-глинистых и глинистых пород, а в верхней части горизонта наблюдается появление прослоев песчаных и алевроитовых пород. Нижняя граница верейского горизонта надёжно определялась как по керну, так и по данным ГИС. Граница отбивается по смене карбонатных отложений башкирского яруса глинистыми и карбонатно-глинистыми породами верейского горизонта. Верхняя граница отложений горизонта, также отбивается по данным ГИС, а по керну обычно характеризуется сменой известняково-терригенных отложений мелкозернистыми доломитами каширского горизонта. Средняя мощность отложений верейского горизонта составляет 40 м (Геология Татарстана, 2003).

## Лабораторные геомеханические исследования

В лаборатории геомеханики на базе ИГиНГТ КФУ были исследованы упругие и геомеханические свойства карбонатных пород верейского горизонта московского горизонта и башкирского яруса. Измерения проводились на установках для измерения акустических свойств пород «ПИК-УЗ-ЭП» (рис. 1 а) и установке для исследования прочностных свойств керна в пластовых и атмосферных условиях ГТЯН (рис. 1 б).

В ходе лабораторных исследований был изучен керн из 4 скважин Ивинского месторождения. Проведены измерения скорости пробега акустической волны вдоль образца значения объёмной плотности. Всего были изучены 36 образцов, отобранных из верейских отложений и 30 из башкирских отложений.

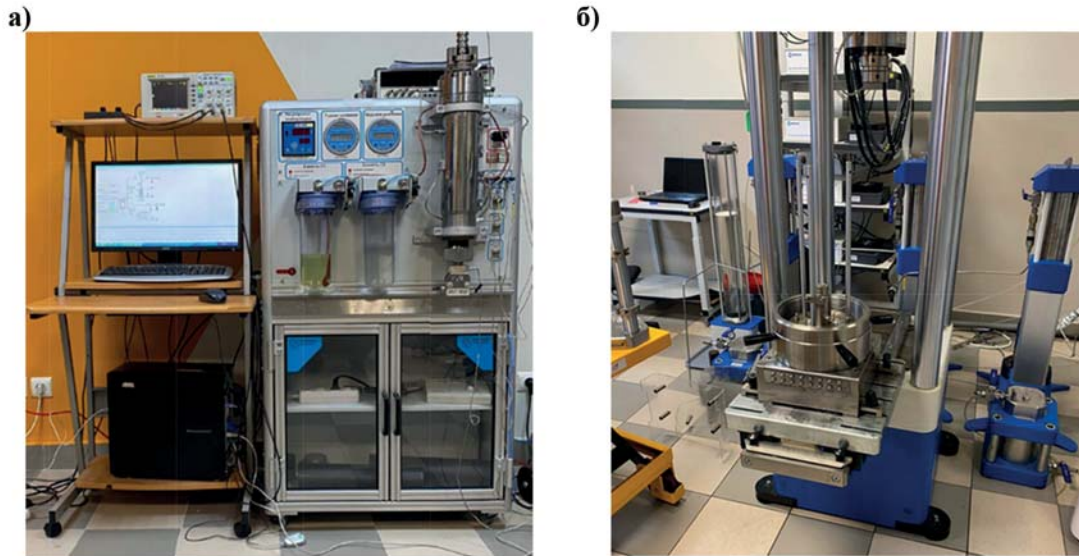


Рис. 1. а) Установка для измерения акустических свойств пород «ПИК-УЗ-ЭП»;  
б) Установка для исследования прочностных свойств керна в пластовых и атмосферных условиях ГТЯН.

Для анализа данных были построены гистограммы распределения скорости продольной волны (рис. 2 а) и значения объёмной плотности (рис. 2 б). Анализ показал, что обе гистограммы имеют нормальное распределение, это свидетельствует о том, что нет явного разделения на подгруппы по измеренным свойствам. Можно строить графики зависимости для всей выборки.

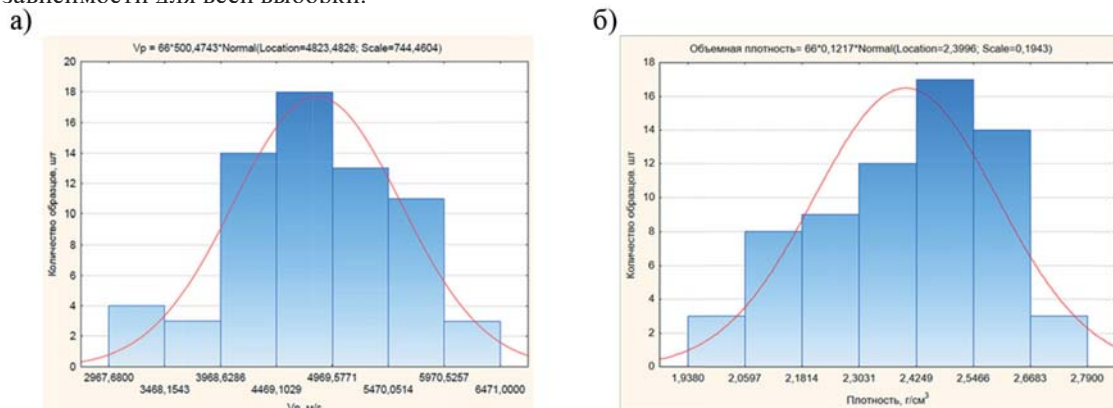


Рис. 2. а) Гистограмма распределения продольной волны для верейских и башкирских отложений; б) Гистограмма распределения объёмной плотности для верейских и башкирских отложений.

По результатам лабораторных исследований были получены уравнения зависимости по следующим параметрам: скорость, пористость, прочность (рис. 3, 4).

### Изучение карбонатных отложений верейского горизонта московского яруса и башкирского яруса Ивинского месторождения по литотипам.

С целью оценки влияния литологических, седиментологических и стратиграфических изменений на геомеханические параметры, был проведён однофакторный дисперсионный анализ.

По результатам проведённого анализа не удалось разделить изученные образцы по возрасту, так как не были найдены явные различающиеся характеристики, наблюдается относительно большой разброс значений измеренных параметров (рис. 5 а, 5 б).



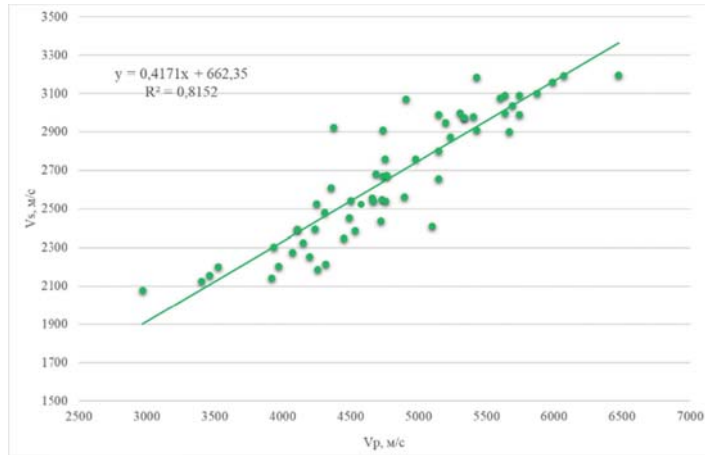


Рис. 3. Зависимость между продольной и поперечной волнами для верейского горизонта и башкирского яруса.

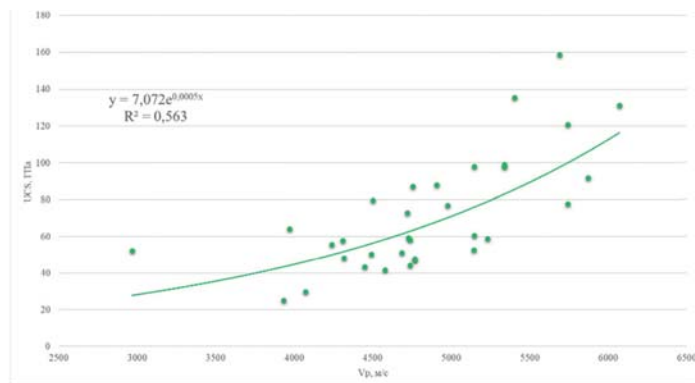
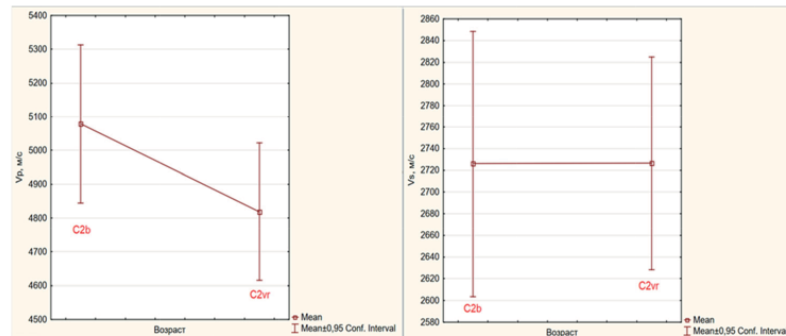


Рис. 4. Зависимость предела прочности на одноосное сжатие от скорости поперечной волны для верейского горизонта и башкирского яруса.

а)



б)

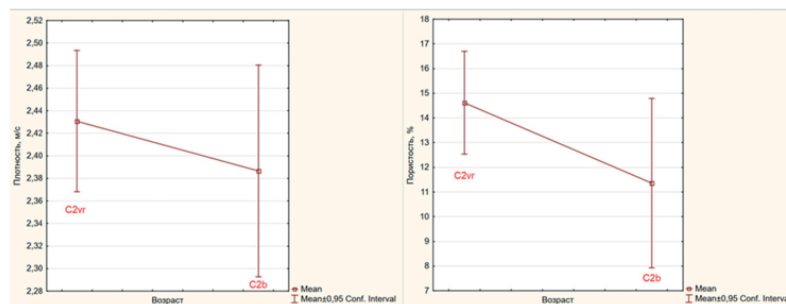


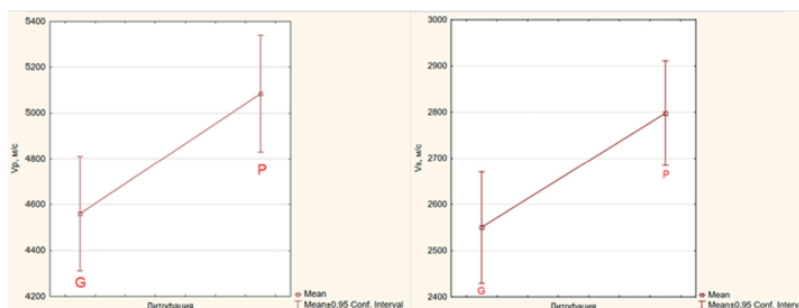
Рис. 5. Результаты однофакторного дисперсионного анализа для: а) продольной и поперечной волн; б) пористости и плотности для верейского горизонта и башкирского яруса.

Существует популярное разделение карбонатных пород по классификации Данхема, в которой основой является количественное содержание цементного материала и органических остатков.

Выделение литологических типов отложений осуществлялось на основе подробного послойного макроописания керна и изучения петрографических шлифов под оптическим микроскопом. Для характеристики литотипов, представленных карбонатными отложениями, использовалась классификация Данхема.

Автором рассмотрена гипотеза о том, что группирование карбонатов по литотипу помогает лучше разграничить карбонаты по их упругим свойствам. При этом использовался однофакторный дисперсионный анализ, как независимый параметр использовался не возраст пород, а определённая по шлифам литофация. Таким образом удалось определить, что по упругим свойствам (рис. 6 а) удаётся разграничить образцы пакстоунов от грейнстоунов. По прочностным свойствам (рис. 6 б) обе литофации имеют большой разброс значений, при этом средняя прочность пакстоунов оказалась выше. Предположительно, весомый вклад на это влияет количество органических остатков и процент цемента. По классификации Данхема пакстоуны имеют в структуре больше цементного материала и меньше органических остатков в сравнении с грейнстоунами.

а)



б)

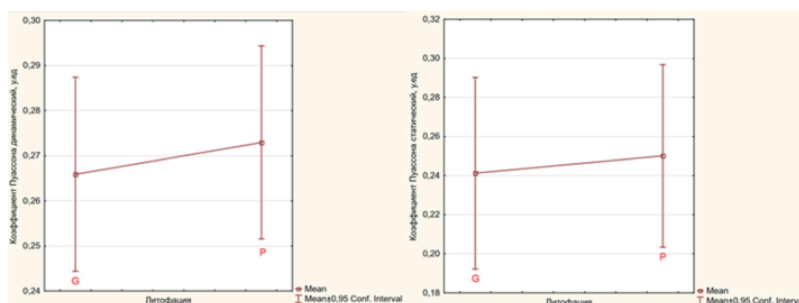


Рис. 6. Результаты однофакторного дисперсионного анализа по: а) продольной и поперечной волны по литофациям; б) прочностным свойствам по литофациям.

Проведённый анализ результатов лабораторных исследований керна позволил построить уравнения зависимости между измеряемыми в скважине параметрами (скорость упругой волны) и параметрами, которые невозможно измерить в скважине (предел прочности на одноосное сжатие). Эти зависимости будут полезны при построении геомеханической модели в скважинах, где исследование керна невозможно. Также были оценены геомеханические свойства литотипов, слагающих изучаемый разрез. Это снижает неопределённость в поле геомеханических характеристик карбонатных пород.

## Литература

1. Зиганшин Э.Р. Взаимосвязь упругих и ёмкостных свойств карбонатных коллекторов (на примере каменноугольных отложений Республики Татарстан)/Э.Р. Зиганшин: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10. – Казань. – 2021. – 192 с.
2. Королев Э.А., Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Низамутдинов Н.М., Пронин Н.В. Причины низкой нефтеотдачи верейского горизонта Аканского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 57–59.
3. Lama, R. and Vutukuri, V. (1978). Handbook on Mechanical Properties of Rock. Clausthal, Germany, Trans Tech Publications.
4. Farqad Hadi. Geomechanical characterizations and correlations to reduce uncertainties of carbonate reservoir analysis, 2019.
5. Зобак Марк Д. Геомеханика нефтяных залежей, 2006. – С. 117–162.
6. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г., Химасов Р.Б., Миронова Л.Р. и т.д. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Том 2. – 2007. – С. 200–203.
7. Тихоцкий С.А., Фокин И.В., Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А. и др. Комплексные лабораторные исследования керна в ЦПГИ ИФЗ РАН. Наука и технологические разработки, 2017, том 96, № 2, с. 17–32.

## РАЗРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ МОНИТОРИНГОВЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Л.Р. Гилязов<sup>2</sup>, М.Э. Сибгатуллин<sup>1,2,3</sup>, Р.Ф. Ахмеров<sup>3</sup>, И.Н. Плотникова<sup>1</sup>, М.Х. Салахов<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан, г. Казань

<sup>2</sup>ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань, lgilyazo@gmail.com

<sup>3</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань

Актуальной задачей для нефтегазовой промышленности в настоящее время является разработка месторождений, добыча которых становится все более сложной. Эти трудности связаны с характеристиками коллекторов (например, плотные газовые пески, сланцевые коллекторы, метановые коллекторы, угольные пласты, конденсатные коллекторы, глубокие и сверхглубокие коллекторы). Проведение операции гидроразрыва пласта (ГРП) позволяет увеличить уровень добычи углеводородов (нефти и газа) на разрабатываемом месторождении, показывает хорошие результаты при наличии трудноизвлекаемых запасов, в частности для коллекторов с низкой пористостью и проницаемостью [1-3]. Для создания трещины в пласте, которая будет служить каналом для движения флюида, в пласт под высоким давлением закачивают воду (или специальный гель). Перед закачкой в стволе скважины производят управляемый направленный взрыв, чтобы разуплотнить породу и создать зону, в направлении которой наиболее вероятно развитие трещины. После того, как под воздействием давления закачиваемой воды произойдет образование трещины, возникает необходимость не дать трещинам сомкнуться. Для этой цели в скважину закачивают специальный закрепитель, представляющий собой гранулы кварцевого песка. Расклинивая трещины, он не даёт им сомкнуться [1]. После проведения операции ГРП проницаемость пласта значительно увеличивается, за счёт сети разветвлённых закреплённых трещин, по которым флюид движется по направлению к добывающей скважине. Трещина распространяется в обе стороны от ствола скважины (в проекции на дневную поверхность). Длина каждого крыла трещины может достигать до 150 метров. Около основной трещины может образовываться сеть небольших дополнительных трещин.

Важней задачей является проведение оценки успешности операции ГРП. Зачастую бывает, что скважина не выходит на планируемые параметры и необходимо понять причины этого, для успешного проведения последующих операции ГРП на данном разрабатываемом месторождении. Поэтому до проведения ГРП выполняют моделирование, которое затем сравнивается с эксплуатационными характеристиками скважины, что может дать ценную информацию об эффективности стимулирующей обработки. С этой целью требуется интеграция нескольких аналитических инструментов. Например, фактические отклики скорости и давления от стимуляции сопоставляются с моделированием трещины разрыва для оценки «наблюдаемой» половины длины трещины. Затем «эффективная» полудлина разрыва определяется по эксплуатационным характеристикам скважины. Полученная «эффективная» длина половины затем сравнивается как с оценками, полученными до начала работы, так и с «наблюдаемыми» результатами [1-3].

Контроль проведения операции ГРП является важной процедурой, которая позволяет, как обеспечить успешное выполнение текущей операции, так и определить оптимальные условия для проведения последующих ГРП в текущих (или аналогичных) геологических условиях. Сегодня в распоряжении инженера имеется несколько аналитических методов, таких, как тестирование переходных процессов давления, производственный анализ, производственные симуляторы и т.д. для анализа после выполнения ГРП. Однако, чтобы быть достоверным, производственный анализ требует расширенной записи о производстве после стимуляции. Более того, эти методы дают только представление о половине длины трещины, но не могут полностью описать геометрию системы гидравлически индуцированного разрушения.

Несколько проверенных технологий могут помочь в улучшении определения геометрии системы трещин (температурный каротаж, электромагнитные методы, поверхностные магнитотеллурические измерения). К сожалению, у каждого из этих инструментов есть свои недостатки. Например, температурный журнал или журнал радиоактивных индикаторов могут предоставлять информацию только о высоте трещины вблизи ствола скважины. С другой стороны, картирование поверхности и скважинного накломера может предоставить полезную информацию об азимуте гидравлически индуцированного разрыва, а также его асимметрии. Однако характеристики трещины, такие как высота, длина и ширина, остаются неясными [3].

На текущий момент времени интерес представляют подходы, основанные на регистрации сейсмических сигналов, возникающих при проведении операции ГРП. Эти методы позволяют определять направление распространения каждого полу крыла трещины, высоту трещины, выделять зоны оперяющих трещин. При этом подходе сигналы регистрируются сейсмометрами, расположение и характеристики которых позволяют провести определение местоположения сейсмических событий, ассоциирующихся с развитием трещины ГРП [1-6].

Закачиваемая в скважину жидкость при достижении некоторого порогового значения давления начинает разрывать пласт, формируя сеть трещин. При этом возникают сейсмические события, которые можно зарегистрировать с применением сейсмических датчиков, что позволяет определять характеристики трещиноватой зоны, по которой в дальнейшем будет продвигаться флюид [2].

Существует два подхода к проведению сейсмического мониторинга ГРП – скважинный и наземный [7-9]. При скважинной системе мониторинга, система наблюдения, состоящая из набора трехкомпонентных сейсми-

ческих приемников, располагается в наблюдательной скважине, которая должна находиться на небольшом расстоянии от скважины, в которой планируется проведение гидроразрыва пласта и осуществляется непрерывная регистрация сейсмических сигналов, при математической обработке которых определяются координаты микросейсмических событий, обусловленных развитием трещины ГРП. При этом необходимо, чтобы выполнялось условие наличия наблюдательной скважины на расстоянии не более пятиста метров, требуется априорная информация о пластовой скоростной модели (определяет закон распространения сейсмических волн в конкретной геологической среде), трёхкомпонентные сейсмометры должны позволять достоверно определять различные типы волн и детектировать время прихода «S» и «P» волн, обеспечивая высокое отношение сигнал/шум. Трёхкомпонентные сейсмические датчики должны обладать достаточной точностью и чувствительностью. Учитывая, что сейсмические события обладают малой интенсивностью, необходимо выполнить условие по точному размещению сейсмических датчиков в соседней скважине для увеличения вероятности успешной регистрации [10]. При определении времени прихода сейсмических волн на сейсмоматчик, сложность представляет проведение разделения времени вступления для различного типа волн. Скважинный способ регистрации сейсмических событий при проведении процедуры ГРП обладает рядом существенных недостатков, одним из которых является обязательная необходимость использования при проведении работ наблюдательных скважин. При отсутствии наблюдательной скважины, проведение скважинного мониторинга становится невозможным. Кроме того, это является достаточно финансово затратной процедурой, так как может потребовать остановки работ в наблюдательной скважине, если в ней наблюдается вибрация обсадной колонны, превышающей безопасные для регистрации значения, низкое качество цементирования в зоне установки сейсмометров, выход газа из пласта, наличие заколонных перетоков. Присутствие техногенных помех, обусловленных активными технологическими работами в остальных скважинах на месторождении, малое расстояние между устьями исследуемой и наблюдательной скважин, оказывающими шумовое влияние друг на друга оказывают крайне негативное влияние на возможность достоверной регистрации полезных сигналов. Например, особенностью проведения буровых работ в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне наблюдательная и исследуемые скважины зачастую располагаются на одном и том же кусту. При этом на самой кустовой площадке проводится бурение новых скважин, работает глубинно-насосное оборудование, активно работает флот ГРП, работает тяжёлая техника, ведутся работы по освоению [11]. Основой для успешного развития и применения скважинного сейсмомониторинга являются несколько факторов, в частности это проведение мероприятий по снижению шумовой техногенной нагруженности в районе проведения работ, заключающейся в приостановке бурения, остановке работ на кусту, качественная подготовка наблюдательной скважины, применение сразу нескольких наблюдательных скважин, разработка нового, более чувствительного оборудования и новых методов математической обработки сейсмических сигналов с целью улучшения приема сигналов в наблюдательной скважине и для увеличения доли полезного сигнала и повышения достоверности регистрации событий. Таким образом, в случае проведения операции гидроразрыва пласта на большой глубине и при возможности применять в качестве наблюдательной скважины, обладающие хорошим качеством цементирования обсадной колонны, низким уровнем техногенных помех, возможностью приостановки технологической деятельности в районе проведения работ, скважинный мониторинг ГРП позволит проводить мониторинг операции ГРП и получать информацию об азимуте и размерах образовавшейся трещины [5].

Альтернативой скважинному мониторингу гидроразрыва пласта является поверхностный мониторинг, при котором возможно получить более точную локализацию развития трещины гидроразрыва пласта в горизонтальном направлении. При этом повышается оперативность проведения работ, так как нет необходимости в приостановке проведения работ на месторождении, и нет необходимости в наблюдательной скважине. Однако, несмотря на эти преимущества, поверхностный мониторинг имеет некоторые ограничения. В случае необходимости внесения корректировок в процессе, требуется определённое время на остановку и анализ данных перед принятием решений. Именно здесь появляется необходимость разработки аппаратно-программного комплекса мониторинга гидроразрыва пласта в режиме реального времени. Такой комплекс объединяет преимущества скважинного и поверхностного мониторинга, позволяя проводить непрерывное наблюдение и анализ данных в режиме реального времени. Разработка такого комплекса позволит операторам оперативно реагировать на изменения в процессе гидроразрыва пласта, оптимизировать параметры и принимать своевременные решения для максимизации добычи и снижения затрат. Такой комплекс должен включать в себя множество сейсмоматчиков, системы сбора и передачи данных, алгоритмы анализа и визуализации информации.

В ходе проведения научно-исследовательской деятельности был разработан аппаратно-программный комплекс (АПК) мониторинга гидроразрыва пласта в режиме реального времени. В ходе разработки АПК были созданы:

1. Аппаратная составляющая: проведены исследования и разработаны цифровые сейсмометры, которые включают микросейсмические сенсоры, необходимые для непрерывного мониторинга процесса гидроразрыва пласта, модули фильтрации и оцифровки измеренных данных, модули синхронизации цифровых сейсмометров, модули беспроводной передачи данных на локальный и/или удаленный сервер.

2. Программное обеспечение: разработано специализированное программное обеспечение, которое обеспечивает сбор, обработку и анализ данных в реальном времени. Программное обеспечение оснащено алгоритмами

обработки данных, аналитики и визуализации, позволяющими операторам быстро и точно оценивать состояние процесса гидроразрыва пласта и принимать соответствующие решения.

3. Интеграция и связь: обеспечена совместимость разработанного АПК с другими системами и оборудованием на месторождении. Это включает в себя возможность передачи данных в режиме реального времени, взаимодействие с системами автоматизации и управления, а также возможность удаленного мониторинга и управления процессом.

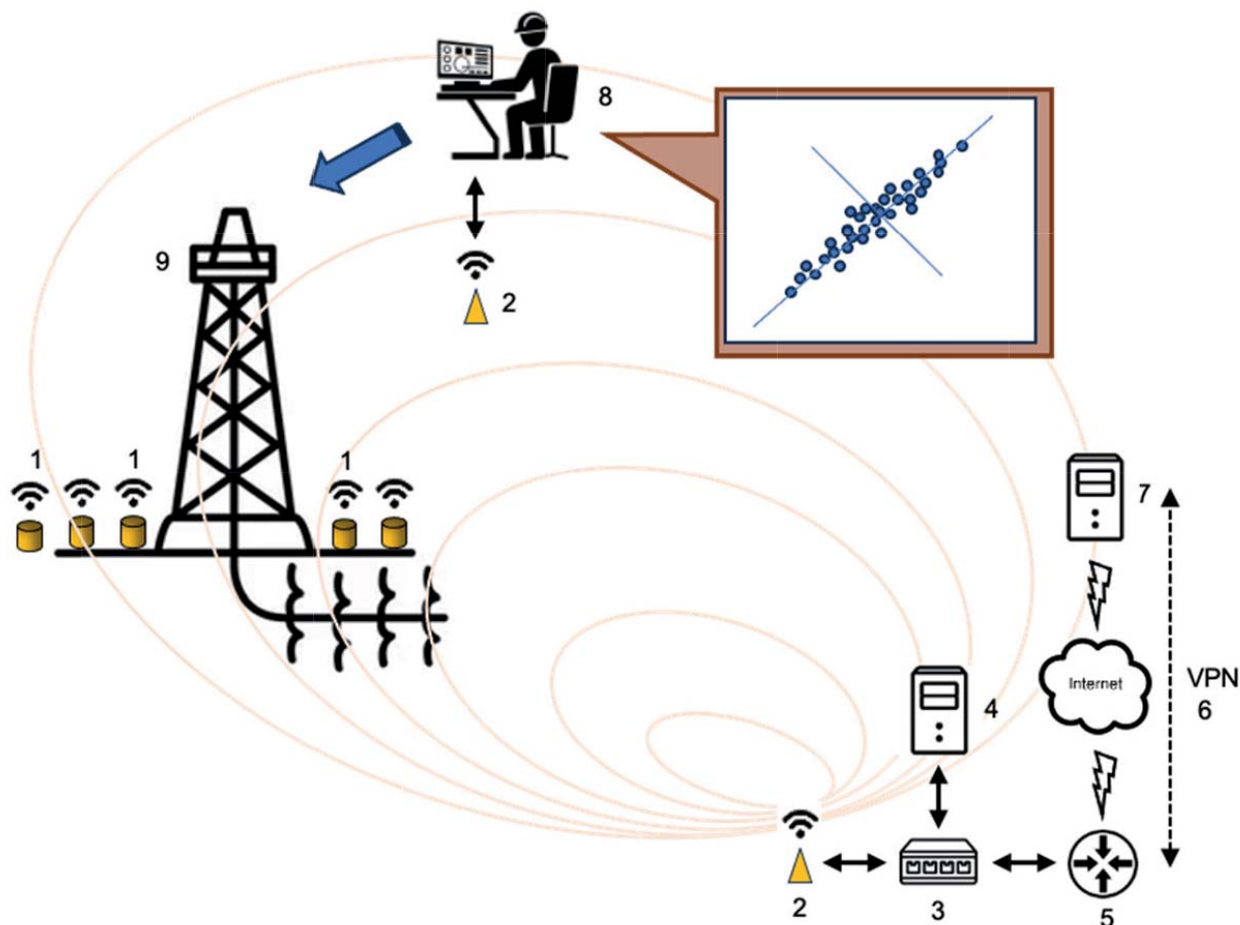


Рис. 1. Схематичное представление АПК мониторинга ГРП в режиме реального времени.

1 – цифровые сейсмометры, 2 – WiFi точка доступа, 3 – коммутатор доступа, 4 – локальный сервер, 5 – маршрутизатор, 6 – vpn соединение, 7 – удаленный сервер.

Схематичное представление АПК показано на рис. 1, а работа АПК может быть описана следующим образом: группа из N цифровых сейсмометров распределяется на дневной поверхности по географическим координатам в виде сейсмической антенны в эпицентральной зоне перфорации скважины, в которой проводят операцию гидроразрыва пласта. Временная синхронизация работы группы N цифровых сейсмометров в течение длительного времени осуществляется за счёт использования сигналов точного мирового времени. Источником сигналов точного времени в начальный момент синхронизации является высокоточный GPS/ГЛОНАСС – приёмник цифрового сейсмометра. За счёт организованной, встроенной системы временной синхронизации, обеспечивается высокоточная привязка регистрируемых микросейсмических сигналов к единому мировому времени и к географическим координатам. Каждый цифровой сейсмометр комплекса соединяется с локальным и/или удалённым сервером, выполняющим сбор и специализированную обработку данных, через беспроводную сеть. Серверы осуществляют регистрацию цифровых сигналов всех цифровых сейсмометров на жёсткий диск. Далее по регистрационным записям микросейсмических сигналов определяются координаты сейсмических событий. Принцип определения координат источников сейсмических событий основан на решении системы нелинейных уравнений относительно четырёх неизвестных, таких как, координаты сейсмических событий и скорости их распространения. Предполагается, что на исследуемом участке месторождения углеводородов проведены работы вертикального сейсмического профилирования и получены результаты зависимости интегральных и интервальных скоростей от глубины. По регистрационным данным определяется время задержки сейсмических событий между точками наблюдения сейсмической антенны, установленной на дневной поверхности в районе забоя скважины. На основе полученных данных микросейсмического мониторинга решается обратная кинематическая задача, в результате решения которой определяются координаты сейсмических событий. Из множества всех решений, выбираются решения с ми-

нимальной невязкой. Далее сервер формирует пакет данных с координатами сейсмических событий и значениями амплитуд и отправляет на персональный компьютер или мобильное устройство оператора ГРП. Персональный компьютер или мобильное устройство оператора ГРП выполняют визуализацию обработанных данных в режиме реального времени, а также задают режимы работы АПК микросейсмического мониторинга путём отправки команд. По результатам распределения сейсмических событий в персональном компьютере или на мобильном устройстве оператора ГРП определяется азимут и геометрические размеры трещины гидроразрыва в режиме реального времени, что в свою очередь позволяет обнаружить несоответствие дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещинной зоны, прогнозировать негативные сценарии распространения трещин за пределы целевого пласта, выявлять и предотвращать преждевременные аварийные остановки закачки, получать данные для оперативной коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП, а также, за счёт обратной связи с флотом ГРП, оперативно корректировать параметры операции гидроразрыва пласта.

### Литература

1. *Экономидес М., Олайни Р., Валько П.* Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой, Орсэ Пресс Алвин, шт. Техас. Перевод: М. Углов. – ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед. – Москва. – 2004. – 194 с.
2. *Вайнмастер П.И.* Алгоритмы обработки данных микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта и визуализации зоны трещиноватости /П.И. Вайнмастер // Диссертация на соискание уч.ст. к.т.н. – Новосибирск. – 2018. – С. 151.
3. *Le Calvez JH, Craven ME, Klem RC, Baihly JD, Bennett LA, Brook K.* Real-time microseismic monitoring of hydraulic fracture treatment: a tool to improve completion and reservoir management. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference; 2007: Society of Petroleum Engineers.
4. *Maxwell S., Reynolds F.* Guidelines for Standard Deliverables from Microseismic Monitoring of Hydraulic Fracturing // CSEG Recorder. – 2013. March. – Pp.56–59.
5. *Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И.* Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 6 (45) – С. 58–63.
6. *Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В.* Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2012. – Т. 39, № 1. – С. 58–61.
7. *Li, J., Yu, BS., Tian, YK.* et al. Effect analysis of borehole microseismic monitoring technology on shale gas fracturing in western Hubei // Appl. Geophys. – 2020. – № 17, pp. 764–775.
8. *Rexha Verdhora Ry, Tepy Septyana, Sri Widiyantoro, Andri Dian Nugraha1 & Arii Ardjuna Borehole* Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: A Pilot Study on a Coal Bed Methane Reservoir in Indonesia // J. Eng. Technol. Sci. – 2019. – Vol. 51, № 2, pp. 251–271.
9. *Germón Rodriguez-Pradilla* Microseismic monitoring of a hydraulic- fracturing operation in a CBM reservoir: Case study in the Cerrejón Formation, Cesar-Rancherña Basin, Colombia // Geophysics: the Leading Edge of Exploration. – 2015. – 34(8), pp. 896–902.
10. *Рабинович Е.В., Туркин А.С., Новаковский Ю.Л.* Наземная локация микросейсмических сигналов для мониторинга гидравлического разрыва пласта // «Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники». – 2012. – № 1 (25). – Часть 1. – С. 104–112.
11. *Казбулатов И.Г., Калугин А., Рубцова А.* Способы контроля ГРП в Западной Сибири // ROGTEC. – 2013. – № 35. – С. 32–35.

## ИННОВАЦИОННЫЕ ПРАКТИКИ В АГНИ

С.И. Голубь, А.Ф. Шайхутдинова

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, alia.ingener@mail.ru

Сохранение и укрепление высшей школы как неперемлемого и неотъемлемого фактора национальной безопасности России приводит к пониманию необходимости формирования единой политики и стратегии выхода высшей школы России на мировой рынок образовательных услуг. Особенно это касается нефтегазового образования, так как нефтегазовый комплекс, являясь приоритетной отраслью экономики России, нуждается в кадрах, подготовленных в соответствии с международными требованиями, что приведет к развитию нефтегазодобывающей отрасли и росту её конкурентоспособности на мировом рынке [1, с. 44].

В условиях мировой интеграции высшего образования необходим поиск направлений, способствующих трудоустройству студентов в направлении формирования необходимых компетенций, соответствующих адаптации молодежи на рынке труда, самореализации в профессиональном направлении [2, с. 57]. Одним из вузов, осуществляющих подготовку для нефтегазового комплекса Татарстана, является Альметьевский государственный нефтяной институт (АГНИ) (в ближайшем приоритете – Высшая нефтяная школа (ВШН)). Непосредственно находясь на территории нефтегазодобывающего производства, институт призван играть ведущую роль в обеспечении нефтегазодобывающей отрасли и её инфраструктуры высокопрофессиональными специалистами, которые должны обладать способностью овладевать в кратчайшие сроки новыми технологиями мирового уровня.

Наиболее эффективным путём изучения нового материала является выход на теорию через изучение и анализ практики и опыта экономической и производственной деятельности конкретных компаний, что подразумевает тесное сотрудничество преподавателей с производством [3, с. 8]. Учебный процесс в ВУЗе представляет собой синтез обучения производственной практики и научно-исследовательской работы студентов [4, с. 13]. Задачами формирования современной инновационной инфраструктуры АГНИ, обеспечивающей все этапы инновационного процесса от генерации идей до практической реализации новшеств, является прохождение выездных рассредоточенных практик в течение всего учебного года.

Благодаря тесному взаимодействию АГНИ и ведущей нефтяной компании ПАО «Татнефть» в 2021–2022 учебном году на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» был изменён формат проведения практик. Новый формат практик заключается в трудоустройстве, оплачивании времени нахождения студента на скважине. Управление супервайзинга ПАО «Татнефть» предоставляет возможность на время прохождения практик студентам приобретать необходимые инженерные навыки работы по специальности в условиях производства [5].

Такой подход возможен для следующих видов практик:

1) для бакалавров, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин»:

– на 2 курсе – ознакомительной, на 3 курсе – производственной, на 4 курсе – производственной: преддипломной практикам;

2) для магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Цифровые технологии в бурении»:

– на 1 курсе – учебной: ознакомительной; производственной: технологической практикам.

Все виды практик рассредоточены на учебный год, что позволяет студентам совмещать теоретическое и практическое обучение, реализовывать полученные навыки профессиональной деятельности на рабочих местах.

Проведение и организация практик осуществляется совместно со службой супервайзинга ПАО «Татнефть». Особенности прохождения различных видов практик заключается в следующем:

1. Ознакомительную практику студенты проходят всей группой на объектах, применяющих передовые технологии в бурении (растворы на углеводородной основе, вращающаяся цементировочная головка, верхний силовой привод и др.) (рис. 1, рис. 2). Каждую группу, помимо преподавателя АГНИ, сопровождает региональный супервайзер, среди которых стоит отметить Абдуллина Ф.Ф., Галимова И.И., Сахабутдинова Р.Н., Шавалеева Ф.В., Нургалеева Р.М. Они знакомят студентов с тонкостями производственных процессов, вызывают интерес к выбранной студентами специальности, придают экскурсии насыщенный и углубленный характер (рис. 3).

2. Производственную практику студенты проходят на действующих скважинах, в бригадах. В одну неделю на вахту студенты выезжают небольшими группами, по 5–7 человек. Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» – единственная кафедра в институте, где студентам оплачивают прохождение практики, что является фактором для мотивации студентов и заинтересованности работодателя (рис. 4).

Студент в течение прохождения практики оформляет дневник, отражающий наблюдаемые технологические процессы в течение вахты, который является в последующим достоверным материалом прохождения различного рода производственных процессов [6, 7]. Студенты обретают опыт работы, на рабочих местах наблюдают процесс строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин, изучают работу супервайзеров по бурению и закачиванию в полевых условиях, а также формируют дополнительный сбор материала по теме выпускных квалификационных работ. Студенты в полной мере могут прочувствовать всю сложность и ответственность нелегкого труда буровика, супервайзера, тонкости организации единого эффективного коллектива из многочисленных подрядчиков с целью достижения быстроты и целостности строительства скважин.



Рис. 1. Процесс демонстрации замера основных свойств растворов на углеводородной основе на ознакомительной практике.



Рис. 2. Процесс демонстрации практического опыта на буровой.



Рис. 3. Преподаватели и студенты на буровой в рамках прохождения ознакомительной.



Рис. 4. Фрагмент становления студента специалистом в бригаде.

Таким образом, креативность подхода к прохождению различных видов практик позволяет студенту получать реальные представления по выбранной им специальности и рабочее место после окончания вуза. Место практики рассматривается в качестве тренажерной площадки, где преодолевается профессиональный барьер, связанный с дальнейшей работой, узнаются требования, выдвигаемые работодателем к специалисту, права и обязанности, объём и скорость реализации выполнения производственных задач, выработка моральной подготовленности дальнейшей профессиональной деятельности.

Во время прохождения практики студенты мотивированы зарекомендовать себя с наилучшей стороны, поэтому им важно продемонстрировать освоенные в вузе компетенции. В результате, после окончания вуза за плечами выпускника остаётся багаж знаний, освоенных компетенций, осмысление будущей работы, а также понимание позиций и материальной реализации. Первоначальный опыт практик помогает им понять востребованность кадрового потенциала на рынке труда, достойную оплату, возможность получения рабочего места в сфере нефтегазового дела, а, именно, бурения.

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин» АГНИ благодарит руководителей службы супервайзинга ПАО «Татнефть» за возможность прохождения практик в новом формате и надеется на дальнейшее взаимопольное сотрудничество. Задача системы высшего образования – организовать производственную практику от вузов с учётом мотивации студенческой молодёжи, а задача работодателей – учитывать компетенции, заложенные в образовательных программах, что позволяет обеспечивать признанный уровень нефтегазового диплома.



## Литература

1. *Усть-Качкинцева Е.Ю., Прокотьева Л.А.* Производственная практика как фактор формирования профессиональной компетентности студентов ВУЗа // Теория и практика образования в современном мире: материалы VIII Междунар. науч. конф. – СПб.: своё издательство, 2015. – С.44–47.
2. *Варшавская Е.Я.* Стратегии поиска работы выпускниками вузов: распространённость и эффективность // Социологические исследования. – 2019. – № 7. – С. 56–66.
3. *Хузина Л.Б., Голубь С.И.* Повышение квалификации преподавателей – основа качественной подготовки специалистов нефтегазовой отрасли // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – Т. 13. – № 1. – С. 7–10.
4. *Макарова С.Н.* Производственная практика как составляющая профессиональной социализации студентов ВУЗа // Современные проблемы науки и образования. – 2020. – № 2. – С. 11–15.
5. *Кульчицкий В.В.* Учебное пособие «Буровой супервайзинг». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2018. – 315 с.
6. *Соловьев В.А., Голубь С.И.* Производственная практика: технологическая практика. Методические указания по проведению производственной практики для бакалавров направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин». – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 40 с.
7. *Шайхутдинова А.Ф., Амерханова С.И.* Учебная практика. Методические указания по организации учебной практики: ознакомительной практики для магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» направленности (профиля) программы «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях». – Альметьевск: АГНИ, 2019. – 16 с.

## ПРОБЛЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ

Г. Гурдова<sup>1</sup>, И.А. Байрамова<sup>1</sup>, М. Ш. Хайдаров<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан, [guljangurdova@gmail.com](mailto:guljangurdova@gmail.com).

<sup>2</sup>Технический геолог Копетдагской партии Туркменской геологической исследовательской экспедиции государственной корпорации «Туркменгеология», г. Ашгабат, Туркменистан, [mahmuthaydarow88@gmail.com](mailto:mahmuthaydarow88@gmail.com)

**Ключевые слова.** Месторождение, нефть, газ, водоснабжение, линза.

**Реферат.** В статье приведены обобщённые сведения по нефтегазовому месторождению и для его успешного освоения необходима вода, которая на все строящиеся объекты без исключения подавалась бы в соответствии с их основными потребностями. Авторами рекомендуется проведение масштабных гидрогеологических исследований на территории каждой линзы для решения задач, связанных с изучением происхождения, данных о размерах и конфигурации линз, использованием в целях водоснабжения.

Key words. Deposit, oil, gas, water supply, lens.

**Abstract.** In article the generalised data on an oil and gas deposit are resulted and water which on all under construction objects without an exception would move according to their basic needs is necessary for its successful development. Authors carrying out of scale hydro-geological researches in territory of each lens for the decision of the problems connected with studying of an origin, the data about the sizes and a configuration of lenses, use with a view of water supply is recommended.

**Введение.** Нефтяная и газовая промышленность занимает ведущее место в экономике нашей страны и мира в целом. Нефть, газ и их продукты используются почти во всех отраслях народного хозяйства: на транспорте и в медицине, в судостроении и сельском хозяйстве, в текстильной, химической и пищевой промышленности, в дорожном строительстве и энергетике и многих других. В условиях технического прогресса спрос на нефть и газ постоянно возрастает.

Современный Туркменистан, обладающий огромными углеводородными ресурсами, является основным в Центральной Азии поставщиком «голубого топлива» и входит в число ведущих энергетических стран мира, а также располагает всеми возможностями для увеличения объёмов добычи газа в ближайшие годы. Одним из приоритетных направлений социально-экономического развития страны является диверсификация экспортных маршрутов углеводородных ресурсов. Такая перспектива обосновывается, прежде всего, огромными запасами природного газа, имеющихся на супергигантском месторождении «Галкыныш».

**Объект и методы исследования.** По предварительной оценке компании «Gaffney, Cline & Associates» (GCA) (Великобритания) начальные запасы природного газа составляют 21,2 триллионов кубических метров. Запасы нефти составляют 300 млн. т. Эти данные не окончательные, запасы могут быть выше. На сегодня ещё не определены точные границы месторождения. Нефтегазоносность связана с меловыми и юрскими отложениями. Месторождение «Галкыныш» расположено в Марыйском велаяте, в юго-восточной части страны, в 50 км от велаятского центра Мары вблизи города Ёлотен. Открытая в 2006 году часть месторождения занимает площадь в 1800 км<sup>2</sup>. Газовая залежь располагается на глубине 3,9–5,1 км. В геологическом отношении месторождение приурочено к Туранской нефтегазоносной провинции Мургабской нефтегазоносной области, к крупной Мургабской позднемезозойской впадине, располагающейся на южной оконечности молодой эпипалеозойской Туранской плиты.

Впадина на севере, западе и юге ограничена разломами, а на востоке прослеживается в районе северо-западной части Афганистана. Разведочное бурение на месторождении «Галкыныш» показало, что перспективы наращивания разведанных запасов газа связаны с подсолевыми карбонатными отложениями верхнеюрского периода. Уникальная нефтегазоносная территория площадью в тысячи квадратных километров, превратилась в мощный индустриальный центр с развитой дорожно-транспортной инфраструктурой. В настоящее время на месторождении осуществляются широкомасштабные работы по его комплексному обустройству и созданию современных новых промышленных предприятий по переработке добываемого сырья.

Для успешного выполнения всех задач, связанных с освоением месторождения «Галкыныш» необходима вода, которая на все строящиеся объекты без исключения подавалась бы в соответствии с их основными потребностями. Дефицит в воде можно ликвидировать или ослабить тремя основными способами: наиболее рациональным использованием местных ресурсов пресных вод (в том числе подземным «магазинированием» временного стока, повторным использованием очищенных сточных вод и т. д.), привлечением избыточных водных ресурсов из других районов, т. е. «дальними перебросками» воды и максимальным использованием местных ресурсов природных вод повышенной минерализации (имеются в виду опреснение воды с содержанием растворенных солей от 6 до 35 г/дм<sup>3</sup>, т. е. солоноватые и соленые). Правильное решение вопроса о выборе источника водоснабжения для каждого объекта требует тщательного изучения и анализа водных ресурсов района, в котором расположен объект.

В пустынных районах, где отсутствуют необходимые поверхностные водные ресурсы и имеются определённые запасы подземных вод питьевого качества, допускается использование этих вод на различные нужды. Для производственно-технического и хозяйственно-питьевого водоснабжения при соответствующей обработке воды и соблюдении санитарных требований допускается использование минерализованных и геотермальных вод. Для

технических целей при соответствующей обработке воды и соблюдении санитарных норм допускается использование очищенных производственных сточных вод и дождевых вод.

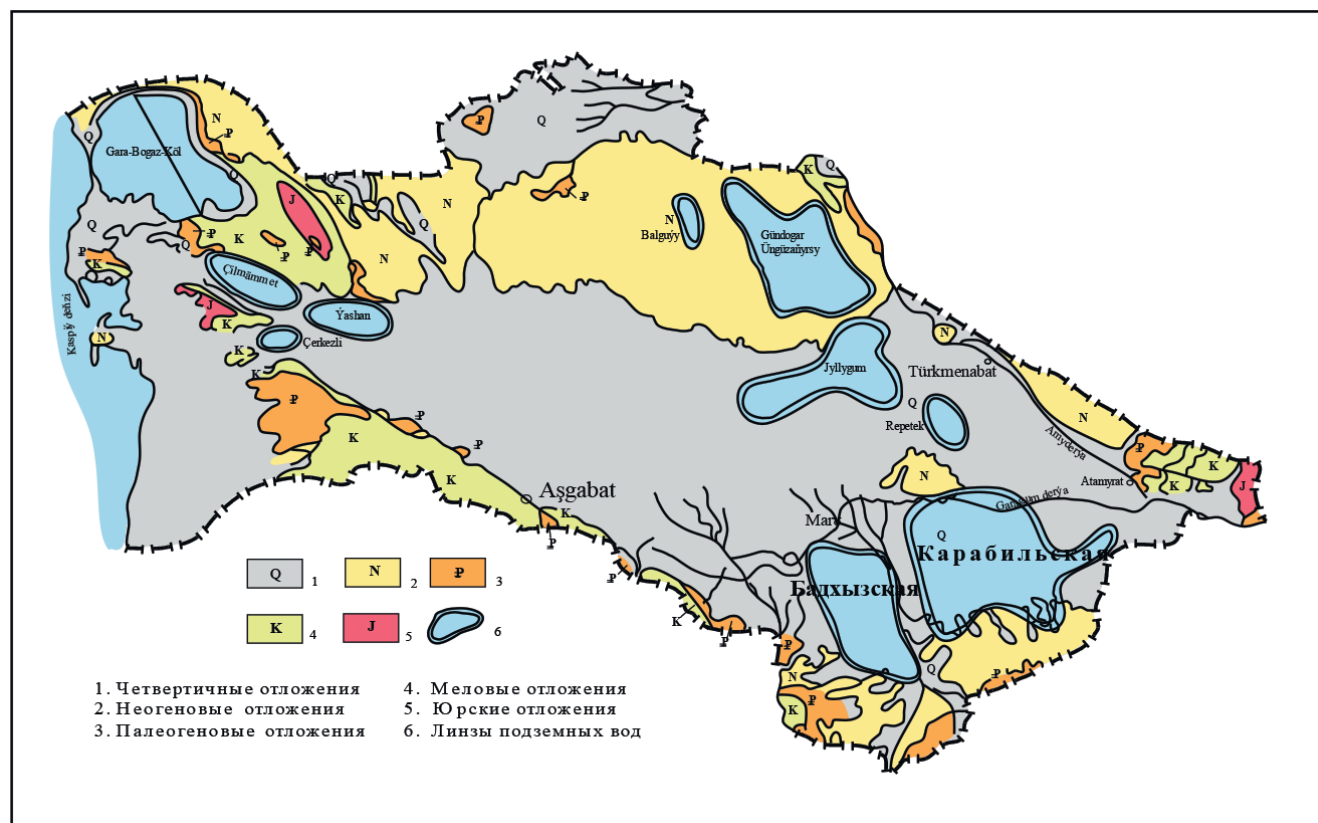


Рис. 1. Схема распространения линз пресных подземных вод.

Характер распространения, минерализация, химический состав, глубина залегания, условия питания и разгрузки подземных вод в районе месторождения «Галкыныш» весьма разнообразны. Гидрогеологические условия территории определяются сочетанием геолого-тектонического строения и физико-географической обстановкой. Согласно структурно-тектоническому районированию данная территория расположена на южной окраине Туранской плиты. Мезозойские и кайнозойские отложения этой платформенной части образуют Каракумский (Амударьинский) артезианский бассейн. В результате изучения подземных вод в пределах рассматриваемой территории установлено, что весь стратиграфический разрез в той или иной степени обводнён. В юрских и меловых отложениях отсутствуют пресные воды, которые могли бы служить источником водоснабжения. В них содержатся рассолы с минерализацией более 50 г/дм<sup>3</sup>. Воды с минерализацией до 10 г/дм<sup>3</sup> содержатся в отложениях палеогенового возраста [3].

Водоносные отложения палеогена с минерализацией воды 4–8 г/дм<sup>3</sup> обнажаются отдельными участками. Наибольший интерес с точки зрения наличия вод, пригодных для хозяйственно-питьевого водоснабжения, является водоносный комплекс неоген-четвертичных отложений, не имеющий регионального распространения. Кроме того, к неоген-четвертичным отложениям возвышенностей Бадхыз и Карабиль приурочены одноимённые крупные подпесчаные линзы, содержащие пресные и слабосоленоватые сульфатные, натриевые хлоридно-сульфатные воды с минерализацией до 3 и более г/дм<sup>3</sup>. На приведённой схеме показано местоположение Бадхызской и Карабильской линз (рис. 1).

Восполнение дефицита питьевой воды возможно за счёт Бадхызской и Карабильской линз, где поисково-разведочные работы проводились для организации пастбищного водоснабжения лишь на отдельных незначительных участках. Линзы пресных подземных вод относятся к особому типу геофильтрационного потока, который характеризуется существенным проявлением взаимодействия пресных и солёных вод. Особый интерес к исследованию линз пресных подземных вод обуславливается тем, что они зачастую являются единственными источниками хозяйственно-питьевого водоснабжения территорий с весьма засушливым климатом.

**Обсуждение.** О происхождении линз пресных вод (Бадхызская, Карабильская и др.), плавающих на солёных водах, нет единого мнения. Большинство исследователей считает их сформированными за счёт атмосферных осадков, некоторые связывают с реликтовыми водами. Существует мнение и о глубинном происхождении линз пресных вод. Линзы пресных вод, плавающих на солёных водах явление довольно распространённое для аридных зон. При этом в ряде районов нашей страны линзы пресных подземных вод являются одним из основных источников водоснабжения.

Если линзы пресных вод подстилаются солёными водами, предусматривается защита водозабора от засоления снизу и с её боков. На линзах пресных вод, залегающих на водоупоре и граничащих с одной или со всех сторон с солёными водами, схема размещения водозабора в плане определяется расчётом времени подтягивания солёных вод к водозабору. Следует отметить, что подземные воды линз рассматриваемого региона являются уникальными ультрапресными водами и представляют собой основной источник хозяйственно-питьевого водоснабжения в настоящее время и на далекую перспективу.

Величина потенциальных эксплуатационных ресурсов подземных вод характеризует верхний предел возможного их использования при заданных понижениях уровня и сроке эксплуатации. С практической точки зрения важно знать количество подземных вод, которое может быть реально извлечено из водоносного горизонта в пределах данного района при каких-либо определённых системах размещения водозаборов, их типе и режиме работы. Эту величину предложено называть прогнозными эксплуатационными ресурсами подземных вод, а их отношение к потенциальным ресурсам – прогнозным коэффициентом использования подземных вод [2].

В связи с тем, что поисково-разведочные работы на вышеуказанных линзах проводились лишь на отдельных участках в региональном плане трудно определить их точные границы. В последние годы в пределах этих линз выполнялся определённый объём гидрогеологических исследований с элементами геоэкологии в различных масштабах. Эти исследования направлены на изучение условий формирования техногенных процессов, оценку антропогенного влияния на почво-грунты, поверхностные и подземные воды. Подобный комплекс исследований, с оценкой техногенного воздействия на водную среду месторождений, до настоящего времени не проводился. Используя данные геоэкологических работ, определены прогнозные ресурсы Карабильской и Бадхызской линз.

Возможно, эти линзы располагают весьма значительными запасами пресных вод, но оценить их с надёжной достоверностью трудно, т.к. ранее они в связи с отсутствием острой необходимости слабо изучены. Но в настоящее время открытие в этом регионе нового нефтегазового месторождения требует привлечения новых ресурсов подземных вод. В этом случае назрела необходимость в проведении масштабных гидрогеологических исследований на всей территории каждой линзы для решения следующих задач:

- изучение данных о размерах и конфигурации линзы пресных вод в плане и в разрезе;
- определение мощностей пресных и солёных вод и характера изменений их в пределах линзы;
- характеристика свободной или пьезометрической поверхности в пределах линзы пресных вод, а также поверхности раздела пресных и солёных вод;
- характеристика химического состава пресных и солёных вод, причём солёные воды должны быть охарактеризованы и в некотором удалении от границы линзы;
- характеристика фильтрационных свойств пород в зоне пресных и солёных вод с выделением линз и прослоев глинистых пород в водоносной толще;
- изучение степени неоднородности пород в плане и в разрезе с постановкой опытов по определению активной пористости пород.

**Выводы.** В дальнейшем в процессе эксплуатации, после того как будет установлено перемещение границ пресных и солёных вод у контура линзы, может потребоваться заложение дополнительных створов наблюдательных скважин, предназначенных для уточнения характера и интенсивности перемещения границы пресных и солёных вод в плане и разрезе. С учётом этих положений и при получении новых геолого-гидрогеологических данных, которые сейчас необходимо срочно уточнять, можно будет достоверно оценивать эксплуатационные запасы этих линз подземных вод.

В последнее время территория месторождения «Галкыныш», где создана и продолжает создаваться инфраструктура нефтегазодобычи, подвергается интенсивному освоению. В результате этого легко ранимая природа будет испытывать большую техногенную нагрузку. Поэтому мы оценили защищённость подземных вод, которая может быть качественной и количественной. Нами была проведена качественная оценка, которая основывается на природных факторах. При качественной оценке условий защищённости грунтовых вод были учтены, согласно методике В.М. Гольдберга три показателя: глубины залегания грунтовых вод; строение и литология пород зоны аэрации; мощность и выдержанность по площади слабопроницаемых отложений в разрезе зоны аэрации [4].

По материалам гидрогеологических и геоэкологических исследований с использованием методики И.М. Гольдберга нами построена карта защищённости подземных вод рассматриваемой территории. В процессе картосоставительских работ проведена качественная оценка природных условий защищённости грунтовых вод на основе сопоставления категорий защищённости. Каждая категория защищённости отличается своей суммой баллов, зависящей от глубины залегания уровня грунтовых вод, мощности слабопроницаемых отложений и их литологии. Анализ составленной нами карты показал, что подземные воды линз повсеместно являются не защищёнными, в связи с чем существует потенциальная угроза их загрязнения.

При освоении месторождения «Галкыныш» возникает необходимость в реализации целого комплекса мероприятий по защите окружающей среды, предотвращению и минимизации возможного воздействия на экосистему в процессе проведения строительных работ и эксплуатации. Учитывая вышеизложенное, мы рекомендуем мероприятия, состоящие из:

- ✓ проведения постоянного экологического мониторинга в периоды строительства и эксплуатации месторождения;

- ✓ разработки технологических и специальных мероприятий, обеспечивающих снижение негативного воздействия на приземный слой атмосферы;
- ✓ использования замкнутых систем водоснабжения, обеспечивающих недопущение загрязнения поверхностных водоёмов и почвы;
- ✓ применения технических решений, позволяющих уменьшить площадь изымаемых из оборота земель, а также их техническую и биологическую рекультивацию и т.д.

Характерной особенностью всех видов загрязнений, связанных с нефтегазодобычей, является непредсказуемость, неравномерность, непостоянство состава загрязнений. Охрана природы и рациональное использование природных ресурсов, и в первую очередь, водных становятся одной из важнейших экологических проблем современности и требует осуществления непрерывного комплексного мониторинга окружающей среды.

### Литература

1. Байрамова И.А. Подземные воды Туркменистана. А.: ГИСТ, 2012. – 206 с.
2. Байрамова И.А., Гурдова Г. Влияние антропогенного фактора на состояние подземных вод./Журнал «Проблемы освоения пустынь», А: 2021. – № 3–4. – 69–71 с.
3. Гидрогеология СССР. Том XXXVIII (Туркменская ССР). М.: Недра, 1972. – 565 с.
4. Гольдберг В.М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. – М.: Недра, 1984. – 259 с.

### ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Г. Гурдова, И.А. Байрамова, Ы.А. Мовламов

*Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан,  
guljangurdova@gmail.com.*

Нефтяная и газовая отрасли практически имеют одну сырьевую базу – природные углеводороды. Извлекаемые из недр углеводороды находятся, соответственно, в жидкой (нефть, конденсат) или газовой форме (фазе). При этом, добывая нефть, попутно извлекают и углеводороды, находящиеся в газовой фазе (попутные нефтяные газы). А при добыче природного газа попутно извлекаются углеводороды, которые в наземных условиях могут иметь жидкое состояние (газовый конденсат).

Водные растворы газообразных и жидких углеводородов играют очень большую роль в общем балансе газа и нефти в осадочных породах. С перемещениями подземных вод связаны латеральная миграция содержащихся в них газа и нефти и аккумуляция этих углеводородов в различных ловушках.

Наличие таких переплетений и вынуждает рассматривать нефтяную и газовую отрасли в составе единого комплекса нефтяной и газовой промышленности. К достоинствам нефти и газа как источников энергии относятся сравнительно невысокая стоимость добычи, возможность безотходной переработки с получением разнообразных видов топлива и химического сырья. Высокий уровень добычи нефти и газа постоянно требует прироста их запасов, т.е. открытия все новых и новых месторождений.

В то же время по мере исчерпания фонда антиклинальных складок и, особенно наиболее крупных из них, задачи поисков новых месторождений затрудняются и усложняются. Естественно, это требует постоянного совершенствования методики поисково-разведочных работ и вовлечения в сферу геологической (поисково-разведочной) интерпретации обширной и новой информации, в том числе гидродинамической и геохимической.

Месторождения нефти и газа – это совокупность залежей в пределах единой структуры, чаще всего единого антиклинального поднятия. На месторождении залежи в вертикальном разрезе расположены одна над другой, в пределах единой структуры. На одном и том же месторождении встречаются залежи самых различных типов: пластовые сводовые залежи, массивные залежи, литологические залежи и др.

При поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа большое значение имеет изучение пластовых вод. В любом нефтегазоносном бассейне гидродинамические исследования имеют задачу установить величину, характер распределения и природу пластовых давлений, направления движения подземных вод по площади и в вертикальном разрезе, т.е. гидродинамическую обстановку [2].

Формирование нефтяных и газовых месторождений тесно связано с подземными водами, насыщающими горные породы. Изучая водонапорные системы, можно получить достаточно исчерпывающие данные об их потенциальных перспективах в отношении нефтегазоносности и о возможном характере размещения ещё не открытых залежей углеводородов. Поэтому успехи геологоразведочных работ в значительной степени зависят от полноты изученности пластовых водонапорных систем нефтегазоносных бассейнов. Последние представляют, по И.О. Броду, крупные замкнутые области прогибания земной коры, выполненные толщей осадочных пород, содержащих пластовые напорные воды и залежи углеводородов [3].

Нефтегазоносные бассейны являются областями интенсивного проявления биогенных превращений соединений серы и углерода. Среди различных параметров пластовых вод нефтегазоносных бассейнов особое место отводится содержанию в них растворённых углеводородных и сопутствующих им газов. Исключительная роль

подземных вод в геохимическом режиме земной коры определяется не только свойствами или особенностями самой воды, но и свойствами тех газов, которые содержатся в растворённом состоянии в природных водах. Особенно важна роль подземных вод в газовом обмене литосферы, в процессах концентрации и рассеяния жидких и газообразных углеводородов.

Природные подземные воды, от грунтовых до глубоких артезианских вод и вод магмы, в том или ином количестве содержат растворённые газы. В пластовых водах нефтегазоносных бассейнов содержится такое количество растворённых углеводородных газов, по сравнению с которым содержание углеводородов в залежах составляет ничтожную долю. Но растворённые углеводородные газы водонапорных систем, в свою очередь, представляют лишь незначительную часть от тех количеств углеводородных газов, которые продуцируются рассеянным органическим веществом осадочных пород.

Поэтому изучение газонасыщенности пластовых вод нефтегазоносных бассейнов может внести существенный вклад в теорию происхождения нефти и газа, поможет разработать теоретические основы миграции углеводородов и формирования их залежей и сделает более эффективной методику поисков месторождений нефти и газа.

Пластовые воды – подземные воды, циркулирующие в пластах горных пород. В гидрогеологии по классификации И.К. Зайцева подразделяются на 3 класса: порово-пластовые, трещинно-пластовые, карстово-пластовые, каждый из которых может быть верховодкой, грунтовой, межпластовой безнапорной или напорной (артезианской) водой. В нефтегазопромысловый геологии под пластовыми водами понимают воды, находящиеся в нефтяном или газовом пласте, или законтурные, подошвенные, промежуточные пластовые воды.

В нефтегазовых залежах распределение жидкостей и газов соответствует их плотностям: верхнюю часть пласта занимает свободный газ, ниже залегает нефть, которая подпирается пластовой водой. Однако пластовая вода в нефтяных и газовых залежах может находиться не только в чисто водяной зоне, но и в нефтяной и газовой, насыщая вместе с нефтью и газом продуктивные породы залежей. Эту воду называют связанной или погребённой.

В начальный период эксплуатации месторождений пластовые воды содержат незначительное количество солей, однако с течением времени концентрация солей непрерывно увеличивается, состав солей изменяется, и пластовые воды становятся высококонцентрированными растворами с общей минерализацией 300–400 г/дм<sup>3</sup>. Помимо солей пластовые воды содержат углеводороды, механические примеси, органические кислоты, различные ингибиторы, а также химические реагенты, оставшиеся в пласте после капитального ремонта, соляно-кислотных и других обработок.

В газовых залежах при распаде газоконденсатной системы или снижении пластового давления, температуры происходит конденсация паров воды – образуются конденсационные воды, которые либо смешиваются с законтурными водами, либо выносятся с газом и т.д.

Состав вод позволяет определить принадлежность её к стратиграфическому горизонту, определить при испытании пластов, «своя» вода или «чужая», качество цементации и др. При разработке залежей применяют методы законтурного и внутриконтурного заводнения с целью поддержания пластового давления. Определение принадлежности вод к тем или иным горизонтам позволяет установить области питания, разгрузки, одним словом, режим бассейна в целом. В разрезе земной коры имеется зональность распространения подземных вод.

Пластовые воды обычно сильно минерализованы. Степень их минерализации колеблется от нескольких сот граммов на 1 м<sup>3</sup> в пресной воде и до 80 кг/м<sup>3</sup> в концентрированных рассолах. Минеральные вещества, содержащиеся в пластовых водах, представлены солями натрия, кальция, магния, калия и других металлов. Основные соли пластовых вод – хлориды, а также карбонаты щелочных металлов.

Из газообразных веществ пластовые воды содержат углеводородные газы и иногда сероводород. Плотность пластовой воды в зависимости от количества растворённых в ней солей колеблется в пределах 1,01–1,02 г/см<sup>3</sup> и более. По значению плотности наряду с другими данными судят о происхождении воды. Вязкость пластовой воды в большинстве нефтяных месторождений меньше вязкости нефти. С повышением температуры вязкость воды уменьшается. Пластовые воды обладают электропроводностью, которая зависит от степени минерализации.

Освоение газовых и нефтяных месторождений связано с образованием промышленных сточных вод, которые представляют собой смесь вод, добытых вместе с газом, нефтью, углеводородным конденсатом, и техногенных вод, образующихся в результате различных технологических процессов. Промышленные стоки содержат механические примеси, нефть и нефтепродукты, органические вещества, фенолы, синтетические поверхностно-активные вещества, ионы металлов, хлориды, сульфаты, диэтиленгликоль, метанол, разнообразные компоненты буровых растворов. Только при добыче нефти используются химические продукты более 150 наименований.

В пластовых водах нефтегазовых месторождений обнаруживается наличие йода, брома и бора, радия и других редких элементов, которые представляют большую ценность для народного хозяйства.

Пластовые воды, содержащие эти микроэлементы и другие ценные вещества, должны перерабатываться на соответствующих промышленных предприятиях. Присутствие в пластовых водах нефтегазовых месторождений Туркменистана йода, брома, бора, стронция и др. компонентов в промышленных концентрациях, соответственно около 10 и 250 мг/дм<sup>3</sup> и т.д., делает возможным постановку технологической задачи по их извлечению [1].

По данной проблеме было проведено большое количество экспериментальных, исследовательских работ, некоторые из них имеют технологические решения. Однако, различное по составу гидроминеральное сырьё требу-

ет внесения изменений в традиционные технологические схемы и разработки способов комплексной переработки попутных вод нефтегазовых месторождений.

В связи с этим актуальным является исследование теоретических аспектов извлечения йода и др. микроэлементов из минерального водного сырья с целью систематизации накопленного по этому вопросу опыта и создания основы для последующих исследований в области оптимизации процессов окисления, кинетики и равновесия сорбции. Добыча йода и брома позволит в определённой мере решать экономическую задачу, связанную с обеспечением некоторых нужд народно-хозяйственного комплекса.

### Литература

1. Байрамова И.А. Подземные воды Туркменистана. А: ГИСТ. – 2012. – 206 с.
2. Гребнев В.Д., Мартюшев Д.А., Хижняк Г.П. Основы нефтегазопромыслового дела. / В.Д. Гребнев, Д.А. Мартюшев., Г.П. Хижняк. – Пермь: Перм. нац. иссл. полит. ун-т, 2013. – 185 с.
3. Зорькин Л.М. Геохимия газов пластовых вод нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра. – 1973. 224 с.

## НЕФТЕСЕРВИС КАК КЛЮЧЕВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА АЗЕРБАЙДЖАНА

О.Б. Гусейнли

*Академия государственного управления при Президенте Азербайджанской Республики,  
orkhan.huseynli92@gmail.com*

Сегодня одним из основных направлений и тенденций развития нефтегазового комплекса является модернизация нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих процессов на основе внедрения инновационных технологий, включающих как технологические разработки, так и программное обеспечение для автоматизации бизнес-процессов компаний отрасли. Исходя из этого, стратегическое прогнозирование ключевых тенденций в нефтегазовой индустрии главным образом должно основываться на планировании развития данных направлений, включая как практические разработки, так и теоретическую базу.

Учитывая современные тенденции развития перспективных направлений и секторов нефтегазовой отрасли, необходимо выделить такое направление, как нефтесервисные услуги, которое всегда ассоциировалось с главным проводником инновационных технологий для всей отрасли. Данная сфера всегда сохраняла актуальность в нефтегазодобывающих странах постсоветского пространства не только в связи со сравнительно недавним формированием нефтесервиса как понятия и отрасли, отдельной от непосредственно нефтегазовой промышленности, но и необходимостью освоения все новых труднодоступных месторождений, что напрямую входит в орбиту сферы нефтесервиса.

В целом, наиболее актуальными направлениями нефтесервиса как ведущей составляющей энергетического сектора *upstream* на данный момент являются 2D и 3D сейсморазведка, бурение горизонтальных скважин, резкое повышение нефте- и газоотдачи пластов, ремонт и заканчивание скважин, транспортировка и логистика нефтепродуктов, производство химических реагентов, строительство и ремонт морских платформ и т.д. Особенно здесь стоит выделить сектор бурения, который и составляет основную долю в спектре нефтесервисных услуг. Главный упор в разработке инновационных решений в индустрии всегда приходился на разведку и бурение скважин, что требовало перманентного поиска путей повышения эффективности добычи ТРИЗ (трудноизвлекаемых запасов) и отдачи нефтегазоносных пластов.

В Азербайджане сегодня в связи с ухудшением запасов углеводородов на ТРИЗ и появлением необходимости выявления и разработки новых месторождений, учитывая, что залежи нефти и газа выявляются на все больших глубинах, требуется нарастание объёмов нефтесервисных работ. Для наращивания запасов углеводородов, объёмы и рост добычи которых являются основными макроэкономическими показателями состояния развития нефтегазодобывающего комплекса страны, появляется необходимость создания благоприятного режима и условий для роста инвестиций в сферу нефтесервисных услуг. На национальном рынке нефтесервисных услуг в настоящее время работают десятки компаний. Их количество постоянно меняется в связи с тем, что здесь идут процессы слияний и поглощений, при которых с рынка уходят мелкие неконкурентоспособные и малоэффективные компании, создавая почву для прихода новых игроков.

Очевидно, что наличие развитого национального нефтегазового сервиса позволяет стране эффективно наращивать добычу углеводородов даже при отсутствии доступа к технологиям мировых компаний. Исходя из этого, можно сказать, что будущее развитие азербайджанской нефтегазовой промышленности, а также её конкурентоспособность на международном рынке всё в большей степени будут определяться эффективностью применяемых технологий и уровнем технического обслуживания, что напрямую будет зависеть от дальнейшего развития национального нефтесервиса [1].

Конкурентоспособный нефтесервисный рынок является ключевым проводником инноваций в нефтегазо-

вом секторе, при этом его эффективное развитие требует выстраивания тесных связей не только с нефте- и газодобывающими компаниями, но и с научно-образовательным комплексом. Важно отметить, что в стране имеется весьма солидный научный потенциал в нефтегазовой отрасли. Несмотря на это, на данный момент в Азербайджане процесс взаимодействия науки и нефтегазового дела находится пока на начальных этапах развития. Основной причиной слабой интеграции науки с нефтегазовым производством являются:

1) освоение технологических новшеств в этой отрасли зачастую неразрывно связано с реконструкцией производства, что требует остановки процесса на продолжительное время;

2) осуществление инновационных проектов требует крупных инвестиционных вложений;

3) инновационные проекты, как правило, характеризуются высокой долей риска и т.д.

Сегодня Азербайджан обладает достаточно большим научно-техническим потенциалом, занимающимся научными исследованиями в областях топливно-энергетического комплекса.

Главной задачей инновационного развития отрасли на ближайшие годы является повышение продуктивности действующих месторождений, что во многих случаях более рентабельно, чем освоение новых месторождений (особенно ТриЗ), так как действующие месторождения обладают хорошо сложившейся инфраструктурой. Разные свойства флюидов и вмещающих пород даже из одного месторождения требуют применения различных технических методов добычи. С этой целью, необходимо переходить к разработке и внедрению различных методов повышения нефтеотдачи пластов, включая методы оптимального вскрытия пласта и поддержания пластового давления, а также изменение свойств флюидов и характеристик вмещающих пород.

Сегодня крайне перспективны такие инновационные технологии повышения продуктивности старых и разработки новых месторождений, как:

- технологии гидроразрыва пластов;

- технологии горизонтального бурения по профилю пласта;

- технологии механического вытеснения флюида (нефти) со смешением (закачка воды, углекислого газа, углеводородных газов и др.);

- методы теплового воздействия на свойства нефти, такие, как закачка горячей воды и дымовых газов, организация внутрипластового окисления и т.д.;

- методы физико-химического воздействия на свойства нефти, такие, как закачка водных растворов с поверхностно-активными веществами и полимерами.

Ещё одной актуальной задачей является необходимость разработки и освоения местными предприятиями производства новых типов оборудования и материалов для нефтедобычи, включая высокопроизводительное насосно-компрессорное оборудование высокого давления, промышленные смесители-диспергаторы и диссольверы, новые типы буровых растворов и реагентов, включая полимерные и т.д. Здесь встаёт вопрос возможности импортозамещения нефтепромысловой техники и оборудования, достижение которого в будущем будет определяться уровнем развития нефтегазовой промышленности и успешного исхода инновационных реформ в данной области. При этом в долгосрочной перспективе уже можно будет говорить о производстве новых технологий и оборудования для освоения морских шельфовых участков. Увеличение в будущем объёмов добычи тяжёлых и высоковязких видов нефти создаст необходимость обеспечения их доставки к местам переработки. Трубопроводная транспортировка тяжёлой нефти является сложным процессом по причине создаваемого ею высокого гидравлического сопротивления. Одним из инновационных методов решения данной проблемы может стать строительство специализированных пунктов первичной переработки тяжёлой нефти, при котором она будет перерабатываться в более легкую синтетическую нефть (syn crude) [2]. Государству и отечественным нефтегазовым компаниям, в лице компании SOCAR, необходимо обеспечивать формирование взаимоотношений между инноваторами и нефтесервисом. Тесные связи между нефтесервисными компаниями и научно-исследовательскими институтами будут способствовать параллельной разработке и применению новейших технологий, которые приведут к расширению ресурсной базы нефтегазовой промышленности, сокращению издержек на разведку и добычу углеводородов, а также росту влияния общих социально-экономических эффектов от развития нефтегазового сектора. Для дальнейшего развития и укрепления национального нефтесервисного рынка, как процветающего сегмента нефтегазового комплекса страны, основополагающим фактором является переход на инновационный путь развития. При этом наиболее полное использование своих внутренних ресурсов, включая знания, накопленный опыт, человеческий капитал, технологии и финансы поможет в итоге завоевать прочные позиции на национальном рынке и в дальнейшем выйти на международную арену.

## Литература

1. Гаджиев Р. На службе у нефти // Consulting & Business. – 2012. – № 8(183). – С. 18–24.

2. Мамедова Э. Г., Миргейдарова А. И. О совершенствовании инновационной деятельности в нефте-газодобывающей отрасли промышленности Азербайджана / Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности // Вестник ВГУ. Серия: экономика и управление. – 2017. – № 2. – С. 25–29.



**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ**  
**В.В. Емельянов, А.А. Лутфуллин, М.И. Маннапов, Р.Н. Фархутдинов**  
ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, zgeo\_pn@tatneft.ru

**Введение**

В процессе восполнения ресурсной базы компании специалистам необходимо затрачивать достаточно большое время при подготовке и анализе исходной информации в процессе оценки привлекательности активов и встаёт большой вопрос в автоматизации текущей операционной деятельности. В результате принятой компаний стратегии по цифровизации производственных процессов, ПАО «Татнефть» инициировала создание инструмента в рамках улучшения производственных показателей.

**Методология:**

**Операционным ядром программы** является сквозная интеграция расчётов модулей при оценке месторождения с инвестиционной и точки зрения:

1. Модуль «Геология» – расчёт запасов методом стохастического моделирования и расчёт ресурсов с учётом шансов геологического успеха.
  2. Модуль «КИН» – расчёт производится, используя эмпирические и статистические зависимости от ГФХ.
  3. Модуль «Базовая добыча» – расчёт прогноза базовой добычи по фактической динамике обводнёния.
  4. Модуль «Анализ ППД» – расчёт эффективности системы ППД по динамике пластового давления и накопленных отборов.
  5. Модуль «Анализ ГТМ» – расчёт эффективности проведённых ранее ГТМ.
  6. Модуль «Анализ наземной инфраструктуры» – оценка существующей инфраструктуры по эффективности.
  7. Модуль «Экономика» – расчёт ЧДД и ИД используя DCF.
- Описание методологии расчёта модулей:

**Модуль «Геология»:**

Сущность работы модуля заключается в статистическом моделировании случайных величин и случайных функций с целью вычисления характеристик их распределений. Для генерирования случайных последовательностей использовался генератор случайных чисел.

С помощью метода Монте-Карло возможно исследование сложных вероятностных моделей, используемых в различных областях науки и техники, чем и определяется его важное значение.

При вероятностном подходе каждый параметр, участвующий в формуле подсчёта запасов рассматривается как случайная величина, а значение запасов – как функция этих случайных параметров.

Основное отличие вероятностной модели от детерминированной состоит в том, что при детерминированном подходе получают единственную («точечную») оценку запасов, а при вероятностном – диапазон (интервал) возможных значений запасов объекта.

Идея метода состоит в том, что вместо того, чтобы описывать процесс с помощью аналитического аппарата (дифференциальных или алгебраических уравнений), производится «розыгрыш» случайного явления с помощью специально организованной процедуры, включающей в себя случайность и дающей случайный результат. Впоследствии получается множество реализаций исследуемого процесса, которые используются как искусственный статистический материал для дальнейших исследований.

**Модуль «КИН»**

Ядро расчетного блока заключается в анализе расчётного показателя КИН, комплексирова различные методы оценки КИНа. Ниже приведены некоторые из них:

Эмпирический метод.

Методика МИНГЕО-87.

На основе динамики обводнёния и ОФП.

Статистическая зависимость С.В. Кожакина.

Уравнение Мартоса-Куренкова-Ключарева.

Покоэффициентный расчёт по методике ТатНИПИнефть.

Модуль «Базовая добыча»

Прогнозирование базовой добычи по фактической динамике обводнёния основывается на двух вариантах расчёта. Первый вариант базируется на теории Баклея-Левверетта о несмешивающемся вытеснении, второй – на зависимости логарифма ВНФ.

Основой для расчёта (построения) функции Баклея-Левверетта являются фактические кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные при физическом моделировании процессов вытеснения нефти водой (обычно на кернах конкретных пластов).

Прогнозирование базовой добычи по фактической динамике обводнёния также осуществляется с помощью статистических методов на основе характеристик вытеснения.

Необходимо отметить, что прогнозная способность таких характеристик вытеснения является удовлетворительной лишь при значениях текущей обводнённости по месторождению более 60%. Определение характеристик вытеснения месторождений углеводородного сырья, находящихся на ранних стадиях разработки, целесообразно проводить с использованием результатов, проведённых по ним или по месторождениям-аналогам лабораторных исследований керна и пластовых флюидов (см. Функция Баклея-Леверетта).

Наиболее эффективным при определении прогноза добычи при высокой обводнённости фонда является использование графика зависимости водонефтяного фактора (а не обводнённости) в зависимости от накопленной добычи нефти.

#### **Модуль «ППД»**

Подход основан на 2 методиках:

- Оценка с применением метода материального баланса расчётных значений пластового давления и сопоставление с фактическим пластовым давлением. Чем больше отличаются рассчитанные значения пластового давления от фактических, тем больше потери нагнетаемой воды и ниже эффективности системы ППД;

- Оценка с применением накопленных отборов добычи нефти и воды и известных ОФП расчётных и фактических коэффициентов отношения добычи к закачке. Чем больше отличается фактическая обводнённость от расчётной, тем ниже эффективность системы ППД на анализируемом объекте.

#### **Модуль «ГТМ»**

Анализ данных по дополнительной добыче за счёт ГТМ проводится на основе статистики по группе мероприятий (кластеру), объединённых общими геологическими и технологическими свойствами.

Традиционно при анализе успешности ГТМ производится оценка мгновенного эффекта от мероприятия, то есть рассчитывается разница дебита (добычи за определённый срок) нефти, жидкости до и после проведения мероприятия.

Для учёта темпов снижения добычи от предыдущего мероприятия используются экстраполяционные методы, или методы характеристик вытеснения. В основу этих методов заложено построение базового уровня добычи нефти при условии, если бы ГТМ не проводились, путём экстраполяции предыстории и сравнения этого уровня с фактической добычей нефти при проведении ГТМ.

Наиболее общим можно считать гиперболический метод Арпса, поскольку из него с помощью математических преобразований можно вывести другие зависимости (гармоническую, экспоненциальную).

#### **Модуль «Инфраструктура»**

В данном разделе оценивается эффективность существующей инфраструктуры по вариации различных параметров, позволяющей определить текущее состояние системы и необходимость в её модернизации или ремонте.

Технологические риски, связанные с оборудованием, относятся к системам, созданным человеком. Оборудование должно обеспечивать соответствующий контроль и извлечение флюида, который перерабатывается и доставляется конечным покупателям. Оборудование проектируется и устанавливается таким образом, чтобы удовлетворять требования заказчика и подходить условиям, в которых оно будет эксплуатироваться.

Оптимальная разработка месторождения предполагает соблюдение установленных требований эксплуатации оборудования.

#### **Модуль «Экономика»**

В данном блоке производится расчёт ФЭМ с целью первичной экономической оценки отдельно взятого лицензионного участка (или участков, если же они имеют схожие параметры пластов, продуктивных горизонтов и состав продуктивного флюида).

Модель позволит провести первичную оценку участка и экономическую целесообразность его разработки без вовлечения специализированных НИИ и экономических служб.

### **Заключение**

В результате использования автоматизированного алгоритма по оценке перспективности разработки месторождений УВ существенно сокращаются трудозатраты специалистов. Дополнительным преимуществом является расширение диапазона возможного вовлечения сотрудников ввиду того, что один сотрудник способен самостоятельно проводить оценку активов без привлечения узкоспециализированных специалистов.

Ключевой особенностью реализации данного подхода является всесторонняя интеграция анализа различных компонентов разработки месторождения – начиная от анализа запасов и ресурсов, и заканчивая оценкой операционных затрат на эксплуатацию фонда скважин.

### **Литература**

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышников О.А. Вероятностные и нечёткие модели оценки неопределённости и рисков при подсчёте запасов углеводородов. Информационные технологии // Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 2. – С. 85–99. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99>.

2. *Ахметзянов А.В.* Математические модели управления разработкой нефтяных месторождений: монография / А.В. Ахметзянов, А.Г. Кушнер, В.В. Лычагин. – М.: ИПУ РАН, 2017. 124 с.
3. *Бжицких Т.Г.* Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа: учебное пособие / Бжицких Т.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 263 с.
4. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.* Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М., Недра, 1984, 265 с.
5. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.* Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М., Недра, 1973, 248 с.
6. *Van der Поль Б., Бреммер Х.* Операционные исчисления на основе двустороннего преобразования Лапласа. – М.: НЛ. – 1952. – 506 с.
7. *Веревкин А.П., Кирюшин О.В., Соловьев В.Я.* Об оптимизации процессов добычи нефти в динамике. Территория Нефтегаз. – № 10. – 2007.
8. Выработка трещиновато-пористого коллектора нестационарным дренированием/ Ю.М. Молокович и др. – Казань: Регентъ. – 2000. – 156 с.
9. *Галкин В.М.* Численная гидродинамическая модель пласта. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2008. – 38 с.
10. Гидродинамика пластовых систем. Методические указания для выполнения лабораторных работ / Сост. И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев: Перм. нац. иссл. политехн. ун-т. Пермь, 2011, 65 с.
11. *Диткин В.А., Прудников А.П.* Справочник по операционному исчислению. – М: Высшая школа, 1966. – 466 с.
12. *Ерёмии Н.А.* Современная разработка месторождений нефти и газа, Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учеб. пособие для вузов. – М.: 000. Недра-Бизнесцентр. – 2008. – 244 с.; ил.
13. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: Учеб. Для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО Издательство «Недра», 1998. – 365 с.
14. Кузнецов, Д.В. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа [Текст]: учеб. пособие / Д. В. Кузнецов, В. Е. Кулешов, А. С. Могутов. – Ухта: УГТУ, 2013. – 112 с.
15. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 г. 33 с.
16. *Мирзаджанзаде А.Х.* Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра. – 1977. – 233 с.

## ОСОБЕННОСТИ В ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА НЕБОЛЬШИХ ЗАЛЕЖАХ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Л.В. Зацарина, И.Н. Хакимзянов, И.Н. Музоваткин, О.И. Хакимзянова, А.Р. Салихзянов  
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, zacarina@tatnipi.ru

Перед нефтедобывающими компаниями России стоит важнейшая задача по обеспечению более полного извлечения нефти из недр. Решение этой задачи состоит в подборе более эффективных методов воздействия на залежи продуктивных пластов, в т.ч. применении интенсивных систем разработки нефтяных залежей. При этом значительное внимание уделяется методам поддержания пластового давления (ППД) путём закачки воды в эксплуатационные объекты.

Огромный опыт применения ППД позволил создать и разработать геолого-промысловые основы применения соответствующих систем разработки с применением как законтурного, приконтурного, так и внутриконтурного заводнения. Свидетельством этого является тот факт, что в настоящее время с применением этого метода добывается около 80% всей нефти в России [2].

В связи с тем, что системы разработки эксплуатационных объектов являются важным резервом повышения конечной нефтеотдачи, возможностям их применения в зависимости от геолого-промысловых особенностей той или иной залежи нефти посвящено значительное количество исследований. Нет сомнения, что заводнение ещё долгое время будет оставаться основным способом интенсификации разработки нефтяных месторождений.

В данной работе рассмотрены особенности организации системы ППД на небольшом месторождении, которое в тектоническом отношении приурочено к восточному бортовому склону Мелекесской впадины.

Промышленная нефтеносность рассматриваемого Южно-Нурлатского месторождения связана с терригенными коллекторами бобриковского горизонта C1bb и карбонатными коллекторами башкирского яруса C2b и верейского горизонта C2vr [4, 5].

Для дальнейших исследований был выбран башкирский карбонатный пласт, который по литологическому описанию керна сложен пористыми и трещиноватыми известняками и доломитами. Проницаемость изменяется в широких пределах от 6,4 до  $3560,3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, значение пористости варьирует в большом диапазоне от 9,8 до 22,9%, нефтенасыщенность по ГИС изменяется от 71,5 до 96,9%. Неоднородность можно оценить по коэффициенту песчаности, который изменяется в пределах от 0,16 до 0,684 д.ед., т.е. данный пласт характеризуется низкой долей коллектора в тонких пропластках при достаточно однородной расчленённости (рис. 1).

Залежь имеет вытянутую форму северо-западного простирания. В пределах контура нефтеносности, принятого на абсолютной отметке минус 924,0 м, размеры залежи составляют 2,8 м×1,4 км. Этаж нефтеносности равен 27,2 м.

Непосредственный контакт нефть-вода установлен в двух скважинах – №№ 9515 и 9516, плотная перемычка между нефтенасыщенным и водонасыщенным коллекторами варьирует в пределах от 0,2 м, (скв. № 1867) 0,4 м (скв. № 9517, 9518) до 6,4 м, составляя в среднем 2,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина прослоев изменяется от 1,0 м до 21,6 м, составляя в среднем 7,7.

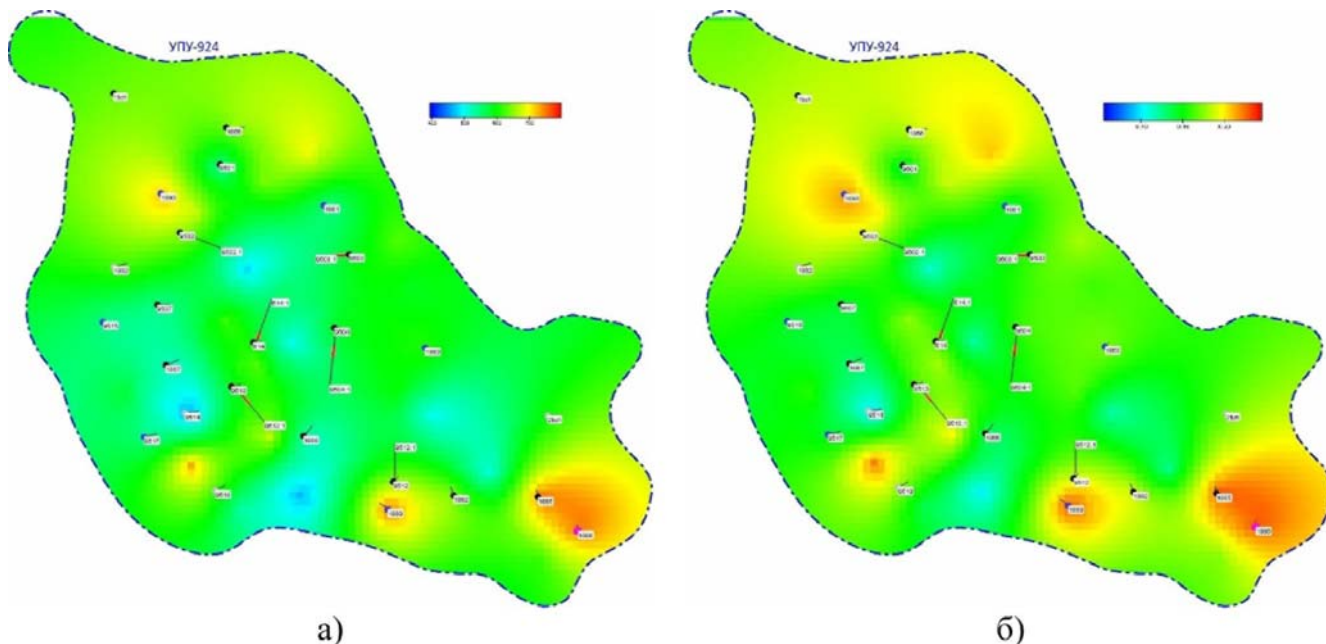


Рис. 1. Выкопировка из карт распределения: а) проницаемости и б) пористости.

Башкирский объект разрабатывается единичными скважинами, переведёнными с других объектов. По состоянию на 1.01.2022 года на объекте числятся 2 скважины: в фонде добывающих 1 действующая скважина (оборудована ШГН), 1 скважина ликвидирована.

По состоянию на 01.01.2023 года с начала разработки с башкирских отложений отобрано более 15 тыс.т нефти и 20,0 тыс.т жидкости. Текущий КИН – 0,008, накопленный ВНФ – 0,2. От начальных извлекаемых запасов отобрано 5,9% при обводнённости продукции 11,9%.

На сегодняшний день башкирская залежь Южно-Нурлатского месторождения разрабатывается на естественном режиме. Энергетическое состояние залежи объекта удовлетворительное – текущее пластовое давление (9,8 МПа) ниже начального (11,1 МПа) на 1,9 МПа (11,7%).

С целью интенсификации разработки и увеличения добычи нефти на данном объекте на прогнозный период предусмотрено увеличение действующего фонда добывающих скважин путём бурения и перевода скважин с других объектов, в т.ч. бурения БГС и БС, что несомненно приведёт к снижению пластового давления на объекте. В связи с этим предусматривается организация системы поддержания пластового давления путём перевода определённого количества добывающих скважин под закачку воды [1, 4, 5].

С использованием геолого-технологической модели объекта месторождения рассмотрены восемь прогнозных вариантов разработки, которые включали как разработку объекта на естественном режиме, так и с системой ППД с различным соотношением добывающих скважин к нагнетательным, а также и со сменой очагов нагнетания воды.

В связи с тем, что башкирский объект в настоящее время разрабатывается на естественном режиме, первый прогнозный вариант с рекомендуемыми мероприятиями (бурение двух проектных и шести боковых горизонтальных скважин) предполагает разработку на естественном режиме [1].

Анализ полученных результатов прогнозных технологических показателей разработки данного варианта показывает, что за прогнозный период (до 2059 г.) величина конечного КИН достигает 0,161 доли ед., в т.ч. за контрольный срок (2030 г.) – 0,078 доли ед. (рис. 2). Но вместе с тем, в 2030 г. на залежи происходит заметное падение пластового давления, о чём свидетельствует карта изобар, на которой отчётливо можно заметить зоны пониженного давления.

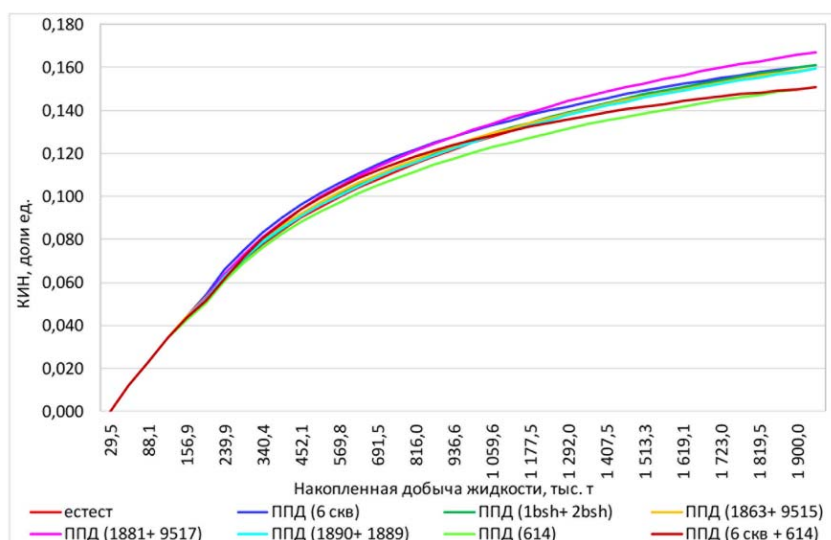


Рис. 2. Зависимость КИН от накопленной добычи жидкости по прогнозным вариантам разработки башкирского объекта Южно-Нурлатского месторождения.

В связи с тем, что данная залежь обладает водонапорным режимом, дальнейшее падение давления прекращается, а к концу разработки с учётом выбытия пяти краевых добывающих скважин происходит частичное восстановление давления.

С целью возможной организации системы ППД на залежи проанализирован весь фонд ликвидированных скважин и скважин, находящихся в консервации и в бездействии, выбраны наиболее подходящие для закачки воды шесть приконтурных скважин.

В связи с этим, в начале был рассмотрен вариант (вариант 2) с переводом под приконтурную закачку воды шести бездействующих скважин (№№ 1863, 1889, 1890, 1881, 9515, 9517). Затем для сопоставительных оценок рассмотрены дополнительно: вариант 3 (перевод под закачку двух скважин (№№ 1863, 9515)), вариант 4 (перевод под закачку двух скважин (№№ 1881, 9517)), вариант 5 (перевод под закачку двух скважин (№№ 1889, 1890)), вариант 6 (перевод под закачку одной скважины № 614), вариант 7 (перевод под закачку двух проектных скважин (№№ 1bsh, 2bsh)) и вариант 8 (перевод под закачку воды семи скважин (№№ 614, 1863, 1889, 1890, 1811, 9515, 9517)).

При рассмотрении вышеописанных вариантов авторами были учтены основные часто возникающие на практике проблемы организации заводнения [4, 5]:

- компенсация отборов закачкой в целом по участку может быть близка 100% и более, но при этом пластовое давление вблизи отдельных добывающих скважин может падать;
- влияние нагнетательных скважин на добычу нефти часто не соответствует ожиданиям;
- режимы работы нагнетательных скважин задаются интуитивно, основной критерий – максимум закачки воды вместо обеспечения максимума добычи нефти;
- гидродинамическое регулирование системами разработки используется недостаточно эффективно и без достаточного обоснования.

В случае возникновения этих проблем будут решены задачи количественного анализа эффективности систем заводнения, включая оценку участия каждой из нефтяных и нагнетательных скважин в процессах вытеснения.

Таким образом, анализ полученных результатов прогнозных технологических показателей разработки по всем вариантам показывает, что за прогнозный период (до 2059 г.) наибольшая величина конечного КИН достигается по варианту 4 и составляет 0,167 доли ед., в т.ч. за контрольный срок (2030 г.) – 0,081 доли ед. (рис. 2). Стоит также заметить, что за контрольный срок разработки КИНЫ по всем вариантам сопоставимы и изменяются от 0,076 до 0,081 доли ед., но к концу разработки КИНЫ уже заметно отличаются и находятся в пределах 0,151÷0,167 доли ед.

Причиной такого расхождения, по мнению авторов, является большая неоднородность объекта (рис. 1). При такой неоднородности закачиваемая нагнетательными скважинами вода, как правило, обходит малопроницаемые прослои, и вытеснение нефти из них происходит с опозданием или образуются застойные зоны. При такой обычной технологии заводнения в геологически неоднородных пластах, фактически, значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях, зонах или блоках остаётся неохваченной нагнетаемой водой [1].

С целью выяснения такого расхождения по каждому варианту были построены фильтрационные линии тока нефти на промежутки времени с 2028 по 2030 год.

Известно, что метод фильтрационных линий тока позволяет визуализировать структуру потоков флюидов и даёт немедленный «снимок» всей структуры потока и взаимодействия скважин между собой. Именно это отличает метод фильтрационных линий тока от традиционных сеточных методов, которые способны дать только последовательность изменений полей насыщенности во времени. Очевидное преимущество метода фильтрационных линий тока перед другими методами моделирования – лёгкая визуализация структуры потоков флюидов в моделях нефтяных резервуаров. Это чрезвычайно полезно для анализа и оптимизации процессов заводнения [1, 4, 5].

По картам фильтрационных линий тока легко выявляются застойные зоны, а также оцениваются технологические эффекты от планируемых геолого-технологических мероприятий в виде смены точек нагнетания воды.

Анализ фильтрационных линий тока нефти по варианту 2 с организацией системы ППД путём закачки воды в шесть приконтурных нагнетательных скважин показал, что не все нагнетательные скважины одинаково вносят вклад в оптимизацию системы ППД.

Известно, что важнейшей задачей оптимизации системы заводнения является оценка эффективности нагнетательных скважин и их классификация. В результате такого анализа и классификации по варианту 2 выделены наиболее эффективные нагнетательные скважины, которыми являются скважины № 1881 и № 9517.

Таким образом, можно утверждать, что организация системы ППД путём закачки воды в пласт с использованием двух скважин № 1881 и № 9517 позволила:

- произвести перераспределение объёмов закачки в пользу высокоэффективных добывающих скважин;
- выявить добывающие скважины, в которых источниками обводнения являются нагнетательные скважины, и оценить вклад каждой из нагнетательных скважин в обводнение.

Таким образом, по результатам проведённых прогнозных технологических расчётов разработки карбонатной залежи Южно-Нурлатского месторождения получено, что наиболее приемлемым является вариант 4, который предусматривает организацию системы ППД путём закачки воды в пласт двух скважин № 1881 и № 9517. По данному варианту за весь срок разработки (до 2059 г.) будет отобрано 385,2 тыс. т нефти и 1862,0 тыс. т жидкости (рис. 3).

По результатам полученных технологических показателей рассмотренных вариантов проведена оценка относительного изменения накопленной добычи нефти по сравнению с вариантом без закачки воды.

На рис. 4 приведено распределение относительного изменения в накопленной добыче нефти и жидкости по вариантам разработки по сравнению с вариантом без закачки.

Из рисунка можно заметить, что по предлагаемому к промышленной реализации варианту относительное изменение накопленной добычи нефти составит 3,4%, тогда как по другим вариантам, оно изменяется от минус 0,12% до минус 6%.

## **Выводы**

1. При организации системы ППД необходимо учитывать основные часто возникающие на практике проблемы организации заводнения:

- компенсация отборов закачкой в целом по участку может быть близка к 100% и более, но при этом пластовое давление вблизи отдельных добывающих скважин может падать;

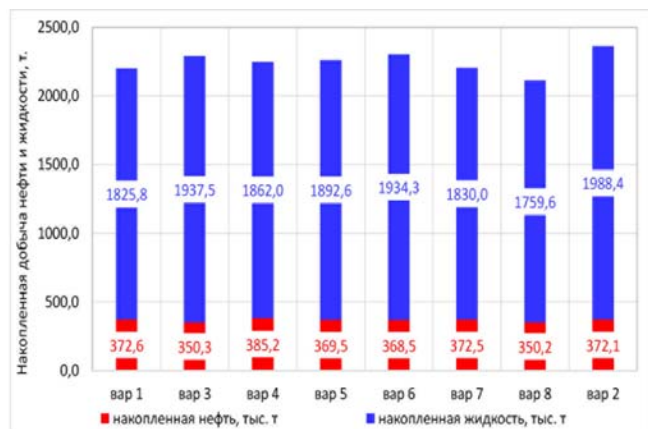


Рис. 3. Распределение накопленной добычи нефти и жидкости по вариантам разработки.

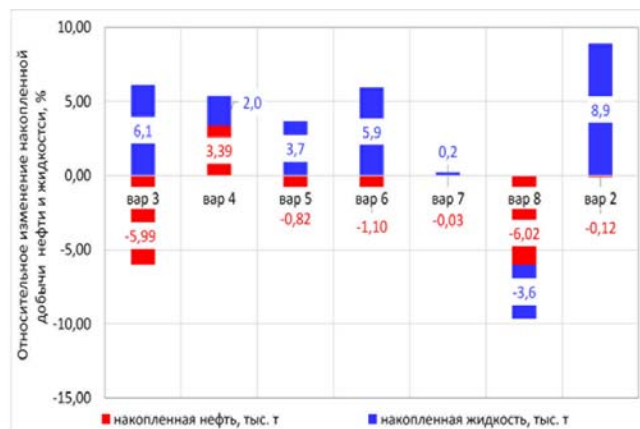


Рис. 4. Распределение относительного изменения в накопленной добыче нефти и жидкости по вариантам разработки по сравнению с вариантом без закачки.

- влияние нагнетательных скважин на добычу нефти часто не соответствует ожиданиям;
- режимы работы нагнетательных скважин задаются интуитивно, основной критерий – максимум закачки воды вместо обеспечения максимума добычи нефти;
- гидродинамическое регулирование системами разработки используется недостаточно эффективно и без достаточного обоснования.

2. По результатам численных расчётов получено, что при высокой неоднородности закачиваемая нагнетательными скважинами вода, как правило, обходит малопроницаемые прослои, и вытеснение нефти из них происходит с опозданием или образуются застойные зоны. При такой обычной технологии заводнения в геологически неоднородных пластах, фактически, значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях, зонах или блоках остаётся неохваченной нагнетаемой водой.

3. Для анализа и оптимизации процессов заводнения необходимо применять метод фильтрационных линий тока, который позволяет визуализировать структуру потоков флюидов и получить немедленный «снимок» всей структуры потока и взаимодействия скважин между собой. Очевидное преимущество метода фильтрационных линий тока перед другими методами моделирования – лёгкая визуализация структуры потоков флюидов в моделях нефтяных резервуаров.

4. По результатам численных расчётов построены карты фильтрационных линий тока нефти на залежи Южно-Нурлатского месторождения, по которым выявлены застойные зоны и оценены технологические эффекты от планируемых геолого-технологических мероприятий в виде смены точек нагнетания воды.

5. Организация системы ППД путём закачки воды в пласт с использованием двух скважин № 1881 и № 9517 позволила:

- произвести перераспределение объёмов закачки в пользу высокоэффективных добывающих скважин;
- выявить добывающие скважины, в которых источниками обводнения являются нагнетательные скважины, и оценить вклад каждой из нагнетательных скважин в обводнение.

## Литература

1. *Хахимзянов И.Н.* Наука и практика применения разветвлённых и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений [Текст]/И.Н. Хахимзянов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, А.И. Никифоров. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. – 2011. – 320 с.
2. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи: учеб. пособие/В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, В.Г. Щербинин, Ю.Н. Ягафаров, Ш.Х. Султанов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – 145 с.
3. *Хахимзянов, И.Н.* Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана [Текст]/ И.Н. Хахимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров, Д.А. Разживин, Д.Т. Киямова. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. – 2014. – 250 с.
4. *Хахимзянов, И.Н.* Вопросы подбора оптимального давления нагнетания для небольших залежей в терригенных отложениях на примере Южно-Нурлатского месторождения с использованием геолого-технологического моделирования / И.Н. Хахимзянов, И.Н. Музоваткин, Р.Р. Шамсутдинова. Сборник научных трудов ТатНИПИ-нефть. Выпуск № ХС. – Набережные Челны: ООО «Экспозиция Нефть Газ». – 2022. – 292 с.
5. *Хахимзянов, И.Н.* Поиск технологии для повышения коэффициента нефтеизвлечения на терригенных отложениях бобриковского горизонта Южно-Нурлатского месторождения / И.Н. Хахимзянов, О.И. Хахимзянова, Л.В. Зацарина, Р.Р. Шамсутдинова. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск № ХС. – Набережные Челны: ООО «Экспозиция Нефть Газ». – 2022. – 292 с.

# ОЦЕНКА РЕАЛИЗАЦИИ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ И НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Л.И. Зинатуллина

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва, zinatullina@ipng.ru

Область исследований – нижне-среднеюрские и доюрские (триасовые, палеозойские) отложения Ямальской и запада Гыданской НГО (рис. 1).

Глубокие горизонты севера Западной Сибири на сегодняшний день глубоким бурением изучены слабо, однако на некоторых площадях получены промышленные притоки, а залежи поставлены на государственный баланс. Для того, чтобы исследовать возможности нефтематеринских пород исследуемой территории, проведено бассейновое моделирование на основе имеющихся данных.



Рис.1. Обзорная карта исследуемого региона.

В пределах территории исследования, помимо Новопортовского месторождения, комплекс изучен бурением на Усть-Юрибейской, Восходной, Мало-Ямальской площадях.

Палеозойские отложения вскрыты на девяти площадях, в основном на юге, на глубинах от 900 м на юге (Сюняй-Салинская площадь) до 3,4–4,0 км на севере (Бованенковская площадь). На Новопортовском месторождении, в карбонатных отложениях палеозоя выявлены залежи газа [4-5].

По данным бурения залежи нижнеюрских отложений представлены сложнопостроенными структурно-литологическими и структурно-тектоническими ловушками с зачастую низкими ФЕС коллекторов [6].

Песчаные пласты-коллекторы средней юры вскрыты на Бованенковском (ЮЯ<sub>2-3</sub>, ЮЯ<sub>6</sub>, ЮЯ<sub>7</sub>) месторождении и содержат газоконденсатные залежи. Ожидаемый тип залежей антиклинальный, а также неструктурный, с литологическими экранами [7-9].

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов проанализированы карты по показателям – отражательной способности витринита и степени преобразованности ОВ. Оценён нефтегазообразующий потенциал разреза. В целом, чем меньше зрелость ОВ, тем менее реализован генерационный потенциал НГМТ.

Геологическое строение и нефтегазоносность глубоких горизонтов в регионе изучалось Скоробогатовым В.А., Бочкаревым В.С., Брехунцовым А.М., Дмитриевским А.Н., Шустером В.Л., Плесовских И.А., Монастыревым Б.В., Дзюбло А.Д. и другими. Вопрос о перспективности этого интервала остается открытым. В докладе автором сделана попытка оценить перспективы нефтегазоносности отложений глубоких горизонтов Карско-Ямало-Гыданского региона нефтегазонакопления на современном уровне изученности при ограниченном наборе исходных данных [4-5].

Оценка генерационного потенциала проведена на основе, проведённых ранее, палеотектонического, тектонического, температурного и литолого-фациального анализов (рис. 2) [2-3].



Система	Отдел	Ярус	Свита (толща) Индекс ОГ	Мощность, м	Литологическая колонка	Описание			
Юрская	нижний	батский	абалакская	165-175		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями иктиофауны, раковин пеллиципид, аммонитов, ростров бивальмитов, с прослоями известняков.			
			малышевская	80 - 160		Глины темно-серые (серые) с единичными маломощными прослоями доломитов, алевролитов и песчаников.			
Юрская	средний	плинсбахский	леонтьевская	70 - 100		Глины серые и темно-серые (до черных), тонкоомученные алевролиты, на разных уровнях содержат как нормально морскую фауну так и включения углистого детрита			
			вымская	130 - 180		Песчаники светло-серые, серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые, с глинистым и карбонатным цементом, с прослоями глинистых гравелитов, с многочисленными отпечатками растений по поверхностям напластования с подчиненными слоями глин зеленовато-серых, алевролитических и алевролитов серых, мелкозернистых, полимиктовых.			
			лайдинская	25 - 40		Глины алевролитические и тонкоомученные, с полурасовым изломом, с пиритизированными водорослями, редкими углистым детритом.			
			джангодская	50 - 400		Песчаники серые и зеленовато-серые, переслаивающиеся с глинистыми алевролитами и аргиллитоподобными глинами, с включениями обуглившихся растительных остатков			
			левинская	100 - 150		Глины тонкоомученные алевролиты с маломощными прослоями темно-серых разнозернистых глинистых песчаников. Присутствуют обрывки водорослей.			
			зимняя	350		Нерасчлененные песчаники и алевролиты, песчаники светло-серые и зеленовато-серые, средне-мелкозернистые, алевролиты с включениями гальки кварца, растительного детрита, углей.			
			синемюрский				Переслаивание темно-серых и серых аргиллитоподобных глин, тонкоомученных, с маломощными прослоями алевролитов и песчаников. Присутствуют фрагменты нормально морской фауны.		
			геттангский				Песчаники разнозернистые, в нижней части - грубозернистые, гравелиты, конгломераты, с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин, обогащенных в той или иной степени растительным детритом, конкрециями пирита, сидерита. В верхней части встречаются обломки раковин двустворок.		
			Юрская	верхний	берриасский	баженовская	30 - 40		Глины черные, темно-коричневые и темно-серые в разной степени битуминозные с включениями иктиофауны, раковин пеллиципид, аммонитов, ростров бивальмитов, с прослоями известняков.
						ахскайская	> 2000		Клиноформенный комплекс с локально развитыми эвмиевскими песчано-глинистыми толщами, представленный глинами темно-серыми до черных, в различной степени алевролитическими, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В верхней части развита серия песчаных пластов БЯ, (нейтинская толща).
валанжинский							Переслаивание песчаников, алевролитов и глин.		
готеривский							Песчаники серые и светло-серые, преимущественно олигомиктовые, в крупнозернистых частях полимиктовые (кварцевые гравелиты), с глинистым, реже карбонатным цементом. Они формируют выдержанные песчаные тела, индексированные как пласты ТП, ТП, которые на Харасавэйской площади содержат основные запасы газа и конденсата. Алевролиты серые, темно-серые, мелкозернистые, глинистые, крепкие. Глины темно-серые до черных, алевролиты, известковистые, массивные, комковатые, реже - пластинчатые. Наиболее выдержанной является глинистая пачка, перекивающая пласт ТП, (нейтинская толща).		
барремский							Переслаивание песчаников, алевролитов и глин.		
аптский							Песчаники серые и светло-серые, средне-мелкозернистые, в различной степени алевролиты, слабо сцементированные. На разных уровнях встречаются прослои, обогащенные углестым материалом (до перехода в уголь), толщина которых достигает 4 м. В кровле свиты залегает регионально газоносные песчаные пласты ПК, ПК, толщиной до 30 м.		
альбский							Переслаивание песчаников, алевролитов и глин.		
сеноманский							Переслаивание песчаников, алевролитов и глин.		
Юрская	нижний-К	туронский				кузнецовская	>600		Глины темно-серые с коричневатым оттенком, аэрические, слюдистые, глауконитовые, с остатками раковин двустворок, стержнями пирита.
						березовская			Глины серые, темно-серые, прослоями опоксидные, с редкими прослоями опок.
			сантонский			Глины серые, темно-серые, слабо алевролиты, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов.			
			кампанский			Глины серые, темно-серые, слабо алевролиты, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов.			
			маастрихтский			Глины серые, темно-серые, слабо алевролиты, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов.			
Юрская	палеогеновая	палеоцен	тибейсалинская	<100		Пески серые, желтовато-серые, мелкозернистые, консолидированные, с растительными остатками, с прослоями алевролитовых глин.			
			люлинворская	120 - 230		Диатомовые глины серые, желтовато-серые, алевролиты.			
		Юрская	палеоцен	Юрская	Юрская	60 - 150		Пески с включениями гальки и гравия, глины, супеси, суглинки, в верхней части с пластами торфа.	

Рис. 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой территории.

Для того, чтобы проследить катагенетическую зональность органического вещества и оценить положение основных зон нефтегазогенерации (рис. 3), была использована модель расчета отражающей способности витринита Sweeney&Burnham (1990). В этой модели подразумевается зависимость процентного содержания отражающей способности витринита от температур. Этот показатель закономерно увеличивается в ходе термической эволюции. Выделяются следующие зоны:

- Незрелая зона, 0–0,55 Ro, %
- Зона ранней нефти, 0,55–0,7 Ro, %
- Основная нефтяная зона, 0,7–1 Ro, %
- Зона поздней нефти, 1–1,3 Ro, %
- Зона жирного газа, 1,3–2 Ro, %
- Зона сухого газа, 2–4 Ro, %
- Зона перегретых пород >4 Ro, %

Тепловой прогрев территории происходил равномерно, осадочная толща прогревалась равномерно, в том числе ниже-среднеюрские отложения.

Исходя из проведённого анализа катагенетической зональности НГМТ нижнего этажа нефтегазоносности (рис. 3), в процессе геологической истории по мере накопления отложений и погружения осадочного чехла, отложения НГМТ проходят различные стадии катагенетических преобразований и начинают входить в зоны генерации нефти и газа и газоконденсата. Большую роль в этих процессах играет устойчивое прогибание бассейна осадконакопления, которое предопределяет погружение ОВ в более жёсткие термобарические условия, при которых кероген начинает реализовывать свой генерационный потенциал.

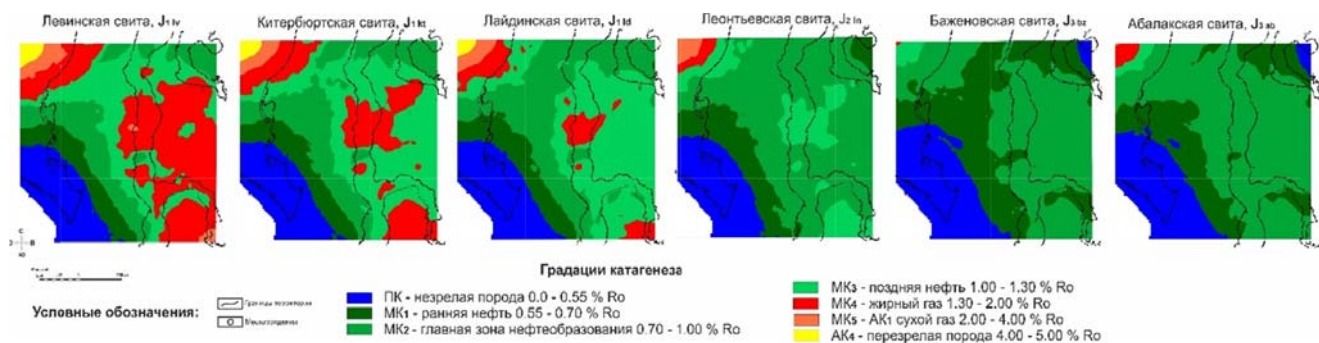


Рис. 3. Карта-схема распределения областей зрелости НГМТ нижне-среднеюрских отложений Карско-Ямало-Гыданского региона нефтегазоаккумуляции (составлена Зинатуллиной Л.И. по материалам [2, 4] 2023 г.).

Нижнеюрские и триасовые отложения в районе Карского моря – это наиболее погруженная часть исследуемой территории – полностью исчез палигенерационный потенциал. В районе Средне-Ямальской мегатеррасы видим генерацию конденсата и сухого газа. В районе Нурминского мегавала и Нерутояхинского прогиба наблюдается также генерация конденсата и сухого газа и частично нефти. В пределах Гыданской НГО нижнеюрские и триасовые отложения залегают глубже относительно Ямальской НГО. Наиболее интенсивные процессы генерации наблюдаются в пределах глубоких впадин за счёт устойчивых прогибаний осадочного бассейна.

Отложения левинской свиты ( $J_{1lv}$ ) на Южно-Ямальском и Нурминском мегавале в стадии катагенеза  $MK_{4-5}$ , что говорит о том, что они находятся в зоне газогенерации и являются потенциально газопроизводящими.

Отложения китербютской свиты ( $J_{1kt}$ ) по степени преобразованности керогена вошли в главную зону нефтеобразования.

Генерационный потенциал лайдинской свиты ( $J_{1ld}$ ) полностью реализован в пределах Харасавэйского поднятия. Однако отложения свиты Нурминского мегавала и большей части Гыданской НГО находятся на завершающей стадии нефтегенерации – градация катагенеза  $MK_{3-4}$ . Отложения Геофизического мегавала в начале газогенерации  $MK_4$ . Отложения лайдинской НГМТ преимущественно газопроизводящие.

Леонтьевская свита ( $J_{2ln}$ ). На Южно-Ямальском мегавале и северной части Нурминского мегавала отложения по катагенетической преобразованности вошли в ГЗН и в зону генерации ранней нефти. На южной части Нурминского мегавала, а также Восточно-Бованенковском поднятии отложения тяготеют к стадии образования поздней нефти. В пределах Харасавэйского поднятия отложения обладают высокой степенью преобразованности ( $MK_4$ ), что характерно для генерации жирного газа.

Для выявления степени реализации нефтематеринского потенциала рассмотрен показатель TR (Transformation Ratio – коэффициент трансформации, %), отражающий отношение реализованного потенциала керогена (сгенерированное количество УВ) к общему потенциалу нефтематеринской породы (количество УВ, которое способна генерировать осадочная толща) [1].

На рис. 4 изображены модели, отражающие степень реализации генерационного потенциала ОВ отложений нижнеюрских левинской, китербютской, лайдинской свит, среднеюрских – леонтьевской и верхнеюрских – абакской и баженовской свит к настоящему времени. Кинетический спектр соответствует типу керогена органического вещества.

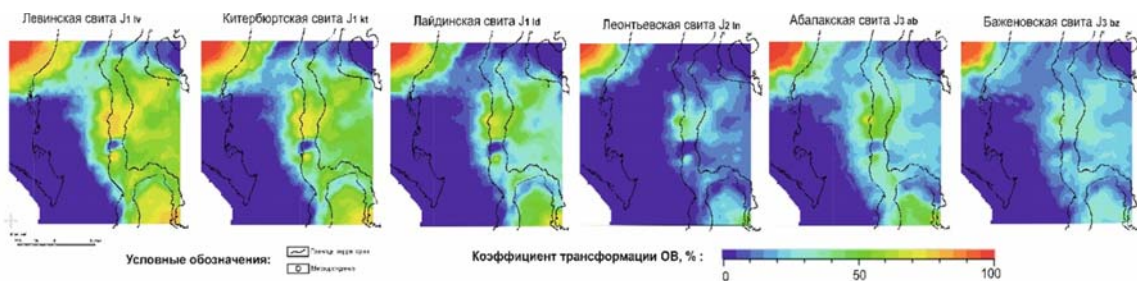


Рис. 4. Карта-схема распределения степени преобразованности ОВ (коэффициент трансформации – TR, %), (составлена Зинатуллиной Л.И. по материалам [1-4,6] 2023 г.).

По площади генерация развита неравномерно. Важно отметить, что процентное значение зрелости органического вещества не зависит от его содержания в породе.

Значение TR, % для нижнеюрских нефтегазоматеринских пород (левинская, китербюртская, лайдинская) составило 74%. По результатам моделирования нижнеюрские нефтематеринские отложения обладают зрелым органическим веществом и реализовали свой нефтегенерационный потенциал на 70–75% на большей части территории, за исключением юго-запада территории так как эта область имеет гораздо меньшие мощности, что согласуется с региональными данными.

Нефтематеринская леонтьевская толща среднеюрских отложений обладает зрелым органическим веществом в большей части бассейна. Степень выработанности в акваториальной части Пухучанской впадины на глубине 7295 метров составляет 90 %. В области Средне-Ямальской мегатеррасы степень выработанности находится в диапазоне 80–62%. В районе Нурминского мегавала индекс TR (%) варьирует от 81% до 31%. И в области Юрибейской моноклинали, Поетаяхинского мегавала и Припайхойской моноклинали максимальная степень выработанности составляет всего лишь 6% из-за недостаточной глубины погружения и мощности осадочных отложений.

Области Средне-Ямальской мегатеррасы, Геофизического и Нурминского мегавала являются зонами преимущественной генерации газообразных УВ, а в Юрибейской моноклинали, Поетаяхинского мегавала и Припайхойской моноклинали органическое вещество является недостаточно зрелым для генерации УВ.

В результате проведенных исследований выявлены перспективные зоны по наиболее важным при формировании нефтегазоносных скоплений в глубокозалегающих отложениях геолого-геохимическим показателям. Таким образом, на территориях со слабой изученностью подобный подход оценки перспектив нефтегазоносности позволяет оценить направления поисково-разведочных работ и выявить первоочередные перспективные объекты.

\* Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3.

## Литература

1. Анализ углеводородных систем: теория и практика / Под ред. Хафизова С.Ф. – М.: Краснодар. – 2019. – 200 с.
2. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах. Сб.: Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. – Пермь. – С. 201–202. – 2000.
3. Бурштейн Л.М., Высоцкий В.И., Габриэлянц Г.А. и др. Главный редактор: Мельников П.Н. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017. Масштаб 1:5000 000. Составители: Афанасенков А.П., Брехунцов А.М., ФГБУ «ВНИГНИ». – Москва. – 2021.
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 261 с.: илл. ISBN 5-8365-0262-5.
5. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: Недра-Бизнесцентр. – 2003. – С. 352.
6. Шишкин М. А., Файбусович Я. Э., Шкарубо С. И., Назаров Д. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Западно-Сибирская. Лист R-42 – пов Ямал. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 366 с.
7. Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И. Особенности перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной-Сибири. «Экспозиция Нефть Газ». – 2018. – № 2. – С. 18–20.
8. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности Юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири. «Георесурсы». – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 2. – С. 337–345.
9. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках. «Георесурсы». – 2021. – 23(1). – С. 30–41. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

## СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ С ИНТЕНСИВНЫМ ПОГЛОЩЕНИЕМ ЖИДКОСТИ ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ

Р.М. Зейналов<sup>1</sup>, Ю.А. Ибрагимов<sup>2</sup>, Э.А. Кязимов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», г.Баку, Rustam.Zeynalov@socar.az

<sup>2</sup> SOCAR, Управление по обучению, тренингу и сертификации, г.Баку, yusif.ibrahimov1954@gmail.com

<sup>1</sup>SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», г.Баку, Elchin.Kazimov@socar.az

В призабойной зоне скважин, эксплуатирующих рыхлые, слабо цементированные пласты, в результате длительной их эксплуатации и большого отбора жидкости и песка образуются каверны и каналы резко повышающие поглотительную способность скважины. В таких скважинах по мере ввода цементного раствора вначале будут заполняться пустоты, являющиеся путями наименьшего сопротивления движению. Для успешной изоляции посторонних вод надо добиваться условий для создания высоких давлений при продавке цементного раствора за колонну [1].

Для цементирования под давлением имеется много способов, которые имеют свои особенности применения, но в основном используют следующие разновидности:

- цементирование под давлением через заливочные трубы с последующим разбуриванием цементного стакана;
- цементирование под давлением через заливочные трубы, наращиванием их и с вымыванием цементного раствора из скважины;
- комбинированный способ цементирования под давлением.

Классический, т.е. широко применяемый способ все таки является – цементирование под давлением через заливочные трубы с последующим разбуриванием цементного стакана. Как известно, в этом способе заливочные трубы устанавливают на 5–15 м выше верхних отверстий фильтра или дефекта в колонне и через них закачивают цементный раствор, когда продавливаемой продавочной жидкостью столб цементного раствора по расчёту достигает нижнего конца заливочных труб, задвижку затрубного пространства на трубной головке фонтанной арматуры закрывают и продавливают цементный раствор в отверстия фильтра. Обратный промывкой вымывают излишки цементного раствора, после чего приподнимают заливочные трубы на безопасную высоту, при которой исключается возможность их прихвата. Скважину оставляют в покое на срок, необходимый для твердения цемента (ОЗЦ). После разбуривают цементный стакан.

В процессе закачки и продавки в НКТ, в зависимости от условий призабойной зоны, часть цементного раствора поглощается пластом, а часть поднимается в затрубное пространство скважины.

Для достижения возможности регулирования процесса, надо создать безопасное условие цементирования и этим главным условием является частичное восстановление циркуляции. В противном случае, как было отмечено выше, поднявшийся в затрубное пространство цементный раствор является потенциальной опасностью, грозящей прихватом заливочных труб.

С целью выявления частичной (или полной) циркуляции перед цементированием под давлением ведутся подготовительные работы, связанные с проверкой скважины заключающиеся в определении интенсивности поглощения. Для этого ведутся работы в следующей последовательности:

1. Цементировочные трубы (НКТ) устанавливают на 5–15 м выше верхних отверстий фильтра или дефекта в колонне и через них закачивают промывочной жидкостью (вода) на повышенной передаче (скорости) цементировочного агрегата. Фиксируют время появления (восстановления) частичной циркуляции ( $T_{\text{цир}}$ ) в скважине. Переходом на нижние передачи (а также постепенно уменьшая обороты двигателя), уменьшая производительность насоса определяют присутствие циркуляции до потери циркуляции. Выявляют минимальную производительность насоса для сохранения циркуляции после появления циркуляции. Для уточнения интенсивности поглощения через некоторое время (0,5–1 час) данный процесс повторяется. Этим же определяют динамику поглощения.

2. По расчёту определяют объём цементировочных труб ( $V_{\text{ц.т.р.}}$ ) и продолжительность закачивания этого объёма на максимально допустимой производительности насоса для данного процесса.

После определения этих параметров цементирование под давлением производится в зависимости от величин  $T_{\text{цир}}$  и  $T_{\text{ц.з.тр.}}$ .

**1. Время восстановления частичной циркуляции, меньше (равно) времени продолжительности закачивания объёма цементировочных труб,  $T_{\text{цир}} \leq T_{\text{ц.з.тр}}$**

В этом случае столб цементного раствора при достижении нижнего конца заливочных труб, в связи восстановлением циркуляции промывочной жидкости в скважине, возможность перехода цементного раствора из трубного пространства в затрубное пространство исключается и закрытием задвижки затрубного пространства, цементный раствор через отверстия фильтра полностью продавливается из цементировочных труб в пласт не превышая регламентированного давления на эксплуатационную колонну (рис. 1 а).

**2. Время восстановления частичной циркуляции, больше времени продолжительности закачивания объёма цементировочных труб,  $T_{\text{цир.}} > T_{\text{п.з.тр.}}$**

В этом случае столб цементного раствора при достижении нижнего конца заливочных труб, ввиду не восстановления циркуляции промывочной жидкости, т.е. не выхода промывочной жидкости из затрубного пространства на устье скважины и продолжением закачивания продавочной жидкости, часть цементного раствора поглощается пластом и за счёт создания некоторого сопротивления при продавливании, часть цементного раствора направляется в сторону циркуляции – в затрубное пространство, в котором имеется пустота в связи низким уровнем столба жидкости. В это время независимо от положения (открыто или закрыто) задвижки затрубного пространства, часть цементного раствора поднимается в затрубном пространстве выше от нижнего конца заливочных труб до момента прекращения закачки продавочной жидкости в расчётном объёме (рис. 1 б).

При очень сильных поглощениях – закачиванием 1,5 кратного и более объёма цементировочных труб и не появления циркуляции, в котором единственным показателем операции является повышение давления при нагнетании жидкости. Это указывает на подъём уровня столба жидкости в затрубном пространстве, которая сопровождается (ощущается) интенсивным выходом воздуха. В этом случае вероятность подъема в затрубном пространстве цементного раствора ещё больше. В итоге возможность регулирования и контроль над процессом полностью теряется.

Для вытеснения из затрубного пространства цементного раствора в пласт, при закачивании в затрубное пространство продавочной жидкости в объёме, почти равном объёму цементного раствора, при закрытом положении задвижки трубного пространства не всегда даёт положительный результат, т.к. повышением давления до допустимого для данной эксплуатационной колонны, полностью вдавить цементный раствор в пласт не удаётся, продавливание прекращается. Для промывки из затрубного пространства оставшегося цементного раствора, задвижка трубного пространства открывается и продавливание через затрубное пространство продолжается. В зависимости от уровня цементного раствора поднятого в затрубном пространстве, иногда удаётся продавить и вымыть из скважины цементной раствор. Имеются случаи, когда с повышением давления восстановить циркуляцию и вымыть цементный раствор не удаётся, далее при подъёме заливочных труб, с повышением растягивающей нагрузки, цементировочные трубы оказываются прихваченными в цементе. Были случаи, когда обратной промывкой восстановить циркуляцию удавалось (после продавки даже нормализовалось давление промывки), но цементировочные трубы все-таки оказывались прихваченными в цементе, т.к. циркуляция была односторонняя (преимущественно в наклонных скважинах).

Ликвидация поглощений буровых и тампонажных растворов возникающих в процессе строительства скважин, является одним из наиболее сложных и материалоемких видов осложнения. Для борьбы с поглощениями при бурении, широко используются три технологические схемы ликвидации поглощений:

- закачивание в зоны ухода раствора тампонажных смесей;
- намыв в эти зоны инертных наполнителей;
- намыв наполнителей с последующим закачиванием тампонажных смесей [2].

В отличие от строительства скважин, где целью является ликвидировать зону поглощения для продолжения буровых работ, в практике ремонтно-изоляционных работ (РИР) в скважинах предварительно вводят в пласт песок, глинистый раствор, гель-цемент, волокнистый цемент, применяют быстротсхватывающиеся цементные смеси и т.д.

Ввод в пласт песка обычно производят в не глубоких скважинах, т.к. не всегда удаётся прокачать его через заливочные трубы в глубоких скважинах. Цементирование с предварительной глинизацией пласта применяют только при изоляции тех пластов, которые в дальнейшем не будут эксплуатироваться. Применение быстротсхватыва-

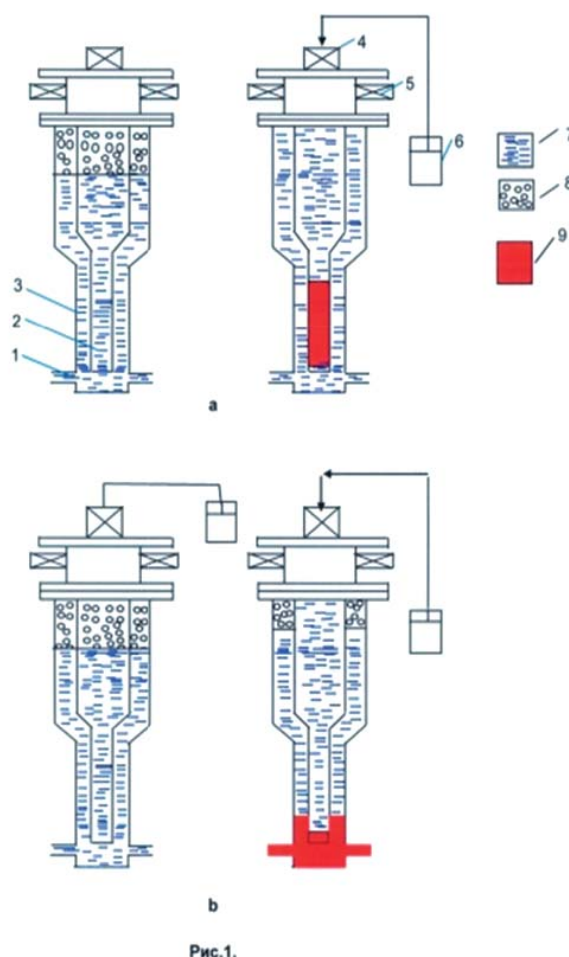


Рис. 1. Зависимость времени восстановления частичной циркуляции от времени продолжительности закачивания объёма цементировочных труб:

$$a - T_{\text{цир.}} \leq T_{\text{п.з.тр.}} ; b - T_{\text{цир.}} > T_{\text{п.з.тр.}}$$

- 1 – фильтр; 2 – трубное пространство; 3 – затрубное пространство; 4 – задвижка трубного пространства; 5 – задвижка затрубного пространства; 6 – первый цементировочный агрегат; 7 – вода; 8 – воздух; 9 – цементный раствор.

вающихся цементных смесей, которые приготавливаются на базе тампонажных цементов с введением в жидкость (воду) затворения некоторого количества ускорителей процессов структурообразования (схватывания) растворов. Такие системы отличаются определёнными преимуществами, однако во всех случаях все тампонажные растворы должны быть проверены в лаборатории, в условиях, близких к существующим в скважине.

Для сухих быстротсхватывающихся смесей в качестве ускорителей могут быть использованы сухие в исходном состоянии вещества: хлористый кальций, хлористый калий, хлористый натрий, карбонат калия, гипс и ряд других. Однако, все хлорсодержащие вещества и карбонат калия рекомендуются к использованию при отрицательных или небольших положительных температурах, хлористый натрий применяется для тампонирувания солевых отложений, хлористый калий существенно повышает вязкость раствора. Из всех указанных типов достаточно эффективным и недорогим ускорителем схватывания является гипс.

При твердении гипсовый раствор и камень расширяются. По данным Ю.М.Бутта, расширение ещё незатвердевшего гипсового раствора составляет 1% [3]. И это в какой-то мере относится и к гипсоцементным растворам.

Наличие минералов цементного клинкера способствует наращиванию прочности гипсоцементного камня при твердении в водных условиях, что выгодно отличает гипсоцементные смеси от гипсовых растворов. Гипсоцементные растворы обладают коротким периодом перехода от тиксотропной коагуляционной структуры к прочной конденсационно-кристаллизационной структуре и поэтому они могут быть рекомендованы для перекрытия крупнокаверновых и сильнотрещиноватых поглощающих участков ствола скважины.

Гипсоцементные растворы приготавливают смешиванием гипса и тампонажного цемента в сухом виде с последующим затворением полученной смеси или смешиванием раствора гипса затворенного на растворе замедлителя и раствора тампонажного цемента.

В данном способе гипсоцементный раствор приготавливают смешиванием гипса и тампонажного цемента в сухом виде последующим затворением полученной смеси. В:Ц соотношение 0,6.

Особенность тампонажных растворов на основе чистого высокопрочного или строительного гипса заключается в высокой скорости набора ранней прочности камня. Главный же недостаток – практическая нестойкость к различным видам солевой агрессии и низкая конечная прочность камня. Гипсоцементный раствор, состоящий из тампонажного цемента и гипса почти устраняет указанный недостаток. Для регулирования реологических свойств тампонажных растворов указанной основе можно применять химические реагенты или изменять соотношение твердых фаз [4].

Под гель-цементами принято понимать пастообразные растворы, состоящие из цемента и глины (бентонита). Часто их готовят затворением цемента глинистым раствором или водой с некоторым содержанием бентонита. Чтобы снизить давление на пласты при борьбе с поглощениями применяют тампонажные растворы пониженной плотности. Глинистые материалы и смеси их с водой практически во всех случаях способствуют снижению механической прочности цементного камня. Исключения составляют случаи введения в цементный раствор (или цемент) небольших количеств порошкообразной глины, которое уменьшает водо-цементное отношение.

Гельцементные растворы готовят при водо-цементном отношении 0,7-0,8, т.к. при меньших количествах воды их трудно прокачать насосами. Полученный раствор имеет пониженную плотность, характеризуется наличием прочной структуры и затвердевает в камень. При приготовлении растворов пресную воду желательно обрабатывать карбонатом натрия и каустической содой. Затем к воде добавляют бентонит из расчёта 25–30 кг/м<sup>3</sup> и дают ему распуститься. Отличительной особенностью гель-цемента является его способность незначительно проникать в трещины и поры, не расплывается и быстро схватывается, что объясняется большим углом естественного откоса и высоким статическим напряжением сдвига. Он утолщенной массой остаётся вблизи ствола скважины. При применении гель-цемента в затрубном пространстве получается цементный сальник небольшой плотности, перфорирование которого не представляет трудностей.

Стабильными структурно-механическими свойствами обладают тампонажные растворы, приготовленные из смеси, состоящей из тампонажного цемента (70%), глинопорошка (30%) и добавки к ним сернистого глинозема (< 6%). Эти тампонажные растворы имеют широкий диапазон реологических характеристик и удовлетворяют требованиям качественной изоляции зон поглощений.

После определения динамики поглощения и уточнения времени восстановления (или не восстановления) частичной циркуляции, которое больше времени продолжительности закачивания объёма цементировочных труб ( $T_{цир.} > T_{п.з.тр.}$ ), устье скважины и цементировочные агрегаты обвязываются по схеме, представленной на рис. 2.

Установленный на крестовике (3) задвижка (4) обвязывается вторым цементировочным агрегатом (6). Во время цементирования для возможности визуального наблюдения выходящего воздуха и воды в случае появления циркуляции из затрубного пространства, задвижка (2) установленная на крестовике с противоположенной стороны обвязывается поднятой и расположенной вертикальном положении цементировочной трубой – стояком (1) (рис. 2, фиг. 1). Нижний конец цементировочных труб устанавливают на 5–15 м выше верхних отверстий фильтра скважины.

Приготовленную порцию в определённом объёме гипсоцементного раствора и последовательно глиноцементный раствор закачивают первым цементировочным агрегатом (5) через заливочные трубы и продавливают продавочной жидкостью в трубы. С началом закачки первого цементировочного агрегата, одновременно вторым цементировочным агрегатом (6) закачивают продавочную (промывочную-воду) жидкость в затрубное простран-

ство, для заполнения пустоты в этом пространстве (рис. 2, фиг. 2). По мере заполнения пустоты в затрубном пространстве, со стояка ускоряющейся интенсивностью выходит воздух. В связи с сильным поглощением, гипсоцементный раствор со своей тяжестью продавливается в пласт (возможно и часть глиноцементного раствора) и к моменту достижения столба глиноцементного раствора нижнего конца заливочных труб (рис. 2, фиг. 3), ввиду частичного восстановления циркуляции промывочной жидкости (выхода со стояка воды), закачку вторым цементировочным агрегатом прекращают, обе задвижки затрубного пространства закрывают и на минимальной производительности насоса продавливают глиноцементный раствор в отверстия фильтра.

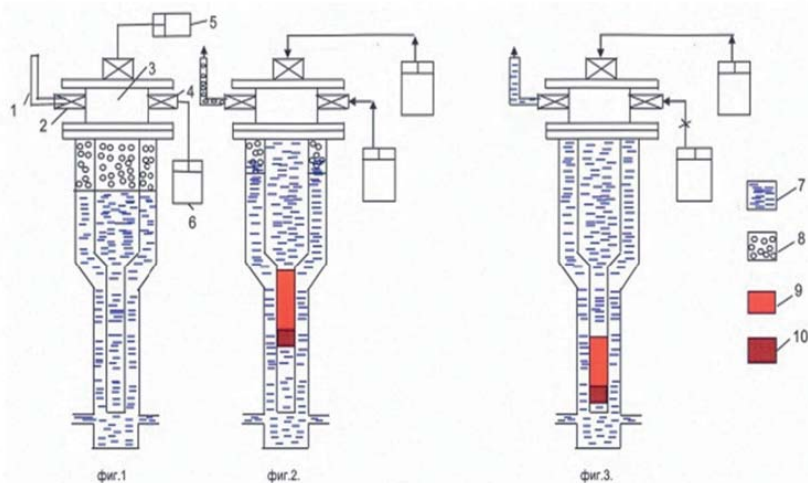


Рис.2.

Рис. 2. Усовершенствованный способ цементирования с применением специальных растворов в скважинах с сильным поглощением жидкости:

- 1 – стояк; 2, 4 – задвижки затрубного пространства; 3 – крестовик; 5 – первый цементировочный агрегат; 6 – второй цементировочный агрегат; 7 – вода; 8 – воздух; 9 – гипсоцементный раствор; 10 – глиноцементный раствор.

Продавка глиноцементного раствора надо вести при минимальной подаче жидкости с периодическими остановами закачки для формирования прочной фильтрационной корки из откольтматировавшейся твердой фазы раствора. Продолжительность остановок зависит от интенсивности поглощения раствора, от одного до нескольких минут. Каждая очередная остановка стимулирует наращивание фильтрационной корки, вследствие чего каналы утечки сужаются. При этом наблюдается постепенный рост давления нагнетания, что способствует уплотнению фильтрационной корки. В некоторый момент каналы утечки оказываются перекрытыми фильтрационной коркой, на что указывает резкий рост давления нагнетания. Если достигнутое давление неустойчиво, то периодическим подкачиванием добиваются его стабилизации.

Цементы с пониженной водоотдачей обеспечивают формирование тонкой и прочной фильтрационной корки. Периодическими остановами процесса при низких скоростях нагнетания наращивание корки ускоряется. В конечном итоге, каналы утечки оказываются надежно изолированными.

Объемы и состав гипсоцементного и глиноцементного раствора определяется с учётом поглощающей способности скважины.

На скважинах в морских платформах ПО «Азнефть» было проведено цементирование под давлением данным способом.

Цементирование по усовершенствованной технологии, исключает или максимально ограничивает опасность прихвата цементировочных труб и создаёт возможность качественно проводить цементирование в сильно поглощающих скважинах.

## Литература

1. Амиров А.Д., Овнатанов С.Т., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – Москва: Изд-во «Недра». – 1975. – С. 247–248.
2. Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. Москва, Изд-во «Недра». – 1988. – С. 148–150.
3. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. – Москва: Изд-во «Недра». – 1982. – С. 230–232.
4. Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – Москва: Изд-во «Недра». – 1987. – С. 182–184.

## ПРИМЕНЕНИЕ ЁМКОСТНО-РЕЗИСТИВНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН

Р.А. Зинюков, С.К. Шангареева, С.А. Усманов, В.А. Судаков

Казанский (Приволжский) федеральный университет, zinyukov@mail.ru

При разработке зрелых нефтяных месторождений важной задачей является проведение анализа сложившейся системы заводнения, целью которого является принятие решений по проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) и регулированию закачки. На данный момент в мире при решении задач, связанных с анализом и оптимизацией системы заводнения, всё чаще отдаётся предпочтение упрощённым аналитическим моделям, в частности ёмкостно-резистивным моделям CRM (Capacitance Resistive Model), основанной на уравнении материального баланса и уравнении притока жидкости к скважине [1, 2]. Стоит отметить, что данный метод не требует создания полномасштабной 3D гидродинамической модели, а в качестве входной информации достаточно использовать данные по добыче и закачке. [3]

Целью работы являлось создание модуля экспресс-анализа взаимовлияния скважин на основе CRM-модели. В разрабатываемом модуле ёмкостно-резистивная модель реализована в виде модификации CRMP (рис. 1), представляющей функциональную зависимость дебита жидкости скважины от приемистости окружающих нагнетательных скважин и включающую одну добывающую скважину и все влияющие нагнетательные скважины, и описываемую формулой:

$$q(t_n) = q(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau}} + \sum_{i=1}^{N_{inj}} \sum_{k=1}^n f_i e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau}} \left(1 - e^{-\frac{t_{k+1}-t_k}{\tau}}\right) w_i(t_k),$$

где  $q(t_n)$  – дебит жидкости в  $t_n$  момент времени,  $f_i$  – коэффициент влияния  $i$ -ой нагнетательной скважины на добывающую,  $w_i(t_k)$  – приемистость  $i$ -ой нагнетательной скважины в момент времени  $t_k$ .

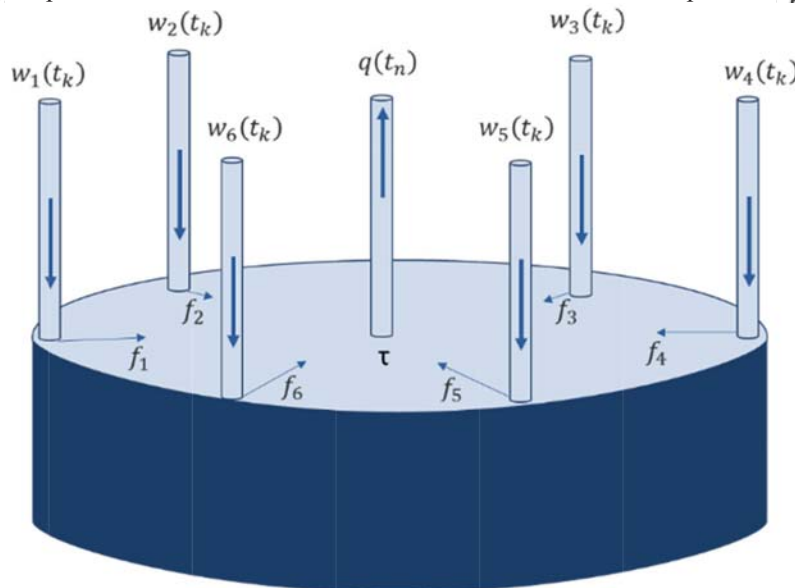


Рис. 1. Модель CRMP.

Неизвестные коэффициенты взаимовлияния скважин, которые являются настроечными параметрами модели, подбираются исходя из наилучшего совпадения с историей работы скважин.

В составе разрабатываемого программного комплекса можно выделить несколько базовых блоков:

### 1. Модуль формирования элементов заводнения

Вероятность взаимовлияния скважин, как правило, уменьшается с увеличением расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами. Данное ограничение реализовано в виде «маски» – матрицы с коэффициентами 0 и 1. расчёт коэффициентов матрицы-маски проводится по сетке Вороного.

### 2. Модуль оценки связанности скважин

На каждую дату для скважин находятся перфорированные пласты. Там, где нет пересечения по пластам, закачка считается равной нулю.

### 3. Модуль расчета коэффициентов влияния скважин

После обработки данных с использованием CRM-модели рассчитаются коэффициенты взаимовлияния, которые дают представление о том, какая усредненная доля закачки из конкретной нагнетательной скважины приходится на рассматриваемые добывающие скважины в ближайшем окружении.

Алгоритм работы модуля представлен на блок-схеме, изображенной на рис. 2.



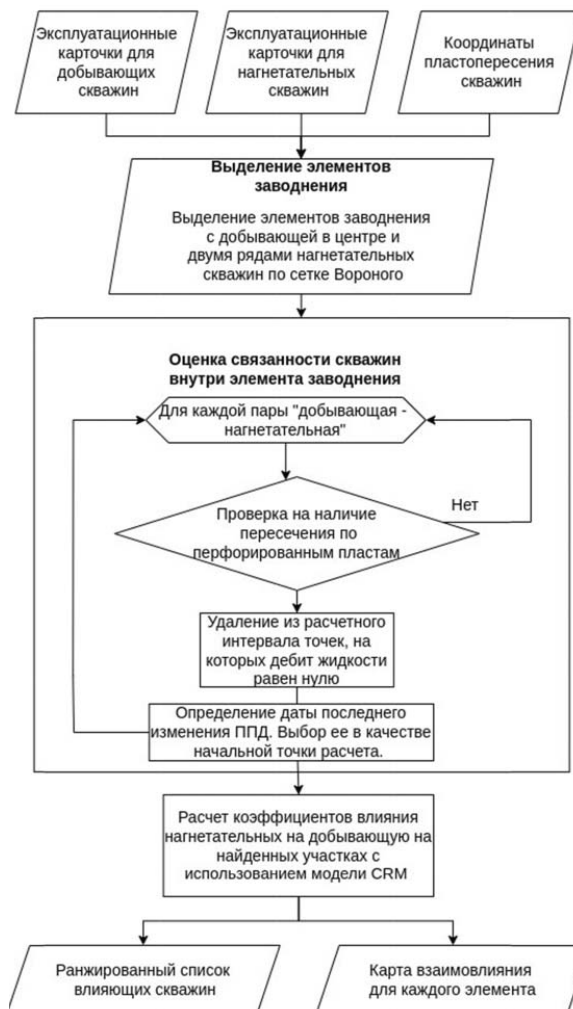


Рис. 2. Алгоритм работы модуля оценки взаимовлияния скважин.

По результатам расчета среднее **время расчета для одного элемента** составило 0.02с. Из них:

- 9.4% – чтение и обработка данных
- 77.1% – связанность пластов и выбор периода расчета
- 6.3% – расчёт CRM
- 7.2% – форматирование и экспорт данных

Пример расчета для одного элемента представлен на рис. 3. Осуществлена оценка влияния нагнетательных скважин на добычу скв. № 4. В результате адаптации CRM-модели было выявлено, что наиболее влияющей скважиной является скважина № 2. Данный вывод был подтвержден как в ходе ручного анализа динамики добычи на участке, так и по результатам анализа минерализации добываемой и закачиваемой воды.

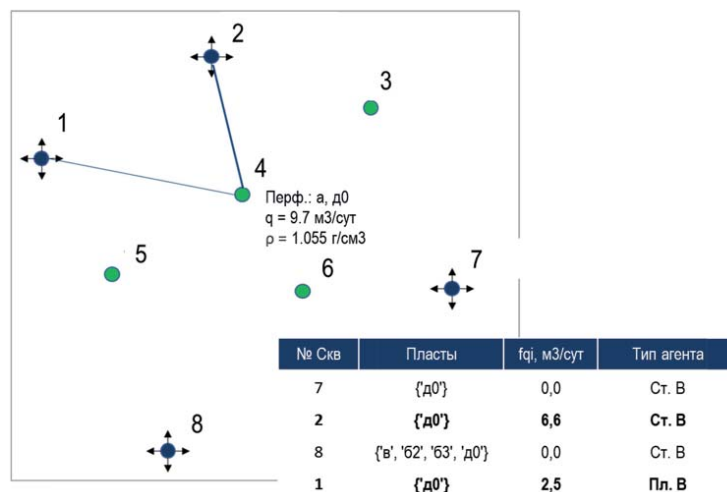


Рис. 3. Пример оценки влияния нагнетательных скважин на добычу скважины № 4 с помощью CRM-модели.

Всего в общей сложности расчёт был осуществлён для четырёх месторождений. Оценка эффективности расчёта представлена в табл. 1.

Таблица 1

**Результаты оценки влияния скважин**

Месторождение	Кол-во элементов, ед	Время расчёта, с	Точность расчёта, %
Месторождение А	242	181	73
Месторождение Б	35	12	83
Месторождение В	812	410	74
Месторождение Г	459	215	79
Месторождение Д	9	2	85

Таким образом, в текущем статусе разработанная модель способна осуществлять оценку коэффициентов взаимовлияния, на основании которых можно вырабатывать рекомендации по регулированию системы заводнения. На текущий год работоспособность модуля опробована на 5 месторождениях Республики Татарстан и показала высокую точность прогноза в сравнении с ручным анализом, составив порядка 70–80%.

***Благодарность***

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

**Литература**

1. *Lake L.* Optimization of oil production based on a capacitance model of production and injection rates. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009.
2. *Sayarpour M.* The use of capacitance–resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009.
3. *С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова.* Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM: монография / – Тюмень: ИПЦ «Экспресс». – 2021. – 300 с.

# ОЦЕНКА МЕТОДОМ ЭПР СОСТОЯНИЯ КОЛЛЕКТОРА В ПРОЦЕССЕ ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ В СИСТЕМЕ ПАРАМАГНИТНЫХ ЦЕНТРОВ НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ

Г.П. Каюкова<sup>1,2</sup>, Н.М. Хасанова<sup>1</sup>, З.Р. Насырова<sup>1</sup>, А.Н. Михайлова<sup>1</sup>, А.В. Вахин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального Университета, Казань, 420008, ул. Кремлевская, 4/5, stasu07@mail.ru

<sup>2</sup>Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, 420088, ул. Ак. Арбузова, д. 8, kayukova@iopc.ru

Отложения пермской системы на территории Татарстана являются объектом постоянного интереса и изучения, поскольку представляют собой богатейший источник данных для понимания процессов, происходивших в пермский период в самых разнообразных аспектах [1]. В последние годы эти исследования стали особенно актуальными в связи с наличием на данной территории больших скоплений тяжёлых нефтей и природных битумов, которые рассматриваются в качестве потенциальных источников углеводородов (УВ) в будущем. На территории Татарстана в опытно-промышленной разработке находится Ашальчинское месторождение, где с применением паротеплового метода SAGD из песчаников шешминского горизонта уфимского яруса добывается тяжёлая битуминозная нефть. Нефтяной резервуар представляет собой сложную гетерогенную органоминеральную систему, расположенную в естественных условиях физико-химического равновесия. Энергия тепловых процессов вызывает активацию физико-химических реакций, приводящих к преобразованиям органического вещества (ОВ) и вмещающей породы на различных стадиях метасоматического метаморфизма, и эти возникающие эффекты могут быть установлены методом ЭПР. Так, в работе [2, 3] показано, что парамагнитные центры (ПЦ) отражают состав карбонатной (кальцит, доломит) и сульфатной составляющих пород, наличие углефицированной в них органики, керогена и других органических образований, а также процессы ожелезненности пород, связанные большей частью с их глинистой компонентой, и особенности терригенной (кварцевой) составляющей. К наиболее информативным парамагнитным центрам, по мнению авторов работ [3–5], относятся центры от ионов  $Mn^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ ,  $Fe^{2+}$ , ион-радикалов  $SO_3^-$ ,  $SO_2^-$ ,  $PO_2^-$ , а также радиационные  $E'$ -центры в кварце и углеродные радикалы  $C_{350}$  и  $C_{600}$ , которые образуются в процессах термической деструкции ОВ при температурах 350 и 600°C, соответственно [5]. Особую роль в процессах преобразования тяжёлой нефти при паротепловом воздействии играет каталитический эффект минералов, входящих в состав пластов – коллекторов [6]. Однако в настоящее время информации о процессах, протекающих непосредственно в пористых средах продуктивных пластов, недостаточно.

Цель исследований – оценить методом ЭПР направленность и глубину превращений ОВ в минеральной матрице вмещающей породы на основании изменений парамагнитных центров от наличия свободных органических радикалов и ионов от минералов в составе данной породы.

Объектом исследования служил образец породы из интервала глубин 118,5–119,5 м продуктивного песчаного пласта пермских отложений Ашальчинского месторождения с содержанием 12% ОВ, а также продукты после предварительной гидротермальной обработки данного образца при 300°C в парогазовой углекислотной среде. Минеральный состав породы весьма неоднороден [7]: 35% приходится на альбит ( $NaAlSi_3O_8$ ), 27% – на кварц ( $SiO_2$ ), 9% составляет анальцит ( $Na[AlSiO]HO$ ), 9% – кальцит ( $CaCO_3$ ), 8% – микроклин, алюмосиликат калия, 5,5% – мика (слюда), 4% – клинохлор, филлосиликат магния и алюминия с гидроксидом, 2% – каолинит (белая глина) и 0,5% – пирит. По данным термического анализа после гидротермальной обработки породы содержание ОВ в ней снижается с 9,12 до 6,82%, а после экстракции из породы органики – до 1,43%. В породе остаётся часть ОВ, как свободной форме, так и в виде нерастворимой органики – керогена.

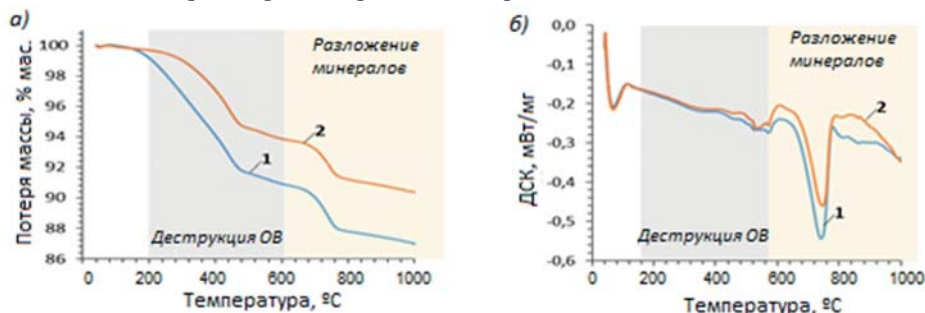


Рис. 1. Кривые ТГ (а) и ДСК (б) породы пермских отложений Ашальчинского месторождения:

1) – исходная порода (образец 1); 2) – порода после гидротермального опыта (образец 2).

Экстракт из продуктивного пласта по групповому составу мало отличается от нефти, добываемой паротепловым методом из скважин на Ашальчинском месторождении (табл. 1), в нём больше насыщенных углеводородов и асфальтенов, при меньшем содержании смол и ароматических УВ. В составе экстракта из гидротермально обработанной породы при 300°C в углекислотной среде наблюдается небольшое увеличение содержания ароматических УВ при снижении содержания асфальтенов и насыщенных УВ, что указывает на слабое протекание деструктивных процессов по термически малоустойчивым N, S, O связям высокомолекулярных компонентов ОВ в гидротермальном эксперименте.

Групповой состав ашальчинской нефти до и после гидротермального опыта

Номер объекта	Выход экстракта, мас. %	*Групповой состав, мас. %			
		Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смоли	Асфальтены
<i>Нефть из скважин</i>					
1	100	26.83	39.02	28.78	5.37
<i>Нефть из нефтесодержащей породы (экстракт)</i>					
2	7.43	35.33	36.20	21.72	6.75
<i>Нефть из нефтесодержащей породы после гидротермального опыта, 300°C, 9.5 МПа</i>					
3	5.63	32.98	39.04	21.91	6.07

По химической классификации Ал.А. Петрова экстракты из породы до и после гидротермального эксперимента, как и добываемая из скважин нефть, относятся к типу Б<sup>2</sup>, в котором в основном преобладают алканы изопреноидного строения.

**Исследование исходных образцов пород методом ЭПР.** ЭПР-спектры образцов пород сняты на спектрометре CMS-8400 при комнатной температуре на частоте 9,43 ГГц. Для регистрации ионов Fe<sup>3+</sup> ЭПР спектры снимали с разверткой магнитного поля при 360 мТл, а для регистрации парамагнитных центров ионов радикалов и минералов пород, содержащих ионы Mn<sup>2+</sup>, Fe<sup>3+</sup>, Fe<sup>2+</sup>, VO<sup>2+</sup>, SO<sub>3</sub><sup>-</sup>, SO<sub>2</sub><sup>-</sup>, PO<sub>2</sub><sup>-</sup> при 140 мТл. При развертке магнитного поля 10 мТл фиксировали центральную линию VO<sup>2+</sup> и линии свободных органических радикалов (R\*) – C<sub>350</sub> и C<sub>600</sub>, образующихся при температурах 350 и 600°C, соответственно, как специфических диагностических признаков изменения обстановок среды в породе коллектора.

В ЭПР спектре исходной породы (рис. 2 а, б) наблюдается широкая линия иона Fe<sup>3+</sup> (g ~2.1), который присутствует в структуре оксидов или гидроксидов, и линия иона Fe<sup>3+</sup> (g ~4.3) – в структуре кремнистых соединений. Наблюдаются также шесть линий СТС от взаимодействия неспаренного электрона иона Mn<sup>2+</sup> с ядерным спином (I=5/2) в структуре кальцита. Несмотря на то, что исходный образец породы отобран из песчаных отложений пермского возраста, как указано выше, в нем, помимо кварца, присутствуют и другие минералы, среди которых 9% приходится на кальцит, который с доломитом входит в структуру других породообразующих минералов. Марганец в кальците присутствует исключительно в форме двухвалентной (Mn<sup>2+</sup>) изоморфной примеси [4, 9-10].

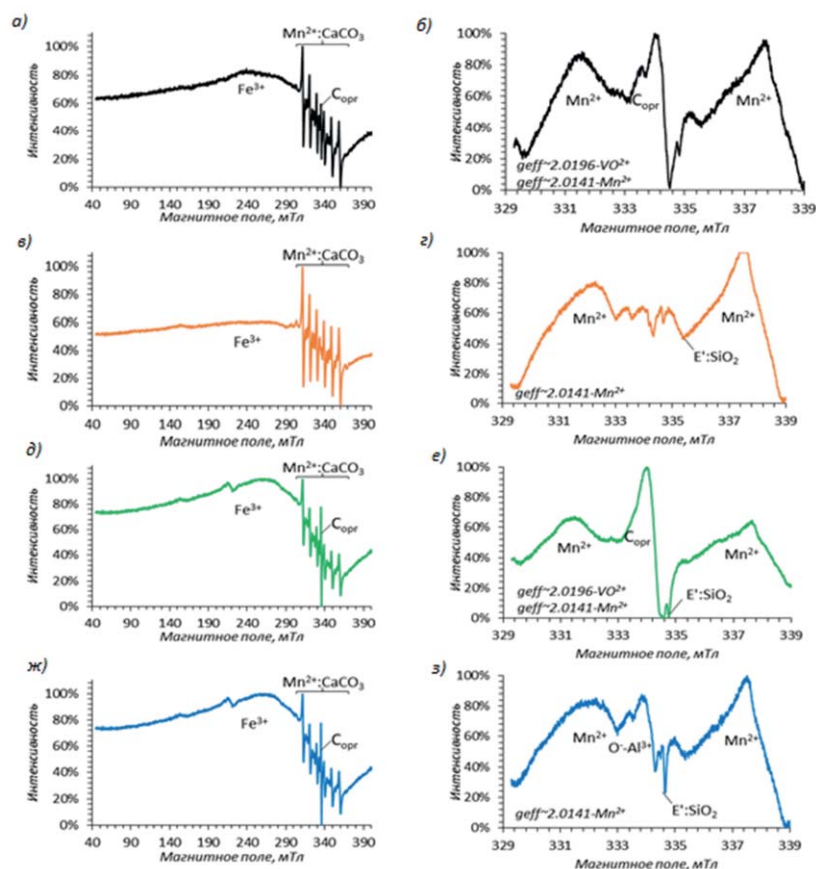


Рис. 2. ЭПР спектры образцов пород в обзорном и радикальном диапазоне: а, б – исходная порода (образец 1); в, г – порода после экстракции; д, е – порода после гидротермального опыта (образец 2); ж, з – порода после гидротермального опыта и экстракции.

В спектре ЭПР исходной породы (образец 1) между линиями СТС марганца имеется интенсивная линия  $C_{орг}$  – свободного радикала с неразрешенной структурой парамагнитных центров в структуре кремнистых минералов и  $E'$  – центра в структуре кварца (рис. 2 б). Для кварца, в основном, характерны парамагнитные центры электронного и дырочного типа [11, 12]. Гидротермальная обработка исходной породы активирует процессы деструкции ОВ, приводящие к изменениям парамагнитных центров в исследуемой системе: наблюдается повышение интенсивности линии  $C_{орг}$ , которая становится более чёткой и основной в ЭПР спектре (рис. 2 д, е). Вследствие удаления экстракцией из породы значительной части подвижной органики, интенсивность линии  $C_{орг}$  снижается. Одновременно наблюдается активация линии парамагнитных центров ион-радикалов  $O^{\cdot-} Al^{3+}$  в глинистых минералах и  $E'$  – в структуре кварца  $SiO_2$ . Сигнал  $C_{орг}$  имеет наложенный характер и его отсутствие хорошо наблюдается после экстрагирования углеводов из породы. Следовый характер  $VO^{2+}$  в структуре порфиринов может быть показателем температурных воздействий, которые провоцировали выщелачивание и изменение валентного состояния ванадия до  $V_2O_5$ .

**Исследование образцов пород после термохимической обработки при разных температурах.** На фоне традиционных методов исследования ОВ для достижения поставленной цели в работе использован метод ЭПР совместно с термохимической активацией проб пород в водородной среде в условиях, моделирующих процессы генерации УВ при искусственном созревании ОВ в зонах «нефтяного» (350°C) и «нефтегазового» (600°C) окон. Термохимическую активацию образцов пород проводили в среде водорода, в изотермическом режиме в две ступени при 350 и 600°C в течение 30 минут каждая. Первая температура является переходной между режимом высвобождения свободных и сорбированных углеводов из породы, вторая – соответствует завершению процесса термической деструкции ОВ за счёт большой тепловой энергии, вследствие разрыва внутримолекулярных С-С и С-Н связей с образованием новых углеводородных радикалов.

На рис. 3 а представлена диаграмма значений амплитуды сигнала  $C_{орг}$ , отражающая процесс термохимических изменений в системе парамагнитных центров ОВ нефтесодержащей породы. Гидротермальная обработка исходной породы (1) при умеренной температуре (300°C) активирует процессы деструкции ОВ, в результате чего количество  $C_{орг}$  радикалов в породе (3) увеличивается в 1.4 раза. Ширина линии ( $\Delta H$ )  $C_{орг}$  после гидротермального опыта – 0.67 мТл, что больше чем ширина линии 0.48 мТл до опыта, и подтверждает образование новых радикалов. Методом ЭПР зафиксировано, что процесс термохимической активации ОВ в модельных экспериментах при 350°C сопровождается ещё большим увеличением интенсивности линии  $C_{орг}$ , как в породе (1) в 3.6 раз, так и в породе (3) в 5.3 раза. Симметричная форма линии и ширина 0.60 мТл позволяют обозначить этот сигнал как новый углеводородный радикал  $C_{350}$ .

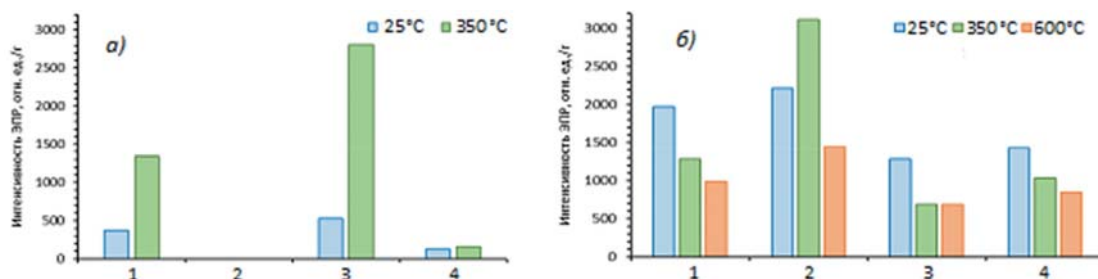


Рис. 3. Диаграммы изменений интенсивности сигналов в ЭПР спектрах образцов пород из пермских отложений Ашальчинского месторождения в процессах их термоактивации при температурах от 25 до 350 и 600°C: а) – свободного радикала  $C_{орг}$ ; б) – низкополевой линии  $Mn^{2+}$ . 1 – исходная порода; 2 – порода после экстракции; 3 – порода после гидротермального опыта; 4 – порода после опыта и экстракции.

Удаления свободных УВ органическими растворителями из исследованных образцов породы не приводит образования новых симметричных линий ЭПР свободных радикалов. При 600°C образование углеродного радикала ( $C_{600}$ ) также не зафиксировано, таким образом в результате термохимической деструкции ОВ с образованием жидких и газообразных углеводородов, нефтегенерационный потенциал породы из продуктивного пласта пермских отложений реализуется в полной мере при 350°C, в температурной зоне «нефтяного окна». Это подтверждается данными термического анализа и составом экстрактов из породы до и после предварительной её гидротермальной обработки. В породе отсутствует и нерастворимое ОВ, способное участвовать в образовании новых органических радикалов. После экстракции углеводов из пород количество  $C_{орг}$  радикалов значительно уменьшилось, но более чётко проявляются линии радикалов в структуре кремнистых минералов:  $O-Al^{3+}$ ,  $E'$  –  $SiO_3^{3-}$ , активация которых была вызвана также условиями низкотемпературной гидротермальной обработки породы.

Термохимическая активация образцов пород в температурном диапазоне от 25 до 600°C сопровождается снижением интенсивности сигнала ЭПР, характеризующего содержание марганца, как в исходной породе, так и после её гидротермальной обработки. Относительное содержание примесного иона  $Mn^{2+}$  в структуре кальцита в образцах породы (обр. 1–4) до и после термохимических экспериментов при 350 и 600°C представлено на рис. 3 б. Термический отклик минералов кальцита – важный показатель внешних условий, отражающих способность к выщелачиванию и образованию дополнительных пор. В минеральном скелете гидротермально обработанной породы,

подобно исходной породе, наблюдается процесс перекристаллизации кальцита. Ширина линий ( $\Delta H$ ) примесного иона марганца во всех опытах более 1 мТл, что является результатом присутствия в большом количестве в структуре карбонатов примесного железа. Ширина линии ЭПР марганца почти не меняется при нагреве до 600°C, т. е. не происходит разложения кальцита до CaO, температура разложения которого 950°C. С увеличением температуры пиролиза до 600°C зафиксировано интенсивное образование различных состояний иона Fe<sup>2+</sup> от ферромагнитного до металлического, наличие которых, так же как и ионов марганца с различной степенью окисления, что указывает на неравновесные условия, в которых происходило преобразование ОВ в присутствии водной фазы в гидротермальном эксперименте. С увеличением температуры железо теряет свои магнитные свойства. Это свидетельствует в пользу того, что металлы переменной валентности могут являться не только катализаторами термохимических процессов преобразования ОВ, но и диагностическим показателем геохимических процессов, протекающих в продуктивных пластах при применении тепловых методов добычи.

Таким образом, с помощью спектроскопии ЭПР в сочетании со ступенчатой термохимической активацией образцов пород из продуктивных отложений пермского возраста Ашальчинского месторождения тяжёлой нефти при 350 и 600°C в среде водорода изучено изменение состава их минеральной и органической составляющей, с целью поиска информативных параметров, позволяющих контролировать состояние коллектора при изменении в нём термохимических условий. Можно полагать, что одним из необходимых условий дополнительного разложения ОВ с образованием C<sub>орг</sub> аналога свободного радикала C<sub>350</sub>, является низкотемпературная предварительная гидротермальная обработка породы, которая создала условия цепочной реакции образования радикалов C<sub>350</sub> в присутствии избыточного количества спиновой плотности, создаваемой Fe<sup>3+</sup> (S=5/2). Далее, в процессе термоактивации образцов пород в модельном эксперименте при 350°C, вероятно, были созданы условия для цепочных реакций с участием ранее созданных свободных радикалов и образования новых C<sub>350</sub> радикалов. Следовательно, минеральная часть породы является местом скопления ОВ, способного к дополнительному образованию углеводородов, но без предварительной низкотемпературной обработки она не является нефтепроизводящей. Используемый в работе метод ЭПР совместно с термохимической обработкой проб пород, позволяет одновременно контролировать состояние минерального и органического вещества породы в широком диапазоне температурных воздействий, не нарушая структуры, используя свойство породы запоминать воздействие внешних условий путём изменения её парамагнитных свойств.

## Литература

1. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжёлых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. – М.: ГЕОС, 2015. – 343 с.
2. Муравьев Ф.А., Винокуров В.М., Галеев А.А. Булка Г.Р., Низамутдинов Н.М., Хасанова Н.М. Парамагнетизм и природа рассеянного органического вещества в пермских отложениях Татарстана // Георесурсы, 2006. 2 (19). С. 40–45.
3. Фахрутдинов Э.И., Нурғалиева Н.Г., Хасанова Н.М., Силантьев В.В. Литолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР опорного разреза // Ученые записки Казанского университета. 2015. Том 157, кн. 3. Естественные науки. С. 87–99.
4. Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Mukhutdinova N.G., Vinokurov V.M., Galeev A.A. EPR probes in sedimentary rocks: the features of Mn<sup>2+</sup> and free radicals distribution in the Permian formation in Tatarstan // Appl. Magn. Reson. 1991. V. 2. No 1. P. 107–115.
5. Khasanova N.M., Gabdrakhmanov D.T., Kayukova G.P., Mikhaylova A.N., Morozov V.P. EPR study of hydrocarbon generation potential of organic-rich Domanic rocks // Magnetic Resonance in Solids. Electronic journal. 2017. Vol. 19. No 1. № 17102. – 11 p.
6. Fan Hongfu, Zhang Yi, Lin Yujuan. The catalytic effects of minerals on aquathermolysis of heavy oils // Fuel. 2004. No 83. Is. 14-15. P. 2035–2039.
7. Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Kosachev I.P., Emelyanov D.A., Varfolomeev M. A., Uspensky B. V., Vakhin A. V. The Oil-Bearing Strata of Permian Deposits of the Ashal'cha Oil Field Depending on the Content, Composition, and Thermal Effects of Organic Matter Oxidation in the Rocks // Geofluids. Volume 2020, Article ID 6304547, 19 pages.
8. Franco R. W., Pelegrini F., Rossi, A., Identification and valuation of paramagnetic radicals in natural dolomites as an indicator of geological events // Phys. Chem Minerals, vol 30, pp 39 – 43, 2003. DOI: 10.1021/ja02049a006.
9. Nurgaliev N.G., Anikina E.A., Khassanova N.M. The Tournesian reservoir limestones on core petrophysical and geochemical data (Southern slope of South-Tatarian Arc) // – Oil Industry Journal. 2017. № 2. – С. 46–48.
10. Soroka E. I., Galeev A. A., Petrova V. I., Lyutoev V. P., Leonova L. V. Dispersed organic matter characteristics as an indicator of rock alteration degree of the Safyanovskoe copper-sulphide deposit (Middle Urals) // News of the Ural State Mining University. 2020. Issue 1(57), pp. 26-36 DOI 10.21440/2307-2091-2020-1-26-36.
11. Солнцев В.П., Машковцев Р.И., Щербакова М.Я. Электронный парамагнитный резонанс радиационных центров в кварце // Журн. структур. химии. 1977. Т. 18, № 4. С. 729–735.
12. Mashkovtsev R.J., Howarth D.F., Weil J.A. Biradical states of oxygen vacancy defects in a-quartz // Phys. Rev. B – 2007. V. 76. P. 214114.1–214114.11.

## ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И СЛОЖНОСТИ В ВЫБОРЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО К ПРОМЫШЛЕННОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ВАРИАНТА

О.В. Кизим, И.Н. Хакимзянов, Е.В. Бутусов

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, KizimOksanaV@tatnipi.ru

Разработка мелких нефтяных месторождений имеет свои определённые особенности, которые связаны с необходимостью проведения ретроспективного геолого-технологического анализ разработки залежи нефти с оценкой энергетического потенциала для корректного расчёта прогнозных технологических показателей. В настоящее время, как правило, расчёт технологических показателей разработки проводится на геолого-технологических моделях, которые адаптированы в границах месторождения, и часто не учитывают влияние «внешней» геолого-технологической обстановки, важной при разработке залежей без поддержания пластового давления. В связи с этим, недостаточная геолого-технологическая обоснованность показателей разработки, даже в пределах одной-двух скважин, может привести к существенным отклонениям динамики фактических показателей от проектных.

Промышленно нефтеносными на Южно-Ферганском месторождении являются терригенные отложения  $C_{1tl}$  тульского и  $C_{1bb}$  бобриковского горизонта нижнего карбона и карбонатные отложения  $C_{1t}$  турнейского яруса нижнего карбона.

В отложениях тульского пласта  $C_{1tl}$  выявлена одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером от  $1,0 \times 0,5$  км, высотой 1,3 м, бобриковского пласта  $C_{1bb}$  – одна пластовая сводовая нефтяная залежь размером от  $0,8 \times 0,5$  км, высотой 4,9 м, турнейского яруса  $C_{1t}$  – одна массивная нефтяная залежь размером от  $0,8 \times 0,7$  км, высотой 11,1 м.

Разведанные залежи нефти пластов  $C_{1tl}$ ,  $C_{1bb}$  и  $C_{1t}$ , имеют небольшие размеры, этаж и площадь нефтеносности. Залежи Южно-Ферганского месторождения характеризуются различными глубинами залегания продуктивных пластов, фильтрационно-ёмкостными свойствами коллекторов, свойствами пластовой нефти и величиной запасов.

Для проектирования параметры пористости, нефтенасыщенности, проницаемости приняты по данным ГИС.

Свойства нефти изучены по трём глубинным пробам из одной скважины и трём поверхностным пробам из одной скважины. Нефть тяжёлая, повышенной вязкости, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая.

Основные балансовые запасы нефти (327 тыс. т) сосредоточены в терригенных отложениях пластов  $C_{1bb}$  (49%) и  $C_{1tl}$  (37%), а в карбонатных отложениях турнейского пласта  $C_{1t}$  – 14%. По величине запасов месторождение относится к мелким [2, 3].

Таким образом, на Южно-Ферганском месторождении в трёх продуктивных пластах выявлено три залежи нефти, которые в плане совпадают.

Месторождение открыто в 2017 году и до 08.2022 года находилось в консервации.

В настоящее время на месторождении пробурено три скважины, из них: добывающих – две действующие, контрольных – одна пьезометрическая.

В марте 2022 г. введена в эксплуатацию свабом на тульский объект скважина №866, скважина №943 введена на бобриковский объект.

С учётом возможности дальнейшего изучения залежей нефти, в т.ч. энергетического состояния каждой залежи, контроля и регулирования процесса разработки, а также с целью достижения высоких технологических и экономических показателей разработки по всем продуктивным пластам Южно-Ферганского месторождения, выделено три объекта эксплуатации: тульский (пласт  $C_{1tl}$ ), бобриковский (пласт  $C_{1bb}$ ), турнейский (пласт  $C_{1t}$ ) [7].

Для расчёта прогнозных технологических показателей разработки построены трёхмерные цифровые геологические (IgarRMS 9.0.1 компании «ROXAR») и фильтрационные модели (tNavigator 22.1 компании «RockFlowDynamics») тульского, бобриковского и турнейского пластов Южно-Ферганского месторождения. Преобразование геологических моделей в фильтрационные выполнено без ремасштабирования [1].

Общеизвестно, что значительная доля капитальных вложений затрачивается на разбуривание и обустройство месторождения, в связи с этим возникает задача о совместной разработке нескольких эксплуатационных объектов одной сеткой скважин, которая всегда привлекала к себе внимание, прежде всего, по экономическим соображениям. Современные системы проектирования разработки многопластовых мелких по запасам месторождений предполагают извлечение углеводородного сырья не только из нижнего пласта с последующим вовлечением в разработку верхнего пласта (разработка снизу вверх), но и разработку верхнего пласта с последующим вовлечением в разработку нижнего пласта (разработка сверху вниз). Именно так и разрабатываются в настоящее время тульский и бобриковский объекты Южно-Ферганского месторождения, при этом появляется необходимость вовлечения нижнего карбонатного пласта турнейского объекта [4, 5, 6].

Таким образом, по объектам рассмотрены от трёх (турнейский) до четырёх (тульский и бобриковский) вариантов разработки.

Тульский объект. Вариант 1 базовый – разработка существующим фондом (скв. № 866). Вариант 2 – внедрение оборудования ОРД для совместной эксплуатации скв. № 943р бобриковского объектов. Вариант 3 включает в себя уплотнение сетки скважин резкой боковых ответвлений (БС) из скв. №№ 866, 943р, 208 с турнейского объекта. Вариант 4 – мероприятия третьего варианта разработки с приобщением двух добывающих скв. №№ 209, 210 с ОРД.

Бобриковский объект. Вариант 1 базовый – разработка существующим фондом (скв. № 943р). Вариант 2 – бурение одной скв. № 208 и внедрение оборудования ОРД для совместной эксплуатации скв. № 866 тульского объекта. Вариант 3 включает в себя уплотнение сетки скважин зарезкой боковых ответвлений (БС) из скв. №№ 866, 943р, 208 с турнейского объекта. Вариант 4 – мероприятия третьего варианта разработки с приобщением двух добывающих скв. №№ 209, 210 с ОРД (рис. 1).

Турнейский объект. Вариант 1 – бурение добывающей скв. № 208 путём углубления с бобриковского объекта с внедрением оборудования ОРД с бобриковским объектом, приобщение скв. № 866 и № 943р с ОРД. Вариант 2 – мероприятия первого варианта разработки с бурением бокового горизонтального ствола в скв. № 208 и зарезка боковых стволов из скв. № 866 и № 943р. Вариант 3 – мероприятия второго варианта разработки с бурением двух добывающих скв. №№ 209, 210 (рис. 1).

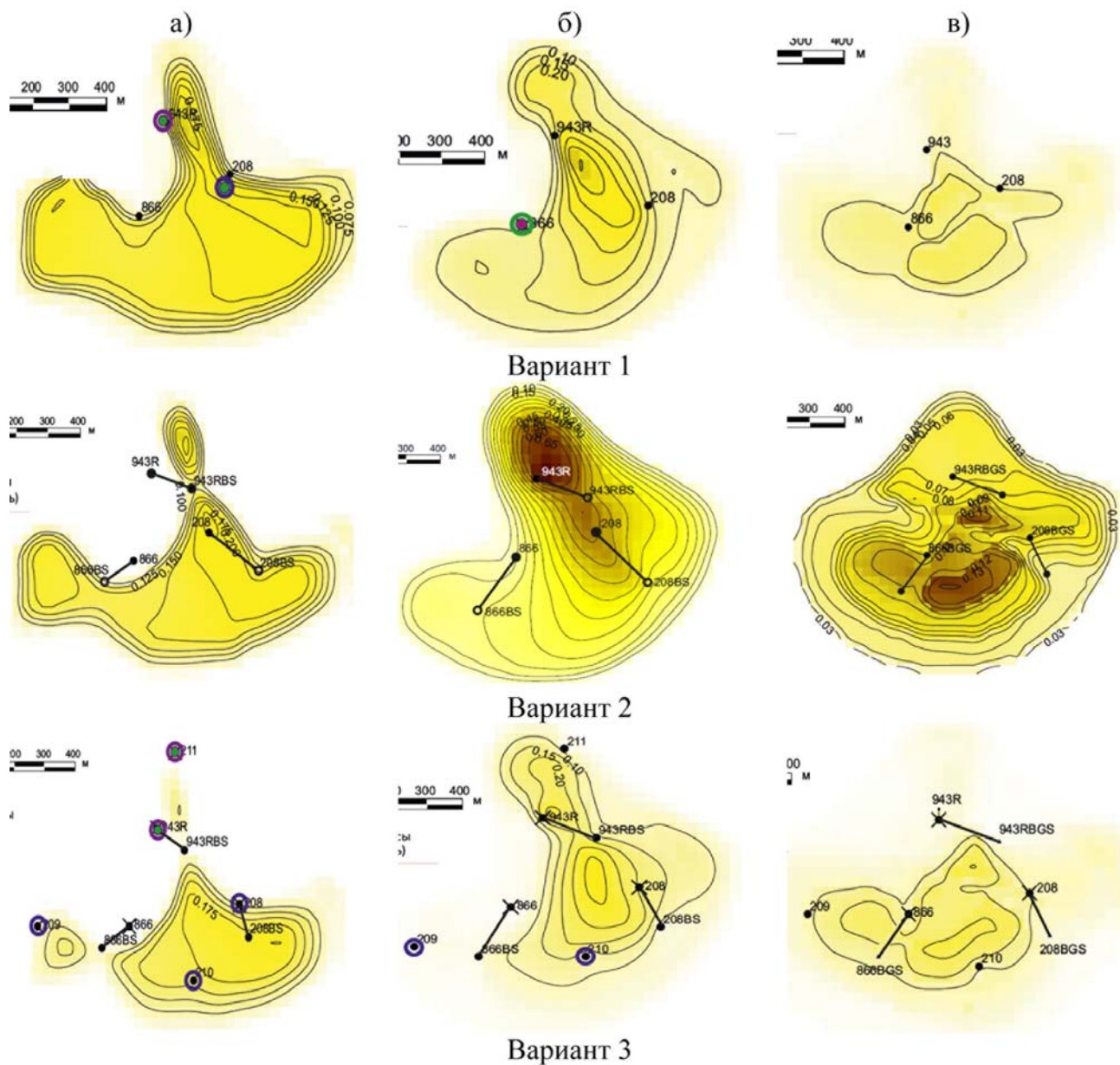


Рис. 1. Выкопировка из карты остаточных подвижных запасов нефти с рекомендуемыми мероприятиями по вариантам: а) тульскому, б) бобриковскому, в) турнейскому объектам.

Основные прогнозные технологические показатели разработки по всем рассмотренным вариантам приведены на рис. 2 в виде графиков динамики годовой добычи нефти и конечного КИН. Из рисунка 2б можно заметить, что конечный КИН по 3 варианту в 2038 г. достигает величины 0,331 доли ед., тогда как по остальным вариантам КИН заметно ниже, так по 2 варианту – 0,241 доли ед., по 4 варианту – 0,311 доли ед. Стоит заметить, что суммарный 3 вариант в целом по месторождению включает в себя третьи варианты по тульскому и бобриковскому объектам и второй – по турнейскому объекту.



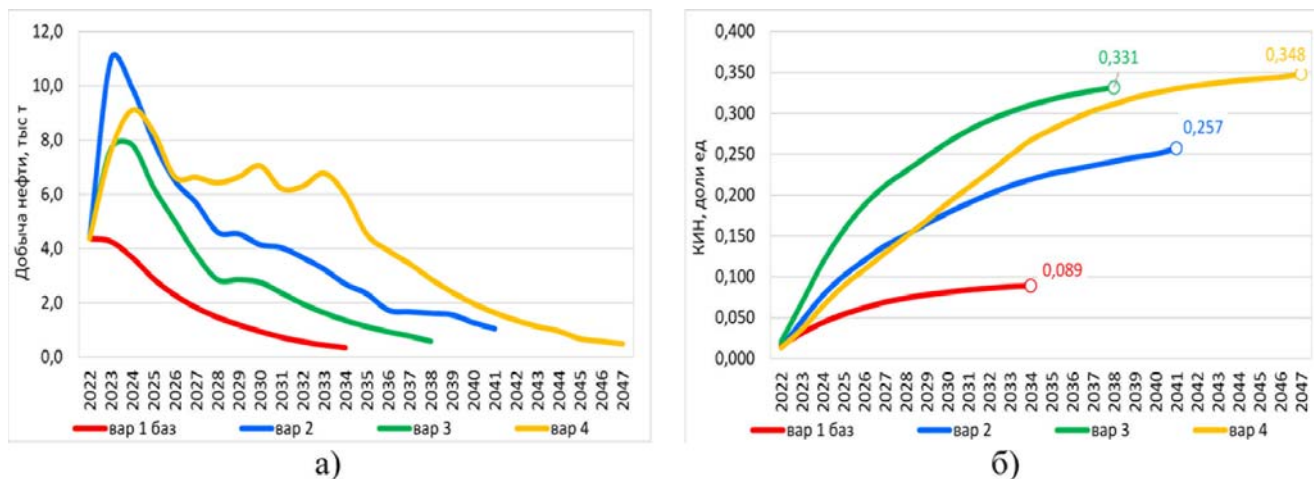


Рис. 2. Основные прогнозные технологические показатели разработки:  
а) динамика годовой добычи нефти, б) динамика конечного КИН.

Как было сказано выше, данные варианты по объектам предусматривают бурение одной проектной скважины №208 на турнейский объект с приобщением на бобриковский и тульский объекты. Причём, на турнейский объект из данной скважины предлагается пробурить БГС (с длиной условно-горизонтального ствола 300 м), а по остальным скважинам – зарезки боковых ответвлений (БС), в т.ч. на бобриковский и тульские объекты [1].

В связи с этим, детально рассмотрим прогнозные технологические показатели вариантов по каждому объекту.

*Тульский объект (вариант 3)* – предусматривает ввод двух добывающих скважин бобриковского объекта с внедрением ОРД, уплотнение сетки скважин с зарезкой БС при КРС. Общий фонд скважин – три добывающие. Внедрение ОРД – две скв./опер. Количество БС – три добывающих.

Накопленная добыча нефти – 39 тыс. т, КИН – 0,319, Кохв. – 0,521. Плотность сетки – 15,4 га/скв (рис. 3).

*Бобриковский объект (вариант 3)* – предусматривает размещение скважин по равномерной треугольной сетке (300×300 м), ввод одной добывающей скважины с тульского объекта с внедрением ОРД, уплотнение сетки скважин зарезкой БС при КРС. Общий фонд скважин – три добывающие. Фонд скважин для бурения – одна добывающая. Внедрение ОРД – две скв./опер. Количество БС – три добывающих.

Накопленная добыча нефти – 53 тыс. т, КИН – 0,329, Кохв. – 0,537. Плотность сетки – 14,1 га/скв (рис. 3).

*Турнейский объект (вариант 2)* предусматривает размещение скважин по равномерной треугольной сетке (300×300 м), ввод одной добывающей скважины с тульского объекта и двух скважин с бобриковского объекта с внедрением ОРД, уплотнение сетки скважин бурением БГС и зарезкой БС. Общий фонд скважин – три добывающие. Внедрение ОРД – три скв./опер. Количество БГС – один добывающий. Количество БС – два добывающих.

Накопленная добыча нефти – 11,5 тыс т, КИН – 0,261, Кохв. – 0,653. Плотность сетки – 6,2 га/скв (рис. 3).

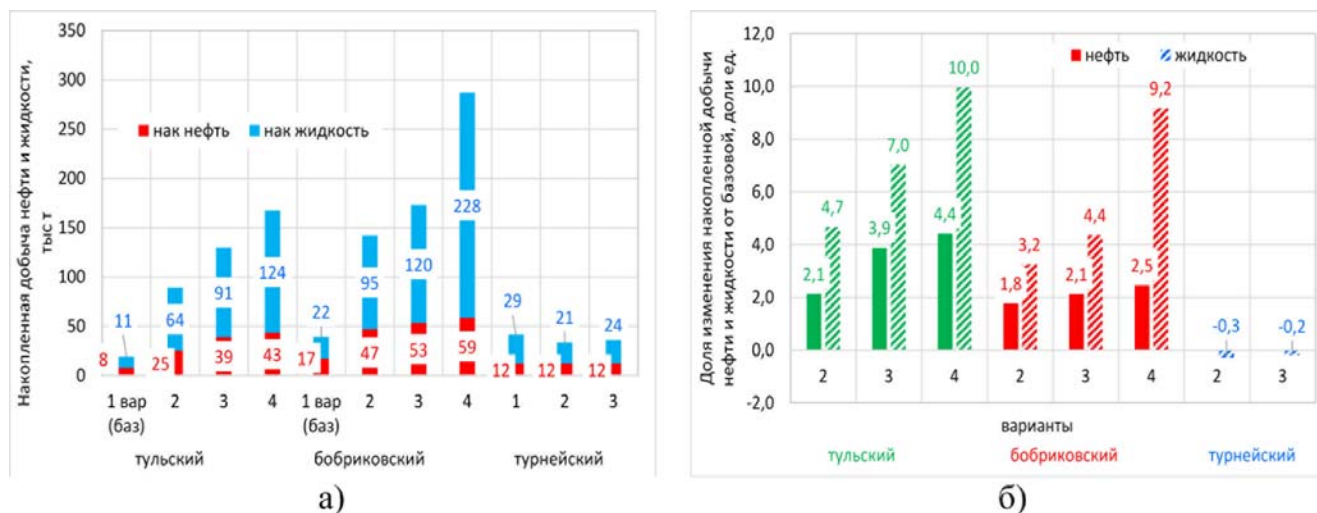


Рис. 3. Динамика: а) накопленной добычи нефти и жидкости, б) изменения накопленной добычи нефти и жидкости от базовой по вариантам по каждому объекту.

Из рис. 3 а визуально можно заметить, что динамика накопленной добычи нефти и жидкости по вариантам по тульскому и бобриковскому объектам имеет свои особенности. Так, например, при незначительном увеличении

накопленной нефти по тульскому горизонту в 3 и 4 вариантах происходит значительный рост накопленной жидкости, а по бобриковскому горизонту значительное изменение прослеживается во 2 и 4 вариантах.

С целью уточнения данной особенности были построены графики динамики доли изменения накопленной добычи нефти и жидкости от базового варианта (рис. 3 б). Из рисунка можно заметить, что даже незначительное увеличение накопленной добычи нефти путём уплотнения сетки скважин приводит к значительному увеличению накопленной добычи жидкости, особенно это прослеживается в 3 варианте.

За весь срок разработки дополнительная добыча за счет ГТМ составляет 65 тыс.т, что составит 62% в общей добыче нефти. С учётом дополнительной добычи из одной БГС и восьми добывающих БС добыча составит 29 тыс. т, или 28% в общей добыче нефти.

С целью выбора наиболее рентабельного для промышленной реализации варианта в работе была проведена экономическая оценка при условии реализации 50% нефти на внешнем рынке по цене 82,20 долл./барр. (курс доллара США 72,21 руб./долл.) и 50% на внутреннем рынке по цене (без НДС) руб./т 38625,4 руб./т.

ЧДД в варианте 1 (при норме дисконта 10%) равен 481 млн. руб., в варианте 2 – 483 млн. руб., в варианте 3 – 394 млн. руб., в варианте 4 – 398 млн. руб. В связи с этим для промышленной реализации рекомендован вариант 2 (рис. 4 а)

Рекомендуемый вариант разработки по каждому эксплуатационному объекту определён по максимальному значению интегрального показателя  $Topt$ , учитывающего значения чистого дисконтированного дохода недропользователя и дисконтированный доход государства (ЧДД) за рентабельный период. По всем эксплуатационным объектам максимальное значение  $Topt$  имеет вариант 2 (тульский – 1,945 ед., бобриковский – 1,980, турнейский – 1,889 ед.), который и рекомендуется к разработке (рис. 4 б).

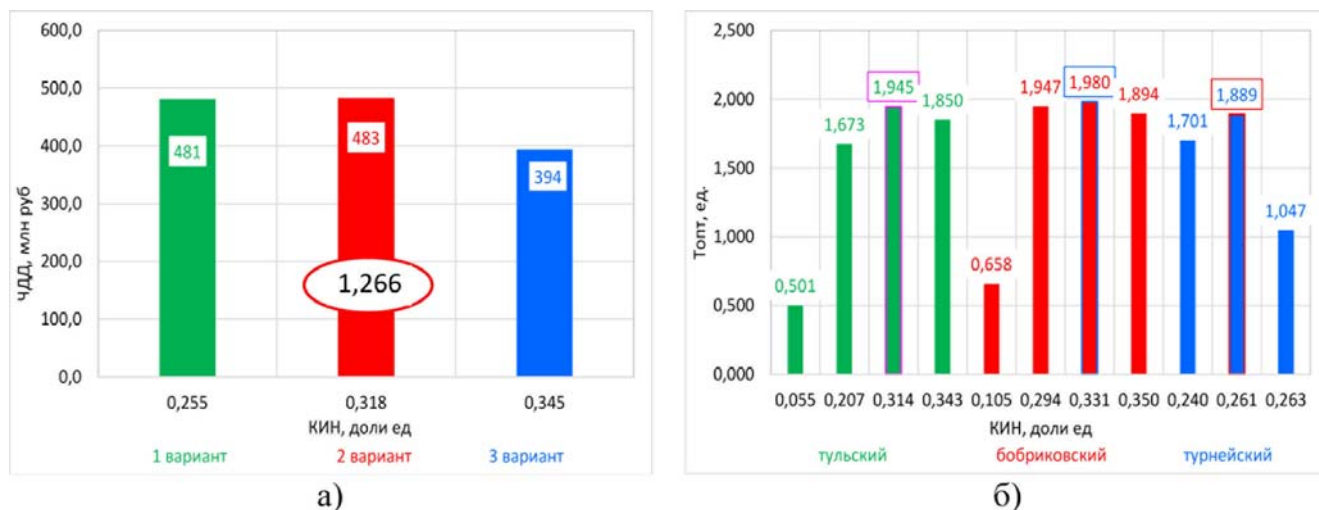


Рис. 4. Динамика: а) чистого дисконтированного дохода, б)  $Topt$  по вариантам по каждому объекту.

Таким образом, в целом, при принятых в расчётах ценах и затратах разработка Южно-Ферганского месторождения обеспечивается положительным значением ЧДД недропользователя. ЧДД (при норме дисконта 10%) в границах запасов категорий АВ1 за проектный период составляет 483 млн. руб., индекс доходности затрат равен 1,266 доли ед. (рис. 4 а).

#### Основные выводы

1. С учётом возможности дальнейшего изучения залежей нефти, в т.ч. энергетического состояния каждой залежи, контроля и регулирования процесса разработки, а также с целью достижения высоких технологических и экономических показателей разработки по всем продуктивным пластам Южно-Ферганского месторождения, выделено три объекта эксплуатации: тульский (пласт  $C_{1t1}$ ), бобриковский (пласт  $C_{1bb}$ ), турнейский (пласт  $C_{1t}$ ).

2. В настоящее время на Южно-Ферганском месторождении в эксплуатации тульский и бобриковский объекты, в связи с этим, в соответствии с лицензионными соглашениями, преобладает необходимость вовлечения нижнего карбонатного пласта турнейского объекта.

3. По динамике накопленной добычи нефти и жидкости по вариантам по тульскому и бобриковскому объектам выявлена особенность, которая показывает, что при незначительном увеличении накопленной нефти по тульскому горизонту в 3 и 4 вариантах происходит значительный рост накопленной жидкости, а по бобриковскому горизонту значительное изменение прослеживается во 2 и 4 вариантах.

4. Рекомендуемый к промышленной реализации вариант разработки по каждому эксплуатационному объекту определён по максимальному значению интегрального показателя  $Topt$ , учитывающего значения чистого дисконтированного дохода недропользователя и дисконтированный доход государства (ЧДД) за рентабельный период. По всем эксплуатационным объектам максимальное значение  $Topt$  имеет вариант 2 (тульский – 1,945 ед., бобриковский – 1,980, турнейский – 1,889 ед.).

## Литература

1. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – 320 с.
2. *Минибаева С.М.* «Проект пробной эксплуатации поисковой скважины №866 Южно-Ферганского месторождения Агбязовского лицензионного участка». Фонды ТГРУ. – Казань. – 2017. – 67 с.
3. *Лукьянова Р.Г.* «Проект пробной эксплуатации поисково-оценочной скважины № 943 Южно-Ферганского месторождения Республики Татарстан». Фонды ТГРУ. – Казань. – 2021. – 102 с.
4. «Методическое руководство по технологиям разработки малоразведанных залежей, отдельных линз и залежей на поздней стадии скважинами с горизонтальным, наклонно направленным и вертикальным окончанием и боковыми стволами с горизонтальным, наклонно направленным и вертикальным окончанием», «ТатНИПИнефть» и ООО «Наука», РД 153-39.0-778-12.
5. *Султанов С.А., Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д., Буторин О.И.* Методика определения конечного коэффициента нефтеотдачи. МНП. Государственное производственное объединения «Татнефть». ТатНИПИнефть. – Бугульма. – 1977. – 19 с.
6. *Шавалиев А.М.* Статистические исследования нефтеотдачи и водонефтяного фактора месторождений Урало-Поволжья. Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 12. – С. 30–32.
7. РД 39-9-1069-84. Методическое руководство по определению начальных извлекаемых запасов нефти в залежах, находящихся в поздней стадии разработки (при водонапорном режиме) – М.: Недра. – 1983.

# СТРОЕНИЕ И НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА НЕФТЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

А.Н. Кольчугин, Р.Р. Шамсиев, А.С. Хаюзкин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

На территории юго-востока Татарстана турнейский ярус относится к регионально нефтеносному горизонту [1, 2, 3, 4], с которым связывают значительные перспективы будущей нефтедобычи региона, особенно с учётом высокой степени истощённости традиционных терригенных пород-коллекторов девонских отложений. Помимо практического значения, актуальность изучения турнейского яруса продиктована ещё и не полным представлением условий седиментогенеза отложений яруса. Так, многолетние исследования турнейских отложений до настоящего времени не имеют единого толкования в части выделения типов разреза, фаций, условий осадконакопления [1, 3]. Значительное количество проанализированного коллективом кернового материала показало, что отдельные районы изучаемой площади не вполне соответствуют имеющимся схемам седиментогенеза, а где-то даже явно контрастируют с ними.

Целью настоящего исследования стало уточнение схем седиментогенеза турнейского века, а также прогноз возможной нефтеносности яруса на изучаемой площади, определение перспективных и малоперспективных для геолого-поисковых работ участков. В составе турнейского яруса выделяют 4 горизонта снизу-вверх: малевский, упинский, черепетский и кизеловский. Часто малевский и упинский горизонты объединяют в нижнетурнейский подъярус из-за трудности их разделения в разрезе как по керну, так и по данным геофизического исследования скважин. Черепетский и кизеловский горизонты по керну разделяются несколько надежнее, так как обычно слагаются различными литологическими типами, однако в условиях выклинивания литотипов по площади и по вертикали на отдельных площадях границу горизонтов выявить довольно сложно. Эти горизонты объединяются в верхнетурнейский подъярус.

Литологический состав упино-малевских отложений, в особенности верхней части объединённых горизонтов, довольно выдержан по толщине, а породы представлены однородными по текстуре пелоидными пакстоунами (рис. 1 а). При этом практически во всех изученных разрезах строение горизонта очень похоже. Литологический состав нижней и средней части черепетского горизонта по толщине также довольно хорошо выдержан, породы представлены волнисто-слоистыми по текстуре криноидными вакстоунами с обилием глинистых нитевидных субгоризонтальных слоёв (рис. 1 б). Однако верхняя часть черепетского горизонта не всегда литологически выдержана и часто представлена переходными типами пород между криноидными вакстоунами и криноидно-пелоидными пакстоунами. Это нередко вызывает трудности в определении границы между черепетским и кизеловским горизонтом по литологическим признакам. Кизеловский горизонт довольно неоднороден по толщине и может быть практически нацело сложен пелоидными пакстоунами или представлять собой сложное переслаивание криноидных вакстоунов, криноидно-пелоидных пакстоунов и пелоидных пакстоунов (рис. 1 в). Все перечисленные литологические типы обладают различными петрофизическими характеристиками (рис. 2), и нефтенасыщенность разреза, как и его продуктивность, в огромной степени определяется соотношениями литотипов и их выдержанностью по мощности.

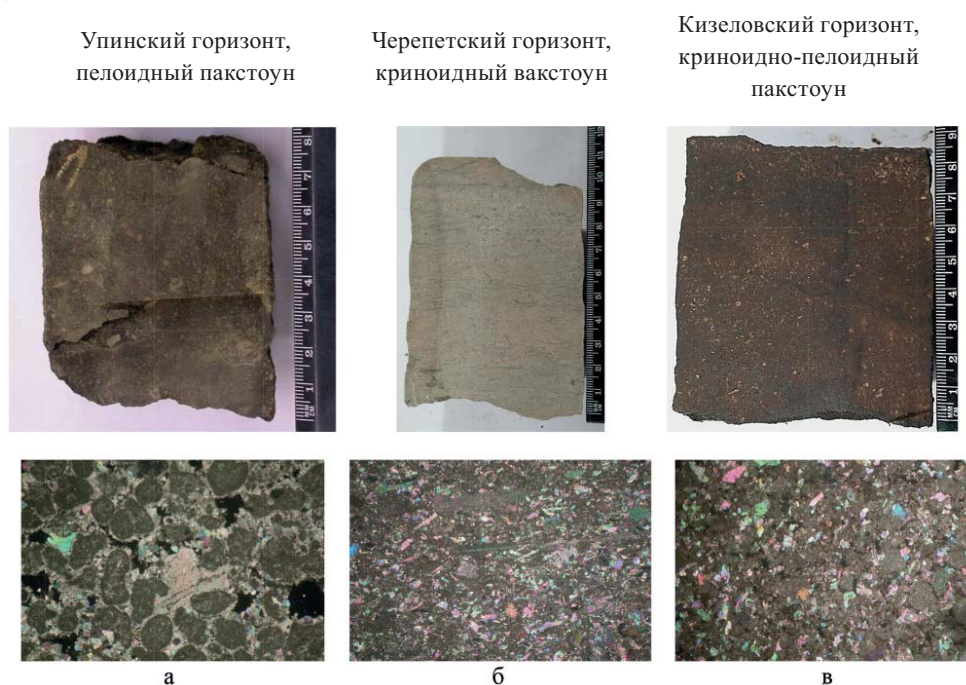


Рис. 1. Наиболее распространенные литологические типы известняков турнейского яруса по горизонтам, сверху фото образцов, внизу соответствующие им фотографии шлифов в скрещенных николях.

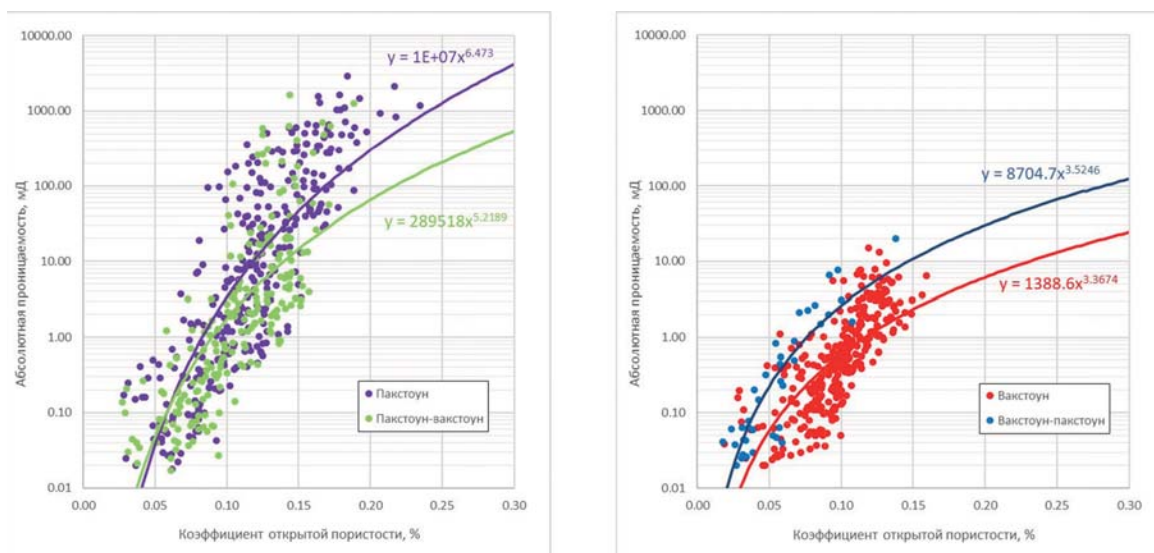


Рис. 2. Зависимости абсолютной проницаемости от коэффициента открытой пористости для различных литологических типов пород турнейского яруса.

Начало турнейского века в значительной степени унаследовало обстановки заволжского времени (верхний девон), однако к началу черепетского времени повсеместно наблюдается увеличение глубин бассейна с максимумом глубин на границе упинского и черепетского времени [5]. После чего начался постепенный регрессивный этап с последовательным уменьшением глубин бассейна к концу кизеловского времени, вплоть до появления континентальных обстановок на отдельных площадях [1]. При этом именно для верхнетурнейских отложений наблюдается наибольшее различие разрезов по литологическому строению. В то же самое время большая часть залежей нефти турнейского яруса сконцентрирована именно в отложениях верхнетурнейского подъяруса (в кизеловском, в меньшей степени черепетском горизонтах).

Известно, что в турнейском веке на территории современной Волго-Уральской области ещё существовали внутриформационные прогибы (Камско-Кинельская система прогибов (ККСП)), которые оказывали существенное влияние на седиментацию отложений и распределение литологических типов карбонатов. Так было выявлено, что сводовые разрезы, особенно в купольной части Южно-Татарского свода (ЮТС) являются наиболее мелководными, тогда как в радиальном направлении по мере удаления от купольной части свода разрезы становятся более глубоководными, и в центральных частях прогибов могут переходить к депрессионным разрезам доманиковского типа [1, 2]. К концу кизеловского времени на северо-западе Татарстана на Токмовском своде оформились континентальные обстановки, в то же время сводовая часть ЮТС была крайне мелководной и ранее накопленные карбонатные отложения подвергались размыву, о чем свидетельствуют: 1) появление лагунных мадстоунов; 2) появление брекчированных известняков, в целом не характерных для отложений турнейского яруса региона (рис. 3); 3) сокращенные мощности верхнетурнейского подъяруса.

Таким образом, облик формировавшихся в верхнетурнейское время разрезов в значительной степени зависел от палеогеоморфологического облика бассейна, определявшегося с одной стороны влиянием ККСП, с другой появлением обширных мелководных обстановок в области современной купольной части ЮТС.



Рис. 3. Брекчированный известняк, верхнетурнейский подъярус, сводовая часть Южно-Татарского свода.

Условия седиментации в конечном итоге предопределили распределение месторождений на юго-востоке Татарстана, где большая часть залежей, в том числе наиболее продуктивных, сконцентрирована между крайне мелководными и относительно глубоководными обстановками, в зоне накопления нормально морских мелковод-

ных карбонатных осадков, расположенных на западном, южном и северном склоне ЮТС, а также восточном борту Мелекесской впадины. Так основными коллекторами нефти в разрезах черепетского и кизеловского горизонтов являются пелоидные и криноидно-пелоидные пакстоуны. Именно данные литологические типы известняков турнейского яруса обладают значимыми характеристиками пористости и проницаемости. На рис. 4 показан геолого-геофизический планшет верхнетурнейского подъяруса скважины северо-восточного борта Мелекесской впадины.

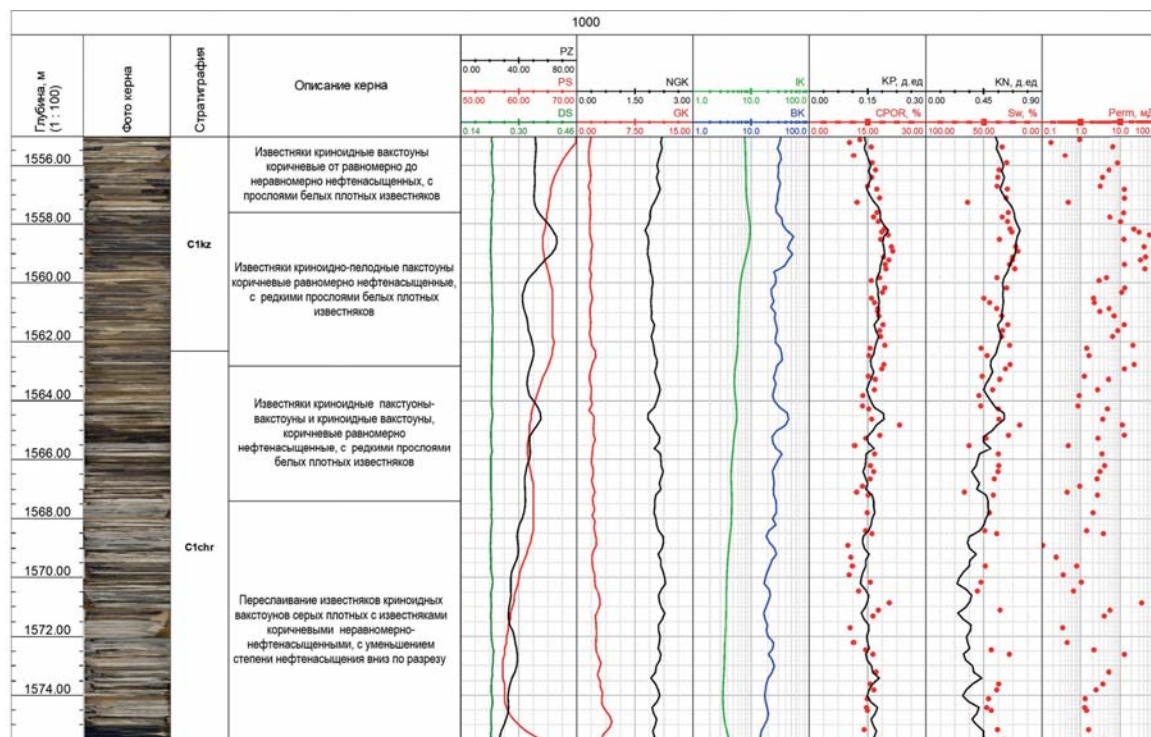


Рис. 4. Геолого-геофизический планшет верхнетурнейского подъяруса скважины северо-восточного борта Мелекесской впадины.

### Благодарности

Мы благодарим компанию ПАО «Татнефть» за предоставленные данные и разрешение на их использование в данной публикации.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### Литература

1. Муслимов Р.Х. Геология турнейского яруса Татарстана / Р.Х. Муслимов, Г.И. Васясин, А.Н. Шакиров и др. – Казань: Изд-во: «Мониторинг», 1999. – 186 с.
2. Хисамов Р.С. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Р.С. Хисамов, А.А. Губайдуллин, В.Г. Базаревская, Е.А. Юдинцев / под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2010. – 283 с.
3. Морозов В.П. Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона / В.П. Морозов, Е.А. Козина. – Казань: ПФ Гарт, 2007. – 201 с.
4. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана / Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович, В.Б. Либерман и др. / под. ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2006. – 328 с.
5. Рыжова А.А. Литология и палеогеография карбона центральных и восточных районов Русской платформы / А.А. Рыжова, Э.Д. Котельникова // Литология и палеогеография палеозойских отложений Русской платформы. – М.: «Наука». – 1972. – С. 129–140.

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПЛОЩАДЕЙ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Кузнецова, А.Л. Кульмамиров

*Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
(ТатНИПИнефть), г. Бузульма, kulmamirov@tatnipi.ru*

Ромашкинское нефтяное месторождение – одно из крупнейших месторождений мира, уникальное по размерам и запасам углеводородов. Основным эксплуатационным объектом является кыновско-пашийский, в залежах которого содержится около 80% суммарных начальных геологических запасов, а накопленная добыча нефти составляет более 90% от общей по месторождению.

Объект разделен рядами нагнетательных скважин на 21 площадь самостоятельной разработки. Разбуривание месторождения осуществлялось так, что в первую очередь в разработку вводились наиболее продуктивные центральные площади: Миннибаевская, Абдрахмановская, Южно-Ромашкинская и Павловская, в несколько этапов разбуривались и прилегающие к ним площади. Центральная часть этих площадей некоторое время оставалась неразбуренной, эти зоны вводились в эксплуатацию позднее уплотнением сетки за счёт бурения новых рядов добывающих скважин и приближения их к нагнетательным рядам. Периферийные площади вводились в разработку без выделения центральных участков, в основном, по пятирядной системе. В последующем происходило уплотнение рядов добывающих скважин на отдельных участках. В результате на центральных площадях сформировались более плотные сетки, чем на краевых (от 11,3 га/скв на Абдрахмановской до 28,3 га/скв на Ташлиярской площади).

Первоочередной ввод в разработку наиболее продуктивных площадей и применение внутриконтурного заводнения дали возможность создания эффективных систем разработки для более сложных по строению периферийных площадей. Во многом порядок и схема разбуривания определили в конечном итоге эффективность разработки каждой конкретной площади.

Площади кыновско-пашийского объекта, включающего в себя продуктивные терригенные отложения кыновского (пласт  $D_0$ ) и пашийского (пласт  $D_1$ ) горизонтов верхнего девона, различаются размерами, геологическим строением, приуроченностью базисных пластов к различным частям разреза, продуктивностью и темпами разработки. В разрезе пласта  $D_1$  выделяется восемь пропластков-коллекторов, индексируемых сверху вниз как «а», «б<sub>1</sub>», «б<sub>2</sub>», «б<sub>3</sub>», «в», «г<sub>1</sub>», «г<sub>2+3</sub>», «д». Пласты от «а» до «б<sub>3</sub>» включительно относятся к верхней пачке, пласты «в», «гд» – к нижней. Участки залежи, тяготеющие к присводовой зоне Южно-Татарского свода, имеют нефтенасыщение большего количества прослоев, чем в зонах, приуроченных к приконтурным областям, где нефтенасыщенными являются лишь верхние из них. На центральных площадях нефтеносен практически весь разрез пашийского горизонта, однако в нижних пластах в той или иной степени присутствуют водонефтяные зоны (ВНЗ). На остальных площадях нижние пласты («гд») почти не содержат нефти. Наибольшей долей запасов в ВНЗ характеризуются площади, расположенные, в основном, в восточной части месторождения.

Продуктивные отложения пашийского горизонта обладают значительной зональной и послойной неоднородностью. Нижняя пачка характеризуется высокими толщинами, низкой расчленённостью, площадным распространением коллекторов и большой долей их слияния. Кыновский горизонт, введённый в разработку лишь в 90-х годах, присутствует только на северо-западных площадях; на центральных и юго-восточных площадях он представлен непродуктивными породами. Для пласта  $D_0$  и верхней пачки пласта  $D_1$  характерны ухудшенные геолого-физические характеристики (ГФХ): прерывистое строение, меньшие толщины, высокая расчленённость пластов, повышенная глинистость. В целом по объекту коллекторские свойства чаще ухудшаются снизу вверх по разрезу, от нижней пачки к верхней и от центральной части к периферии.

Структура начальных запасов нефти по пластам очень разнообразна. Так, наибольшими по содержанию геологических и извлекаемых запасов являются Абдрахмановская и Миннибаевская площади, а наименьшими – Холмовская, Куакбашская и Южная. На четырёх центральных площадях основные запасы нефти содержатся в нижних пластах (рис. 1). На восьми площадях базисным является пласт «а», к которому приурочено от 41,2 до 89,1% запасов, на Березовской и Сармановской площадях – пласт  $D_0$ . Структура запасов нефти по типам коллекторов также очень вариативна. Хотя основная доля запасов нефти на всех площадях содержится в высокопродуктивных коллекторах, но изменяется в значительных пределах: от 42,8% на В.-Лениногорской до 86,1% на Абдрахмановской площади. Наибольшая доля низкопроницаемых коллекторов (алевролитов) – на Южной (25,4%) и В.-Лениногорской (28,6%) площадях, глинистых песчаников – на Сармановской (27,8%) и Южной (24,6%) площадях.

В настоящее время объект находится на четвёртой стадии разработки, характеризующейся ухудшением структуры запасов, снижением добычи нефти при низких темпах разработки. Нижняя пачка горизонта  $D_1$ , вступившая в разработку в первую очередь, на текущий момент практически выработана. Все площади находятся на заключительной стадии разработки, отбор от НИЗ составляет от 86,5% до 95,3%, в целом по объекту – 93,3%. Наибольшей степенью выработанности характеризуется пласт  $D_1$ . Отношение действующих добывающих скважин к нагнетательным, находящимся под закачкой, равно 1,3, что свидетельствует о сложившейся высокоинтенсивной системе разработки объекта. Характеристики вытеснения на всех площадях благоприятны в течение всей истории: текущий отбор от вовлеченных в разработку запасов хорошо коррелируется с обводнёностью продукции. обводнёность варьируется от 83,3%, на Куакбашской до 95% на Азнакаевской площади, в среднем составляя 91,2%.

Обобщая, можно отметить, что площади существенно различаются как по геологическому строению, так и по системам разработки, и по степени выработки запасов.

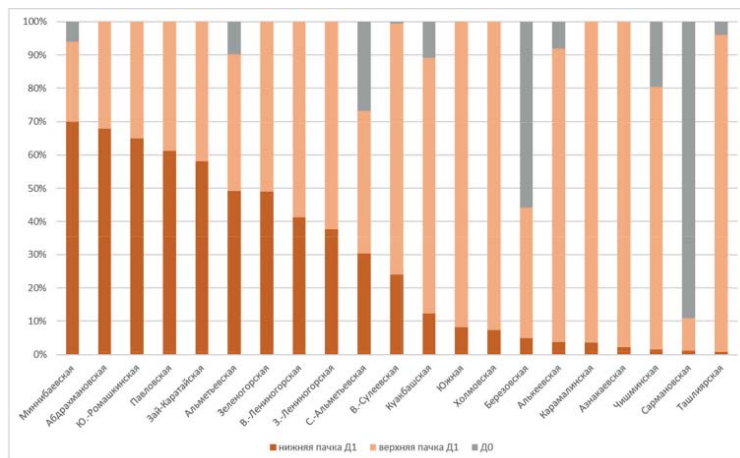


Рис. 1. Распределение запасов по пластам  $D_0$  и  $D_1$ .

Главным показателем, комплексно характеризующим эффективность системы разработки, является коэффициент нефтеизвлечения (КИН). Текущий КИН в целом по объекту достиг значения 0,486 доли ед., при этом по пласту  $D_0$  он составляет 0,419 доли ед., по пласту  $D_1$  – 0,493 доли ед. На текущий КИН одновременно оказывает влияние множество факторов: геологические (вязкость нефти, проницаемость, песчанистость, расчленённость и т.д.) и технологические (плотность сетки скважин, система заводнения, темп ввода объекта в разработку, степень промывки и др.). Влияние этих факторов не равнозначно, определение степени воздействия каждого из них является сложной задачей. К тому же на каждой стадии разработки их влияние меняется. Для преодоления этих трудностей была предложена система, позволившая всё многообразие факторов свести к двум интегральным показателям, названным *геологическими* и *технологическими* факторами [1].

Для учёта геологических параметров была предложена методика бальной оценки [2]. За усреднённый показатель характеристики объекта принят сводный балл (или ранг) *геологических* факторов, определённый на основе 10 параметров: пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, песчанистость, нефтенасыщенная толщина, коэффициенты расчленённости и распределения запасов, а также доли запасов нефти, содержащихся в песчаных коллекторах, алевролитах и ВНЗ (табл. 1). Видно, что наибольшим рангом обладают Сармановская, Миннибаевская, Алькеевская и Ташлиарская площади, наименьшим – Южная, Зай-Каратайская и В.-Лениногорская.

Таблица 1

Средние значения геологических параметров площадей.

№ п/п	Площадь	Нефте-насыщ. толщина, м	$K_p$ , доли ед.	$K_{пр}$ , мкм <sup>2</sup>	$K_{н.нас.}$ , доли ед.	Показатели неоднородности		Сводный балл геол. параметров
						$K_{песч}$ , доли ед.	$K_{расч}$ , доли ед.	
1	Березовская	6,7	0,19	0,450	0,82	0,560	3,0	0,633
2	С.-Альметьевская	13,4	0,19	0,529	0,82	0,402	5,4	0,474
3	Альметьевская	12,5	0,18	0,404	0,81	0,384	6,1	0,469
4	Миннибаевская	18,1	0,19	0,599	0,83	0,449	6,5	0,698
5	Сармановская	3,9	0,19	0,384	0,80	0,770	1,9	0,709
6	Ташлиарская	6,9	0,20	0,494	0,80	0,804	1,8	0,691
7	Чишминская	7,5	0,19	0,479	0,80	0,605	2,5	0,676
8	В.-Сулеевская	11,0	0,18	0,479	0,80	0,513	4,3	0,529
9	Алькеевская	8,6	0,19	0,479	0,82	0,552	3,5	0,693
10	Абдрахмановская	17,1	0,19	0,543	0,83	0,524	5,7	0,657
11	Куакбашская	6,7	0,18	0,431	0,78	0,586	2,8	0,605
12	Зай-Каратайская	10,2	0,18	0,500	0,77	0,497	4,5	0,371
13	Ю.-Ромашкинская	15,2	0,18	0,530	0,81	0,535	5,0	0,567
14	З.-Лениногорская	8,3	0,18	0,452	0,79	0,538	4,0	0,419
15	Павловская	14,1	0,19	0,652	0,81	0,537	4,8	0,439
16	Зеленогорская	10,7	0,18	0,517	0,76	0,530	4,4	0,416
17	В.-Лениногорская	8,9	0,19	0,551	0,74	0,563	4,1	0,382
18	Холмовская	5,4	0,18	0,367	0,75	0,748	2,2	0,471
19	Азнакаевская	5,9	0,19	0,426	0,76	0,797	2,1	0,637
20	Карамалинская	5,2	0,18	0,458	0,73	0,771	2,2	0,481
21	Южная	4,1	0,18	0,305	0,74	0,720	2,2	0,239

Так как все площади разрабатываются с применением заводнения, то основным фактором, способствующим



щим добыче нефти, является кратность промывки пласта или объёмы добычи жидкости. В этой связи за *технологический* фактор при анализе эффективности разработки можно принять показатель промывки [3]:

$$\frac{\sum Q_n}{НГЗ} \longrightarrow \left( \frac{\sum Q_{ж.пл.у.}}{НГЗ_{пл.у.}} \right), \quad (1)$$

где  $\sum Q_n$  – накопленный отбор нефти,

НГЗ – начальные геологические запасы нефти,

$\sum Q_{ж.пл.у.}$  – накопленный отбор жидкости в пластовых условиях,

$\frac{\sum Q_{ж.пл.у.}}{НГЗ_{пл.у.}}$  – относительный объём добытой жидкости (кратность промывки).

На рис. 2 представлена зависимость нефтеотдачи от степени промывки по площадям. Из рисунка видно, что верхнее положение на графике занимают площади, расположенные на севере месторождения, среднюю часть – в основном, центральные площади, и завершают график юго-западные и юго-восточные площади. Следует отметить, что на всех площадях, за исключением Куакбашской, уже достигнута величина промывки 100%, на трёх площадях (Ташлиарская, В.-Ленинградская и Карамалинская) она уже превысила 200%. В целом по горизонту промывка составляет 150%, что ещё раз свидетельствует о высокой эффективности разработки месторождения. Благодаря большому объёму геолого-технических мероприятий, проводимых в последние годы, по многим площадям и в целом по объекту наблюдается повышение эффективности разработки, за счёт чего кривые в координатах «промывка – КИН» отклоняются к оси ординат.

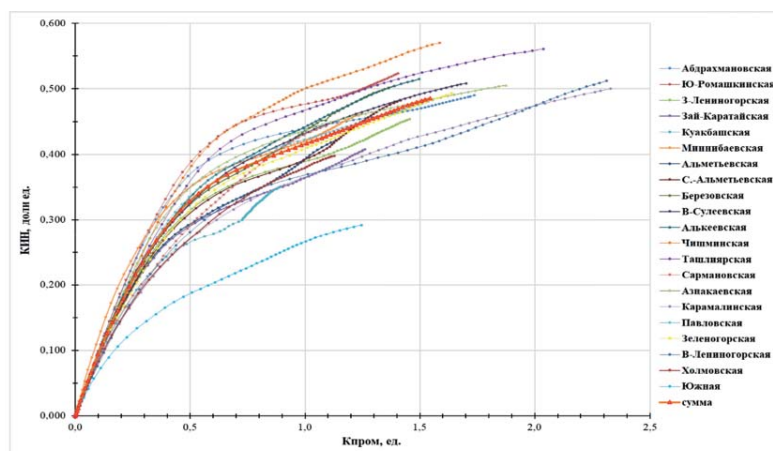
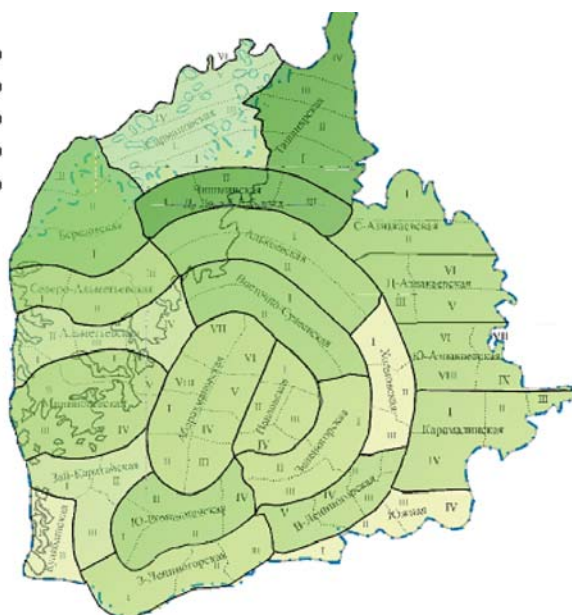
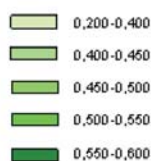


Рис. 2. Зависимость текущего КИН площадей от промывки.

Рассмотрим более подробно эффективность разработки площадей, для этого схематически представив их распределение по текущей нефтеотдаче (рис. 3). По значениям достигнутых КИН все площади можно условно разделить на пять групп:



- высокоэффективные: КИН выше 0,550 доли ед. – две площади;
- эффективные: КИН от 0,500 до 0,550 доли ед. – семь площадей;
- достаточно эффективные: КИН от 0,450 до 0,500 доли ед. – шесть площадей;
- среднеэффективные: КИН от 0,400 до 0,450 доли ед. – три площади;
- низкоэффективные: текущий КИН менее 0,400 доли ед. – три площади.

Следует признать, что эффективность по показателю КИН полностью соответствует геологическому строению площадей и применяемым системам разработки. Показатели выработки хорошо согласуются как с геолого-физическими характеристиками участков, так и с

Рис. 3. Состояние текущего коэффициента нефтеотдачи по площадям.

технологическими параметрами их эксплуатации. Учитывая всё сказанное выше, определим основные факторы в максимальной степени влияющие на величину КИН.

Наибольшими значениями КИН характеризуются северо-восточные площади объекта, обладающие наилучшим комплексом ГФХ. Максимальный текущий КИН отмечен на Ташлиярской и Чишминской площадях: он достиг 0,561 и 0,570 доли ед. соответственно. Определяющими факторами для этих площадей явились низкая расчленённость (практически однопластовость) объекта и сосредоточенность основных запасов нефти в высокопродуктивных коллекторах. К тому же данные площади имеют высокую степень промывки (рис. 2) и максимальный темп отбора нефти на начальном этапе разработки.

Центральным площадям (Абдрахмановская, Миннибаевская, Павловская) при общих благоприятных ГФХ присуща высокая расчленённость объекта, большая разница по проницаемости между пластами и недостаточная интенсивность системы заводнения, что снижает текущую нефтеотдачу. Тем не менее именно на этих площадях находится подавляющее большинство скважин из 107 «миллионниц», у которых суммарная добыча нефти превысила один миллион тонн. Данные скважины пробурены в зонах максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Д<sub>1</sub>, отличающихся высокими ФЕС. Внутренние отборы нефти также обусловлены ранними и высокими темпами ввода площадей в разработку и, соответственно, значительной добычей в первые годы эксплуатации.

Высокие показатели вовлеченности запасов в процесс дренирования при значительных объёмах закачки и высоких достигнутых КИН свидетельствуют о достаточной эффективности реализуемой системы ППД. Наиболее эффективно вырабатываются запасы из центральных и западных площадей. В качестве отрицательного фактора для западных площадей третьей группы необходимо отметить недостаточное обеспечение объёмами промывки пластов. А это является следствием отставания обустройства, принятой технологии разбуривания и разработки месторождения в соответствии с первой Генеральной схемой.

Низкие КИН краевых Южной, Куакбашской и Сармановской площадей, а также Холмовской обусловлены их наихудшей продуктивностью, так как слагающие их пласты представлены в значительной мере глинистыми коллекторами. Для площадей пятой группы также характерны небольшие нефтенасыщенные толщины, низкая ПСС и небольшие объёмы промывки.

Можно заметить, что величина КИН увеличивается с ростом промывки в соответствии с геологическими особенностями площадей. Текущие КИН на площадях с высокой степенью заводнения при низких значениях геологических параметров (Карамалинская, Восточно-Ленинградская) достигли, соответственно, 0,500 и 0,512 доли ед. Текущие КИН на площадях с низкой степенью заводнения при высоких значениях геологических параметров (Сармановская и Куакбашская площади) составили всего 0,443 и 0,351 доли ед.

Таким образом, на основе корреляционного анализа установлено, что в целом КИН по площадям увеличивается с ростом кратности промывки и в меньшей степени с увеличением фонда скважин и интенсивности системы ППД. Устойчивая корреляционная связь прослеживается также со сводным баллом геологических параметров. От остальных рассмотренных параметров прирост КИН зависит не существенно. На заключительной стадии разработки текущий КИН существенно зависит от темпа промывки [4].

Применение многофакторного анализа позволило оценить эффективность существующей системы разработки и выявить проблемные направления по каждой площади. С учётом всех факторов при составлении технологического проекта на разработку Ромашкинского месторождения [5] для обоснования проектных мероприятий (бурение новых скважин, зарезка боковых стволов, дальнейшее развитие и совершенствование системы ППД, внедрение установок одновременно-раздельной эксплуатации различной конфигурации, применение зарекомендовавших себя и новейших МУН) для каждой площади были даны рекомендации, направленные на улучшение процесса разработки.

## Литература

1. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. О роли геологических параметров и технологических управляющих факторов при разработке нефтяных месторождений. Труды Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений «Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений. Часть I. Альметьевск. – 2000. – С. 153–170.
2. Дияшев Р.Н., Блинов А.Ф. Анализ показателей разработки девонских отложений на площадях Ромашкинского месторождения с учетом геологических характеристик и технологических факторов. Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – с. 94–99.
3. Базив В.Ф., Лисовский Н.Н., Мальцев С.А. и др. Сопоставительная оценка эффективности реализуемых систем разработки нефтяных месторождений в связи с прогнозом КИН. Труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения. – Казань: «Новое знание». – 1998. – С. 37–62.
4. Сопоставительный анализ эффективности разработки площадей Ромашкинского месторождения [Текст]: отчет/ООО «Наука», отв. исполнитель Блинов А.Ф. – Альметьевск. – 2009.
5. Дополнение к технологическому проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения (кыновско-пашийский объект) [Текст]: отчет / ТатНИПИнефть, отв. исполнитель Кульмамиев А.Л. – Бугульма. – 2022.

## РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ТУРКМЕНИСТАНЕ

**Б.М. Маммедов, О.Ч. Садывакасова, Б.Д. Непесова**

*Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,  
г. Ашгабат, Туркменистан, oguljan0707@gmail.com.*

Нефтегазовая промышленность является ключевым сектором экономики Туркменистана и играет важную роль в обеспечении экономического и социального развития страны. За годы независимости в нашей стране открыты десятки нефтегазовых месторождений, в том числе одно из крупнейших в мире газовое месторождение Галкыныш. С целью увеличения запасов нефти, природного газа и газового конденсата необходимо поиск новых месторождений, а также следует активно развивать месторождения Барсагельмез, Готурдепе, Небитдаг, Алтыгуи, Узынада а также продолжить работу на газовой месторождении Галкыныш.

Согласно «Национальной программе Туркменистана по развитию нефтегазовой отрасли на 2030 годы», увеличение добычи нефти и газа должно основываться на достижениях современной науки и техники, передовых производственных мощностей. Оснащение производства нефтегазовой промышленности современным техническим оборудованием, освоение углеводородов. Увеличения поставки на мировые рынки диверсифицированными путями, углубление переработки минерального сырья, производство экологически чистой конкурентоспособной продукции, экспорт на мировые рынки, охрана окружающей среды, качественное развитие системы социальной защиты за счёт внедрения инновационных технологий в производство, который является основной целью, и в этом направлении ведётся эффективная работа со стороны руководства Туркменистана.

Развитие нефтегазовой промышленности способствуют успешной реализации программы, социально-экономического, культурно-образовательного, общественно-политического преобразования, направленные на дальнейшее развитие страны. Строятся промышленные предприятия, культурные и социальные объекты, современное жилье и прочие. Проводимая страной социально-экономическая политика укрепляет основы независимости суверенного государства.

Строительство нефтяных и газовых скважин является одним из трудоёмких процессов и связано с применением новой буровой техники и передовой технологии на всех этапах строительства скважин. Поэтому дальнейшее повышение эффективности буровых работ во многом определяется ускорением научно-технического процесса, отражением его последствий в реальном повышении технико-экономических показателей буровых работ.

В статье рассматриваются в качестве примера экономическая и технологическая эффективность некоторых используемых на практике передовых технологии и новой техники, внедрённых в производство последние годы в строительство нефтяных и газовых скважин. Внедрение новой техники и передовой технологии в конечном итоге приводит к росту коммерческой скорости, сокращению продолжительности строительства скважин и снижению себестоимости буровых работ.

В настоящее время на буровых предприятиях государственного концерна «Туркменнебит» используются алмазные долота американского и российского производства. Алмазное долото является породоразрушающим инструментом, способным работать в нескольких скважинах и проходить до выработки своего ресурса несколько тысяч метров. Алмазные долота по сравнению с базовым вариантом (шарошечные долота) за один рейс способны разбуривать породы не только различных формаций, но и различных стратиграфических подразделений. По характеру воздействия на породу алмазное долото, является как истирающим, так и режущим инструментом. Поэтому при бурении скважин алмазные долота целесообразно применять на больших глубинах, так как они обеспечивают значительную проходку долота, что сокращает затраты времени на спуско-подъёмные работы. Внедренное в производство алмазные долота по сравнению с базовым вариантом (шарошечные долота) отличается, эффективностью технологических факторов, уменьшением количества долот, сокращением времени на механическое бурение, спуско-подъёмные операции и вспомогательные работы, которые приводят к экономии средств.

На скважине площади Экеремского управления буровых работ треста «Невитгазбуравлайыш» государственного концерна «Туркменнебит», используются долота производства Соединённых Штатов Америки, результатом которого являются: повышение механической скорости в – 3,5 раза, увеличению проходки на долото в – 12,7 раза, сокращению времени на спуско-подъёмные операции в – 5,5 раза, снижению времени на подготовительные и вспомогательные работы в – 12,6 раза, уменьшению количества долот в – 12,7 раза, количества рейсов в – 12,7 раза и повышению коммерческой скорости в – 1,1 раза.

Внедрение алмазного долота производства Российской Федерации на скважине площади Готурдепинского управления буровых работ (Северный Готурдепе, Западный Готурдепе) «Невитгазбуравлайыш», по сравнению с базовым вариантом привело к экономии эксплуатационных затрат бурения: повышение средней проходки на долота в – 6,7 раза, увеличение проходки на один рейс в – 2,1 раза, сокращение времени на спуско-подъёмные операции в – 3,2 раза, снижение времени на подготовительные и вспомогательные работы в – 3,7 раза, уменьшению количества долот в – 7 раза, и количества рейсов в – 2,7 раза, повышение коммерческой скорости в – 1.1 раза.

На месторождениях нефтегазодобывающих предприятий применялось новое оборудование мирового уровня: канатная техника «Слик-Лайн» для борьбы с парафиноотложениями насосно-компрессорных труб (НКТ) скважин. И ещё с использованием электроцентробежного и винтового насоса Российского производства получена дополнительная продукция из скважин. Внедрена передвижная установка компании «Flotweg» для переработки

нефтяных отходов (производительность 15–20 м<sup>3</sup>/час) НГДУ «Готурдепенебит», рентабельность этой установки равна – 10,4%.

Необходимо упомянуть в ряду с другими мероприятиями и об использовании комплекта внутрискважинного оборудования (газовые клапаны, пакеры и др) компании Weatherford Американского производства в нефтегазодобывающих предприятиях, в результате повысилась эффективность производства. Было внедрено 31 скважине НГДУ «Кеймир», где получен прирост нефти, от всей добычи нефти – 2,2% при рентабельности оборудования – 150%.

Использование установок гибких труб производства Канады и Белоруссии проведены скважинно/операции по очистке парафиноотложений насосно-компрессорных труб, очистке песчаной пробки, установке цементного моста, проверке лифтовых труб.

В результате внедрения этого мероприятия получена прибыль по двум факторам: за счёт экономии времени и прироста добычи нефти. С внедрением установки улучшились эффективность и качество капитальных ремонтных работ, что привело к экономии затрат за счёт ускорения работ в производстве.

Запасы газа страны оцениваются более чем в 50 трлн кубометров [3]. Благодаря выгодному геоэкономическому положению и богатым углеводородным ресурсам страна имеет большие возможности для увеличения объёмов экспорта газа в страны дальнего зарубежья по существующим и перспективным направлениям. Сегодня Туркменистан является одним из основных экспортёров «голубого топлива» в Центральную и Юго-Восточную Азию. Транснациональный газопровод Туркменистан–Китай – яркое тому подтверждение. В нём отражена идея воссоздания Великого Шелкового пути, соединившего народы евразийского климата на протяжении тысячелетий.

Ещё одним стратегически важным проектом является газопровод Туркменистан–Афганистан–Пакистан–Индия (ТАПИ). Реализация этого масштабного проекта придаст мощный импульс экономическому развитию крупного региона, будет способствовать решению социальных и гуманитарных проблем, укреплению мира и стабильности. Активно продолжается промышленная эксплуатация Галкынышского газового месторождения, которое является одним из крупнейших в мире.

В настоящее время наряду с концерном, с целью увеличения объёмов добываемой нефти привлечены иностранные компании по добычу нефти, согласно Соглашению на взаимовыгодных условиях. Это на территории западного Туркменистана на нефтегазовом месторождении Бурун, которое находится «Небитдаг» – компания «Epi Turkmenistan Limited» Италия, на Восточном-Челекенском нефтегазовом месторождении, расположенном на территории «Хазар» – компания Mirto International Limited Британские Виргинские острова, а также на нефтегазовых месторождениях Жыгалыбег и Джейтун, расположенные на территории Челекен в акватории Каспийского моря, принадлежащей Туркменистану, компания Драгон Ойл (Туркменистан), Лтд (Объединённые Арабские Эмираты).

С целью увеличения объёмов промышленных запасов сырой нефти, газа и конденсата, проводятся соответствующие работы по повышению эффективности геологоразведочных работ в северной части месторождения Готурдепе и в Прибалканском нефтегазоносном районе (месторождениях Алтыгуи, Кемер, Гогерендаг-Экерем и прочие), планируется проведение поисково-разведочных работ на новых месторождениях, которые считаются перспективными для нефти и газа. На недавно введенном в эксплуатацию нефтегазовом месторождении Северный Готурдепе в партнерстве с сингапурской компанией Yug-Neftegaz Private Limited ожидается начать бурения ряда скважин в короткие сроки за счёт инвестиций на взаимовыгодных условиях, а также планируется пробурить наклонно направленные скважины. Увеличения добычи неразработанных запасов нефти в продуктивных пластах нефтегазового месторождения Готурдепе, находящегося на поздних стадиях эксплуатации, в том числе для увеличения продуктивности скважин принимаются соответствующие меры по увеличению продуктивности скважин с использованием инновационных технологий совместно с Акционерным обществом «Татнефть» Республики Татарстан Российской Федерации путём инвестирования на взаимовыгодных условиях. А также и с другими иностранными инвесторами, ведётся соответствующая работа по налаживанию двустороннего взаимовыгодного сотрудничества

В результате регулярных и эффективных геолого-технических мероприятий, а также расширения сотрудничества с иностранными инвесторами и внедрения инновационных решений в области нефтедобычи, планируется увеличить объёмы добываемой нефти вместе с конденсатом примерно в – 2 раза.

Внедрение цифровой системы нефтегазовой промышленности обеспечит энергетической безопасности за счёт увеличения объёмов, а также новых маршрутов экспорта природного газа на внешние рынки.

С развитием компьютерных технологий их диапазон нефтегазовой промышленности значительно расширился. В частности ведущие мировые компании используют их для определения точных размеров скважин, что позволяет в – 1,5–2,0 раза превышать скорость бурения скважин (нефтедобыче).

Туркменистан, в соответствии с международным опытом проводит большую работу по поиску новых месторождений, богатых природным газом и нефтью, увеличению добычи нефти и капитальному ремонту нефтяных скважин. В этой связи соответствующие условия установлены между Турецким государственным концерном «Миннебит» и Открытым акционерным обществом «Татнефть» Республики Татарстан Российской Федерации.

Один из мировых экспортёров природного газа и нефти, Туркменистан привержен созданию стабильной международной системы экспорта этих ресурсов диверсификация экспортных маршрутов, создание развитой

многопрофильной трубопроводной системы это главные приоритеты энергетической политики нашего независимого государства. Среди важных работ, проводимых в этом направлении, это разработка «Программа развития энергетической дипломатии Туркменистана на 2021–2025 годы». Этот документ является специализированным агентством ООН. Международное энергетическое агентство определяет ключевые направления сотрудничества в области энергетики.

Одним из основных направлений экономического развития страны является развитие модернизации нефтегазовой промышленности, создание инновационных производств по переработке углеводородов и диверсификации её экспортных возможностей. Внедрение новых достижений научно-технического развития в нефтегазовой промышленности имеет большое значение для процветания нашей страны.

### Литература

1. *Гурбангулы Бердымухамедов*. Туркменистан на пути достижения Целей устойчивого развития. – А. 2018.
2. «Программа Президента Туркменистана по социально-экономическому развитию страны на 2019-2025 годы». – А. 2019.
3. «Национальная программа Туркменистана по развитию нефтегазовой отрасли на 2030 годы». – А. 2010.
4. «Национальная программа основных направлений социально-экономического развития Туркменистана на 2022-2052 годы». – А. 2023.
5. Нефть, газ минеральные ресурсы Туркменистана 1(48)2020, 3(54)2021, 4(59) 2022.

### ТЕХНОЛОГИЯ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

**Б.М. Маммедов, Г.Я. Нураева**

*Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,  
г. Ашгабат, Туркменистан, nryvglk1505@gmail.com.*

Любой газ можно сжижать, при снижении его температуры до определенного уровня. Температура, необходимая для сжижения газа, называется критической температурой. Углекислый газ, хлор и аммиак можно сжижать при комнатной температуре, но некоторые газы имеют очень низкие критические температуры (кислород 154,4 К, азот 126,1 К, водород 33 К) и поэтому не могут быть сжижены в простых условиях. Однако все газы можно превратить в жидкости с помощью различных приёмов и физических явлений [1-2].

Это означает, что любой газ можно превратить в жидкость, если его температура ниже критической. Поэтому условно принято делить вещества на жидкое и газообразное состояния. Газообразные вещества имеют очень низкие критические температуры, поэтому в основном они существуют в виде газов. Жидкости, с другой стороны, имеют более высокую критическую температуру и поэтому имеют вид жидкостей.

В этой статье мы рассмотрим технологию сжижения природного газа.

Технологии, применяемые в промышленности для сжижения газов, в основном основаны на двух методах:

- Сжижение с использованием эффекта Джоуля-Томсона – сжатый газ охлаждается расширением через дроссель.

- При расширении сжатого газа совершается механическая работа, в результате чего газ охлаждается.

**Детандерова технология производства сжиженного природного газа.** Сегодня более эффективные результаты даёт использование детандерных холодильных циклов, работающих за счёт использования разницы давлений между газопроводом и газораспределительной системой.

На сегодняшний день наиболее перспективными технологиями получения сжиженного природного газа в системе газораспределения являются технологии с внутренней системой охлаждения и использованием в качестве источника охлаждения турбодетандерной установки. В случае использования такой технологии частичное сжижение газа происходит за счёт расширения газа, поступающего из магистрального газопровода, то есть, в отличие от других схем сжижения газа, в этой схеме не затрачивается энергия на начальное сжатие газа.

При производстве сжиженного природного газа в системе газораспределения проявляется основной недостаток схем с внутренней системой охлаждения – кристаллизация происходит при низких температурах, поэтому весь газ, проходящий через установку, должен быть изначально очищен. Прежде чем приступить к сжижению природного газа, из его состава необходимо удалить различные примеси (вода, гелий, водород, углекислый газ, азот, серные соединения и другие примеси). Для этого обычно используют абсорбционную (адсорбционную) методику очистки путём пропускания газовой смеси через молекулярный фильтр. Затем из смеси удаляют тяжёлые углеводороды. В результате в газе остаётся только 5% смеси, и в нём преобладает в основном метан (и в меньшей степени этан, пропан, бутан). Этот процесс очистки позволяет очистить смесь от веществ, которые могут повредить установку по сжижению, и отделить только базовый газ, который и необходимо сжижать. Основная проблема заключается в удалении углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) из природного газа без его сжижения. При низких температурах этот газ с большей вероятностью достигнет температуры кристаллизации. Образование твёрдой кристаллической

фазы в низкотемпературных установках может повредить устройство. Согласно фазовой диаграмме диоксида углерода твердая фаза образуется при 221 К (-52°C) при давлении 4,5 МПа.

Под давлением 1 атм. температура жидкого перехода метана составляет 110 К, этана – 185 К, пропана – 241 К и бутана – 272,5 К. Эти температурные различия также объясняют, почему природный газ необходимо фракционировать перед сжижением. Единой технологии сжижения всех видов газообразных углеводородных соединений не существует. Для каждого из них должна быть разработана и использована отдельная технология.

На рис.1 представлена принципиальная схема сжижения природного газа из газопровода высокого давления 1 в газопровод низкого давления 4. После сжатия природный газ из магистрального газопровода высокого давления поступает в теплообменник 3 для охлаждения, затем направляется на вход 2-х многоступенчатых турбин. Здесь энергия сжатого газа преобразуется в механическую энергию. Давление сжатого газа на выходе из турбины ниже давления в газопроводе 4. В таких условиях меняются параметры газа, он становится однофазным на входе в турбину и двухфазным на выходе. Часть газа превращается в конденсат – сжиженный газ, а другая часть остаётся, сохраняет прежнюю газовую форму с низким давлением. После этого газ поступает в сепаратор 5, где сжиженная часть газа отфильтровывается от несжиженной части и направляется на сбор по перепускной трубе 6, а другая часть направляется в теплообменник 3 для нагрева и сжимаясь в компрессоре 7 до давления, которая имеет газопровод низкого давления 4, получает давление и температуру, необходимые для подачи его потребителям. Энергия сжатия в 7 компрессорах реализуется за счёт механической работы первоначально поступающего сжатого газа при его расширении через турбины 2. После каждого шага турбины жидкая фаза отделяется в сепараторе и сбрасывается в трубопровод сжиженного природного газа.

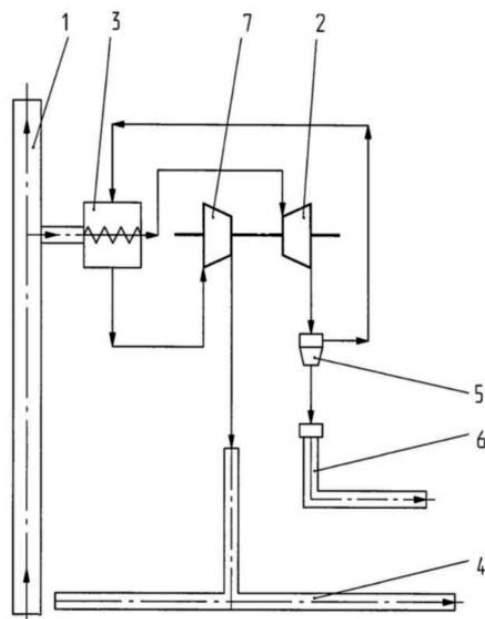


Рис. 1. Принципиальная схема сжижения природного газа.

На сегодняшний день проблема сжижения природного газа актуальна. Технологии добычи, транспортировки и переработки природного газа развиваются быстрыми темпами. Для его сжижения строятся крупные высокотехнологичные заводы. Основной целью сжижения природного газа является облегчение его экспорта на дальние расстояния. Если расстояние между пользователем и месторождением газа сухое и недалеко, то проще и экономичнее провести между ними трубу. Но во многих случаях трубопроводы дороже по географическим причинам.

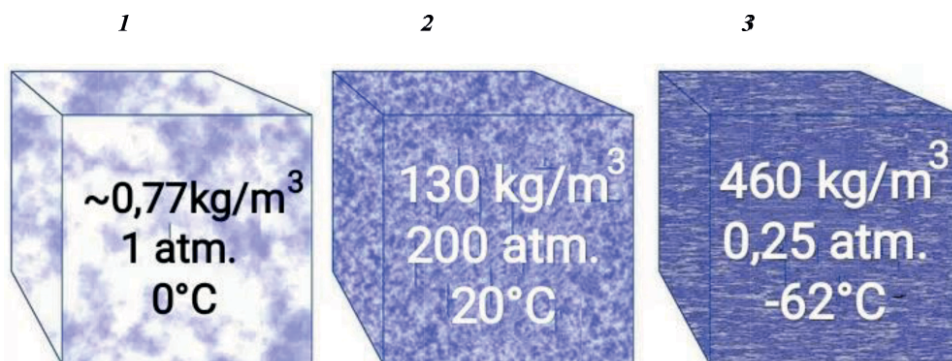


Рис. 2. Плотность природного газа при разных формах  
1 – природный газ, 2 – кристаллический природный газ, 3 – жидкий природный газ.

Согласно расчётам, если природный газ необходимо экспортировать на расстояние более 2500 км, то экспортировать его в сжиженном виде выгоднее, чем экспортировать его по трубопроводу. Кроме того, в 1 м<sup>3</sup> объёма сжиженных газов хранится большее количество вещества по сравнению с газовыми формами, что дополнительно экономит экспорт газа. Поэтому разрабатываются технологии получения природного газа в жидком виде. После сжижения газ хранится в жидком виде в специальных криогенных контейнерах для вывоза морским, речным, автомобильным или железнодорожным транспортом. Давление внутри него близко к атмосферному, но при температуре выше -160°C он начинает превращаться в газ. Поэтому газовые цистерны и наземные транспортные средства, перевозящие сжиженный природный газ, снабжаются прочным изоляционным слоем, необходимым для сохранения температуры, чтобы газ оставался в жидком состоянии. После того, как жидкий газ доставлен на пункт назначения его превращают в газовую форму. Технология охлаждения очень затратна с точки зрения энергии. На различных заводах для этого используется четверть первоначального объёма топлива. Но в связи с большим спросом на природный газ на мировом рынке оплатить его стоимость несложно.



Рис. 3.



Рис. 4.

Поэтому, как одной из ведущих стран мира по запасам и экспорту газа, важно изучать, внедрять и совершенствовать технологию сжижения газа.

**Результат.** Любой газ можно превратить в жидкость при температурах ниже его критической температуры. Такие низкие температуры могут быть достигнуты с помощью специальных установок. В основном в установках используются два метода:

1. Эффект Джоуля-Томсона;
2. Метод работы газа при адиабатическом расширении.

Сжижение газов имеет большое значение в технике, науке и медицине. В статье рассматривается способ сжижения природного газа, его технология и условия. Оценена важность изучения технологии сжижения газа. Содержание статьи важно для эффективного использования природного газа, являющегося голубым богатством нашей страны, во многих отраслях науки и техники.

#### Литература

1. *А.К. Кикоин, И.К. Кикоин.* Молекулярная физика. – М.: Наука. – 1976. – 480 с.
2. *Трофимова Т.И.* Курс физики. – М.: Академия. – 2006. – 560 с.
3. *М. Майорец, С. Симонов.* Сжиженный природный газ – будущее мировой энергетики. – М.: Альпина Паблшер. – 2014. – 360 с.

### **ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ САМОНАСТРАИВАЕМЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТАХ ПО ДАННЫМ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

**И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева**

*Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
г. Казань, ildarmannanov@mail.ru*

Одним из трендов современного подхода в разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является использование горизонтальных скважин. Наряду с явными преимуществами использования горизонтальных скважин для разработки месторождений существует проблема обеспечения максимально равномерной приточности флюида по длине пробуренного горизонтального ствола скважины. Многочисленные исследования по оценке степени притока по горизонтальному стволу показывают, что зачастую более 50% от общей длины горизонтального ствола не эксплуатируются, т.е. не обеспечивают приток. Обеспечение притока по длине горизонтальной скважины в карбонатных коллекторах является одним из ключевых механизмов интенсификации добычи и совершенствования разработки [1, 2].

Разработка месторождений в карбонатных коллекторах традиционно выполняется с применением технологий интенсификации добычи, основанных преимущественно на использовании кислотных обработок. Особенно актуально использование кислотных обработок при разработке низкопроницаемых сильно дифференцированных карбонатных коллекторов. Поиск технологических решений, направленных на увеличение охвата кислотным воздействием пород, дифференцированных по проницаемости в пределах горизонтального ствола является актуальной задачей. В работе представлены результаты лабораторного изучения самонастраивающихся кислотных композиций на основе комплекса исследований, сочетающих изучение кинетики процесса взаимодействия кислоты с породой и моделирование кислотной обработки на фильтрационной установке. В результате экспериментов лабораторно подтверждена эффективность использования кислотных композиций на основе вязкоупругих ПАВ, за счёт охвата воздействием образцов керна и формирования разветвленной сети червоточин обеспечивающих равномерную фильтрацию.

Характерной особенностью разработки месторождений карбонатных коллекторов является сложность управления процессами фильтрации обусловленной структурой пустотного пространства матрицы карбонатных пород коллекторов. Данные особенности усугубляются при использовании горизонтальных скважин, ввиду вскрытия пластов с сильно дифференцированными свойствами.

В составе пустотного пространства по геометрическим критериям могут быть выделены: пористость (межзерновая пористость), кавернозность (межагрегатная пористость), трещиноватость. В карбонатных породах могут встречаться различные сочетания видов пустотного пространства: порово-кавернозные, порово-трещиноватые, поровокавернозно-трещиноватые и другие коллекторы [3].

Дифференцированность свойств карбонатного коллектора создаёт определённые сложности в выполнении традиционных для разработки карбонатных коллекторов технологий кислотного воздействия на пласты. Наиболее сложной проблемой является обеспечение избирательного воздействия на низкопродуктивные отложения. Для кислотных обработок применяются растворы соляной кислоты с концентрацией 10 до 24%, что связано с её высокой растворяющей способностью и низкой стоимостью.

Для проведения кислотных обработок продуктивных пластов применяют сложные композиции на основе соляной кислоты с различными компонентами, позволяющими регулировать свойства. Использование отклоняющих агентов при солянокислотной обработке нередко становится необходимым условием для успешного проведения обработки призабойной зоны.

Перспективным направлением совершенствования кислотных обработок является применение кислотных составов с изменяемой в процессе нейтрализации кислоты реологией. Принцип применения подобных композиций основан на способности состава при нейтрализации кислоты и при взаимодействии с породой, изменять реологию, и как следствие, создавать условия для перераспределения последующих порций композиции в низкопроницаемые участки. В результате достигается более равномерная обработка призабойной зоны с созданием сети каналов-червоточин, обеспечивающих снижение скин-эффекта и гидродинамическую часть пласта со скважиной [4, 5].

Кислотный состав на основе ВУПАВ позволяет многократно увеличивать вязкость в ходе реакции с карбонатной породой пласта. Во время контакта кислоты с породой, кислота нейтрализуется, образуется хлористый кальций и повышается pH, состав композиции начинает превращаться в гель и образовывать новый вязкостный барьер. Композиционный подбор ВУПАВ позволяет регулировать области увеличения вязкости в зависимости от pH системы, т.е. степени нейтрализации кислоты. Наблюдается закономерность в постепенном увеличении вязкости при нейтрализации кислоты с последующим разрушением по мере падения концентрации раствора, а также при контакте с углеводородами, что исключает вероятность повреждения пласта и снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны [6].

Характерной особенностью применения кислотных составов с ВУПАВ является замедление реакции в сравнении с традиционными составами, что также характеризует избирательность воздействия кислоты на карбонатный коллектор [6].

Целью данной работы является лабораторная оценка возможности применения настраиваемых систем, дифференцирующих степень вовлечения карбонатного коллектора в процесс кислотного взаимодействия за счёт реологии кислотных композиций.

Первый этап выполнения исследований предусматривал оценку кинетики растворения карбонатных пород с применением волюметрической установки, позволяющей по динамике выделения продуктов реакции оценить кинетические показатели реакции (рис. 1) в широком диапазоне температурных исследований от 7 до 100°C. Целью выполнения данных исследований являлось получение константы реакции породы и кислоты для выбора потенциального дизайна фильтрационного эксперимента.

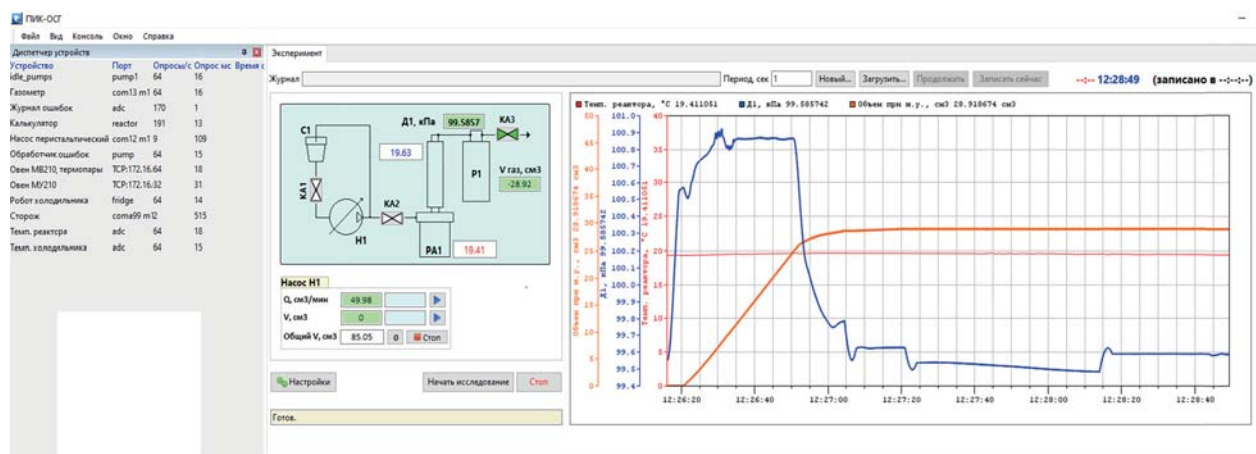


Рис. 1. Интерфейс программного обеспечения для определения константы реакции.



Обработка данных отражающих динамику выделения углекислого газа и потерю массы образца было использовано для получения значений кинетики процесса кислотного растворения породы, и в дальнейшем было использовано для физического моделирования процесса обработки при составлении дизайна фильтрационного эксперимента.

Методика проведения фильтрационных экспериментов предусматривала следующую последовательность операций при физическом моделировании химического имитационного воздействия кислотных композиций с содержанием ВУПАВ: подготовка стандартных кернов и их насыщение, измерение пористости, проницаемости, сборка кернодержателя, помещение кернов (колонки кернов) в кернодержатель, прокачивание последовательно с шагом 0,1 порового объёма кислотного состава при условиях расчётной скорости подачи с контролем давления и с расчётом проницаемости на каждом из этапов.

Ключевыми показателями имитации кислотного воздействия на образцы кернового материала, определяющими форму червоточин и эффективность изменения проницаемости, являются скорость закачки раствора кислоты в образец карбонатного керна, объём и свойства кислотного состава. В зависимости от скорости закачки диапазон форм червоточин может изменяться от однородных пустот во входящем торце вблизи области закачки (полное растворение карбонатной матрицы) при низких скоростях фильтрации до сильно разветвленных структур при высоких скоростях закачки.

Учёт кинетики растворения минеральной составляющей в породе позволяет детализировать дизайн лабораторного эксперимента с учётом оптимальной скорости ввода кислотного состава и скорости реакции в соответствии с числом Дамкеллера.

Исследования проводились в пластовых условиях. Фильтрационные эксперименты выполнялись при следующих начальных условиях эксперимента:

- величина горного давления (давление всестороннего обжима породы) – 29,6 МПа (4350 psi);
- величина имитационного пластового давления (внутрипоровое давление флюида) – 20 МПа (2940 psi);
- величина имитационной температуры в термостатируемом шкафу кернодержателя (пластовая температура добывающих скважин) – 58°C.

Начальный этап исследования предусматривал насыщение образца до установления стационарного режима фильтрации т.е. постоянства перепада давления при насыщении. В фильтрационной установке параллельно тестировались композиции на основе соляной кислоты:

- 1) Кислотная система с присадками и концентрацией HCl 17%;
- 2) Кислотная система с ВУПАВ концентрацией HCl 17%.

Расчётное значение расхода кислотной композиции с учётом скорости реакции принималось равным для тестирования различных кислот 0,5 до 1 мл/мин с учётом константы реакции. Для изучения влияния объёма кислотной композиции на создание сквозного протравленного канала фильтрации через образец керна была проведена серия тестовых экспериментов. Серия тестовых экспериментов предполагала фильтрацию кислотной композиции через образец керна последовательно по 0,1 от порового объёма образца до прорыва кислоты и кратного увеличения проницаемости.

В процессе закачки кислотного состава фиксировалась динамика перепадов давлений закачки и изменение проницаемости на каждом из этапов обработки. После каждого из этапов торцы образца керна промывались, и образец насыщался нефтью до стационарного режима с последующим определением проницаемости. Образовавшийся кислотный канал при фиксированной скорости фильтрации составил в среднем 0,3 порового объёма.

По проведённым фильтрационным исследованиям можно отметить, что прорыв происходит при разных объёмах закачки кислотных композиций. Значения перепадов давления в процессе закачки свидетельствуют о характерном росте давления при закачке систем на основе ВУПАВ. Реологическое поведение жидкостей в пределах рассматриваемого времени в имитационных моделирующих пластовых условиях изменяется более значительно при прокачках с остановками, что свидетельствует об отклонении кислотного состава.

Согласно фотографиям торцов образцов керна при использовании кислотных составов с ВУПАВ формируется несколько проводящих каналов (червоточин), что отличает вариант их использования в сравнении с кислотными составами с присадками с постоянной реологией, когда наблюдается формирование единичного канала.

В целом по фильтрационным исследованиям кислотных составов для добывающих скважин с температурой 58°C необходимо отметить эффективность работы предлагаемых систем с ВУПАВ в имитируемых условиях, возможность регулирования охвата пласта воздействием за счёт реологии кислотных составов, изменяющихся при изменении концентраций соляной кислоты.

В ходе моделирования кислотного воздействия в условиях, приближённых к пластовым на фильтрационной установке, предлагается технология, сочетающая в себе комплексное и последовательное применение исследуемых кислотных составов с содержанием ВУПАВ и традиционных кислот нейтрализующихся при растворении породы без изменения реологии.

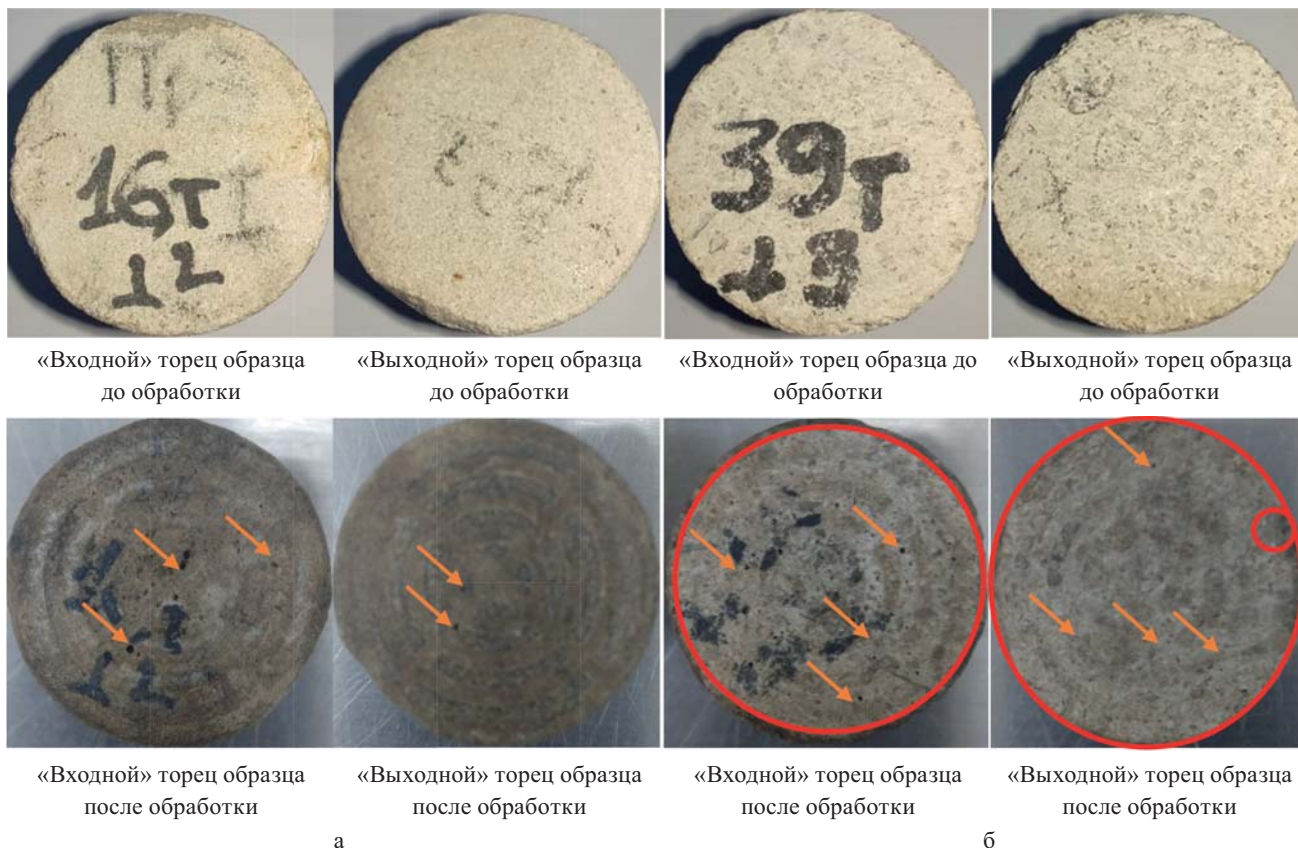


Рис. 2. Фотография торцов до и после КО: а) 17% HCl с присадкой, б) 17% HCl с самоотклоняющейся бесполимерной системой.

## Литература

1. *V.M. Birchenko, A.Iu. Bejan, A.V. Usnich, D.R. Davies* Application of inflow control devices to heterogeneous reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 78 (2011) 534–541.
2. *V.M. Birchenko, K.M. Muradov, D.R. Davies* Reduction of the horizontal well's heel-toe effect with inflow control devices *Journal of Petroleum Science and Engineering* Volume 75, Issues 1–2, December 2010, Pages 244–250
3. *Морозов В.П., Козина Е.А.* (2007). Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона. – Казань: ПФ Гарт. – 201 с.
4. *Якимова Т.С.* (2021) Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах. *Недропользование*, 21(4), 171–175. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.4
5. *Маннанов И.И., Таипов К.С., Гиля-Зетинов А.Г., Ганиев Д.И.* (2022). Оптимизация подходов к выбору кислотных составов и выбора режима закачки на основе фильтрационных экспериментов при моделировании кислотного воздействия на образцы керна. *Нефтяная провинция*. – 1(29). – 223–237 DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.223-237>
6. *Ефимов О.Д., Рахматуллина Ю.Ш., Валиев М.Ф., Черевиченко Д.С., Хасанова Л.Н.* (2015). Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ). *Экспозиция Нефть Газ*. – 7(46). – 48–50
7. *Андреев К.В.* (2021) Анализ применения кислотных составов в высокотемпературных карбонатных коллекторах. *Недропользование*, 21(2), 76–83. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.5

## АНАЛИЗ СВОЙСТВ АСПО И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ИХ УДАЛЕНИЯ

Ш.Р. Мирсайтов, Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.Ф. Шайхутдинова

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, mirsaitov.shamil@mail.ru

Нефть месторождений Республики Татарстан характеризуется высоким содержанием асфальтенов, парафинов и прочих тяжёлых углеводородов в её составе. Это приводит к частым отложениям АСПО на поверхности внутрискважинного оборудования.

Для того, чтобы произошел процесс отложения парафинов необходимы следующие условия:

1. Наличие поверхности, так как АСПО в пространстве не формируются.
2. Понижение температуры ниже температуры насыщения нефти парафином приводит к кристаллизации парафинов на поверхности оборудования.

Отложения парафинов серьёзно осложняют добычу нефти. Насосное оборудование, «забитое» АСПО, быстро приходит в негодность; нагрузки на насосные штанги увеличиваются, что приводит к их обрыву, как следствие – к дополнительным ремонтным работам и связанным с ним затратам.

Основной составляющей нефти, участвующей в образовании твёрдой фазы вследствие изменений состава, температуры и давления, является высокомолекулярная составляющая (смолы, асфальтены). Фазовый переход возможен при высокой концентрации (более 20%) тяжёлых углеводородов в нефти при снижении температуры пласта, в котором находится нефть, до температуры фазового перехода [1]. Это означает необходимость мониторинга температурного поля в пласте для предупреждения коагуляции пор кристаллизовавшимися асфальтенами. При высокой концентрации в нефти тяжёлых углеводородов не рекомендуется чрезмерно «охлаждать» разрабатываемый пласт. Так как при понижении температуры нефти в пласте создаются благоприятные условия для отложений парафинов на стенках поровых каналов.

Существует ряд технологий борьбы с АСПО. К ним относятся: [2]

1. Механические (скребки).
2. Термические (ППУ).
3. Гидродинамические (периодический газлифт).
4. Физико-химические – добавка в поток продукции скважин специальных реагентов, снижающих расчётный уровень образования АСПО.

В зависимости от собственного компонентного состава растворители парафиноотложений могут применяться для удаления АСПО парафинового, асфальтеносмолистого и смешанного типов, а также для обработки призабойных зон пластов с целью интенсификации добычи жидкости в т.ч. перед кислотными обработками ПЗП.

Сущность химического метода борьбы с асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями заключается в применении специальных растворителей, удаляющих отложения АСПО, за счёт избирательного растворения отдельных составляющих и диспергирования смолопарафиновой массы, а также реагентов, предотвращающих отложения парафинов – диспергаторов, депрессаторов и модификаторов.

Самым эффективным растворителем парафина является сероуглерод, хлорированные углеводороды. Растворяющая способность таких продуктов как бензол, толуол, скипидар в три раза ниже. Ещё меньшей растворимостью к парафину обладает бензин, керосин. Несмотря на высокую растворяющую способность сероуглерода, применение его ограничено в силу высокой огнеопасности и токсичности. Хлорированные углеводороды отрицательно влияют на процессы переработки нефти, отравляя катализаторы. Поэтому наиболее широкое применение при очистке от парафиновых отложений нашли углеводороды ароматического ряда: бензин, газолин, керосин, скипидар. Зачастую для отмывки отложений используют подогретую нефть.

Выбор того или иного растворителя для очистки от смолопарафиновых отложений определяют составом отложений, их прочностью, способом эксплуатации скважин. Так для фонтанных скважин целесообразно использование менее жестких растворителей: бензин, керосин, подогретая легкая нефть; для газлифтных – более жёстких, например, толуола или смеси его с керосином.

В нашем случае рассматриваются два углеводородных растворителя АСПО-КРК и МИА-ПРОМ.

Композиция КРК представляет собой раствор поверхностно-активного вещества неонол АФ 9-12 (с массовой долей 0,4-0,6% в композиции) в абсорбенте-Н (с массовой долей 40-60% в композиции) с добавлением дистиллята (с массовой долей 60-40% в композиции). Композиция КРК является хорошим растворителем для всех типов АСПО [3].

Растворитель МИА-пром представляет собой жидкий продукт со специфическим запахом, состоящий из смеси парафиновых и ароматических углеводородов и активирующей добавки и относится к числу токсичных продуктов 3-го класса опасности по ГОСТ 12.1.005-88.

Растворитель МИА-пром предназначен для удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО), образующихся на подземном оборудовании скважин и призабойной зоне пласта. Растворитель МИА-пром представляет собой смесь предельных и ароматических углеводородов, активирующей присадки. Растворитель МИА-пром выпускается в виде пяти марок: А, Б, К, АС и В.

В основе действия удаления растворителями парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, проис-

ходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла трубы, нефть – дисперсная фаза. Органические растворители изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.

В нефтепромысловых условиях применяют различные способы подачи химических реагентов. Для растворителей АСПО наиболее эффективным является закачка химического реагента непосредственно в НКТ. В этом случае многократно снижается расход реагентов в сравнении с подачей реагентов через затрубное пространство скважины [4].

Для определения консистенции (твердости) отложений может быть использован метод пенетрации. Основой метода является измерение глубины погружения иглы пенетromетра в рассматриваемый образец АСПО, для которого задана нагрузка, температура и время. Результат выражают в долях единиц пенетрации.

При определении величины пенетрации проходит косвенная оценка степени твердости парафина. Теплоустойчивость парафина тем выше, чем выше заданная температура размягчения и величина пенетрации.

Исследования по оценке величины пенетрации рассматриваемого образца АСПО проводятся при трёх условиях:

1. Начальные условия (отложения с ненарушенной структурой).
2. После механического воздействия.
3. При нагреве образца до 70°C с последующим охлаждением.

Для исследований были отобраны 6 образцов АСПО. Указанные образцы имеют шаровидную форму, они темно-бурого или черного цвета. Размеры образцов примерно одинаковые (диаметр шарообразного образца АСПО около 25 мм).

Для того, чтобы продемонстрировать влияние условий подготовки АСПО на его прочностные свойства ниже приводится соответствующий график.

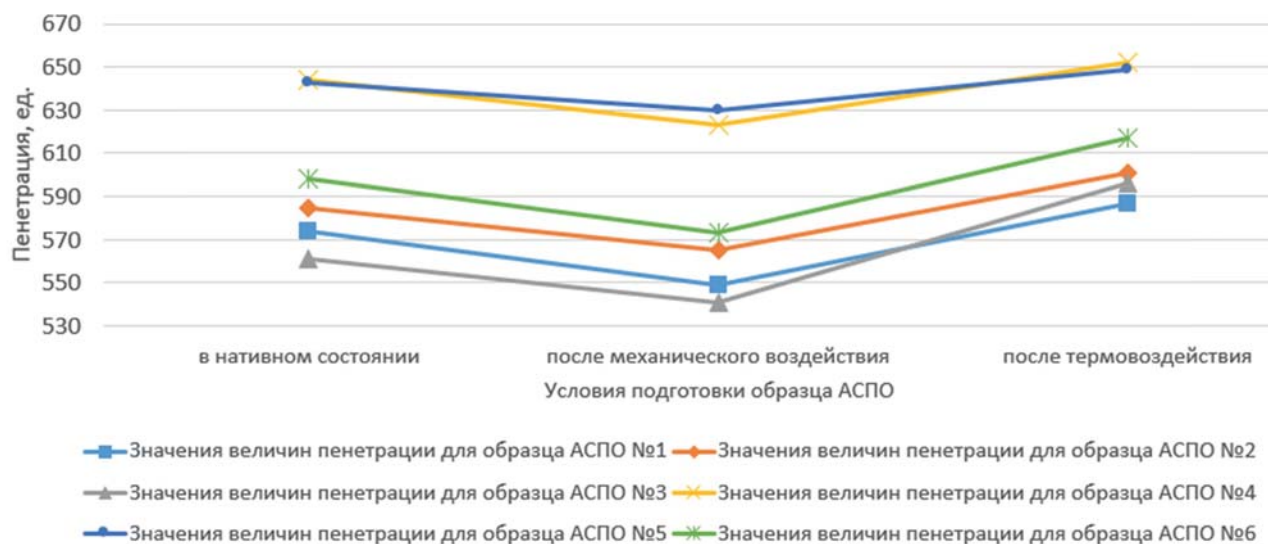


Рис. 1. Зависимость величин пенетрации от условий подготовки для образцов АСПО.

Из графика видно, что после механического воздействия на образцы АСПО они стали тверже. Прочность отложений АСПО после термовоздействия уменьшилась.

В ходе проведенных исследований было выявлено, что тепловое воздействие снижает прочностные свойства АСПО.

Для оценки эффективности удаления АСПО опыт проводили следующим образом.

Подготовили образец металлической пластинки размером 50×30×2 мм. Поверхность пластинки предварительно должна быть отшлифована, обезжирена, высушена.

Взвешенную пластинку нагревают до 80°C, на него приплавляют образец АСПО. При нанесении образца отложений на нагретую до температуры плавления металлическую пластинку происходит сцепление отложений с поверхностью за счёт разницы температур отложения и металла. Затем определяют массу пластинки с АСПО.

Пластинку с образцом АСПО помещают в колбу с растворителем так, чтобы образец полностью оказался в растворителе.

Спустя 24 часа содержимое колбы отфильтровывают через бумажный фильтр. Фильтр с осадком высушивают до постоянной массы.

Содержимое растворителя и растворенных отложений в колбе рассчитывают по формуле:

$$M_1 = (M_{\text{АСПО}} + M_p) - (M_{\text{Ф}} + M_{\text{П}}), \quad (1)$$

$M_{\text{АСПО}}$  – первоначальная масса АСПО, г;

$M_p$  – масса растворителя, г;

$M_{\Phi}$  – масса отфильтрованных АСПО на фильтре, г;  
 $M_{\Pi}$  – масса АСПО, оставшаяся на пластине, после воздействия растворителя, г.  
 Массу отложений, растворённых в растворителе, определяют по формуле:

$$M_2 = M_{\text{АСПО}} - (M_{\Phi} + M_{\Pi}), \quad (2)$$

Эффективность исследуемого растворителя АСПО оценивают по моющей, диспергирующей и растворяющей способностям растворителя.

Моющая способность растворителя – это отношение разности первоначальной массы АСПО и массы АСПО, оставшейся на пластине, после воздействия растворителем, к их исходной массе, выраженная в процентах:

$$\mathcal{E}_M = \frac{M_{\text{АСПО}} - \bar{M}_{\Pi}}{M_{\text{АСПО}}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

Диспергирующая способность растворителя – отношение массы отложений, оставшихся на фильтре, после фильтрования, к первоначальной массе АСПО до эксперимента, выраженная в процентах:

$$\mathcal{E}_D = \frac{M_{\Phi}}{M_{\text{АСПО}}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

Растворяющая способность растворителя – это отношение разности между массой разрушенных и диспергированных отложений к первоначальной массе АСПО до эксперимента, выраженная в процентах:

$$\mathcal{E}_P = \frac{M_{\text{АСПО}} - M_{\Pi} - M_{\Phi}}{M_{\text{АСПО}}} \cdot 100\%, \quad (5)$$

Чтобы сравнить эффективность воздействия растворителя КРК в условиях статического и динамического режима, построим соответствующую гистограмму.

Растворяющую способность КРК примем за параметр, по которому оценивается качество применения растворителя.

Для исследования возьмём образцы АСПО № 1–3, которые подвергались воздействию КРК в условиях статического и динамического режимов.

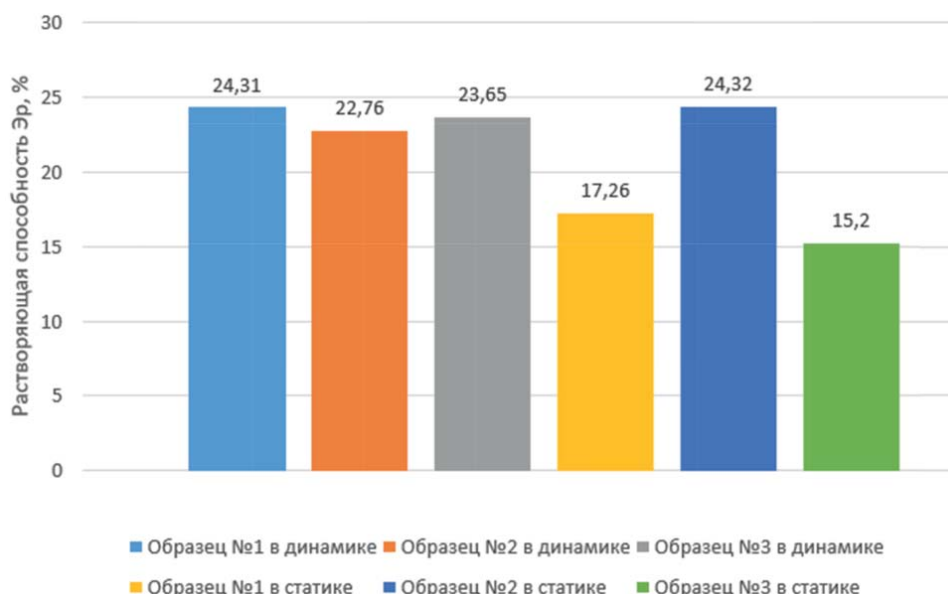


Рис. 2. Растворяющая способность КРК в условиях динамического и статического режимов.

На рисунке выше представлена гистограмма, показывающая растворяющие способности растворителя КРК в условиях динамического (слева) и статического режимов.

Среднее значение растворяющей способности КРК в условиях статического режима равняется 19%, в условиях динамического режима – 24%.

Сравнивая растворяющую способность КРК в статическом и динамическом режиме, становится очевидным преимущество применения растворителя в условиях динамики.

В данной работе контрольные карты Шухарта используются для оценки надежности результатов проведенных исследований.

Среднее значение размахов для всех подгрупп:

$$\bar{R} = \frac{\sum R}{k}, \quad (6)$$

$k$  – количество подгрупп.

Построим  $\bar{R}$ -карту и определим по ней состояния процесса.

Центральная линия:  $\bar{R} = 0,012$ .

Линии размаха естественных колебаний процесса UCL и LCL:

$$UCL = D_4 \cdot \bar{R}_3, \quad (7)$$

$$LCL = D_3 \cdot \bar{R}_3, \quad (8)$$

Значения  $D_3$  и  $D_4$  для  $n = 3$  равны 0 и 2,574 соответственно. Для  $n < 7$  LCL отсутствует.

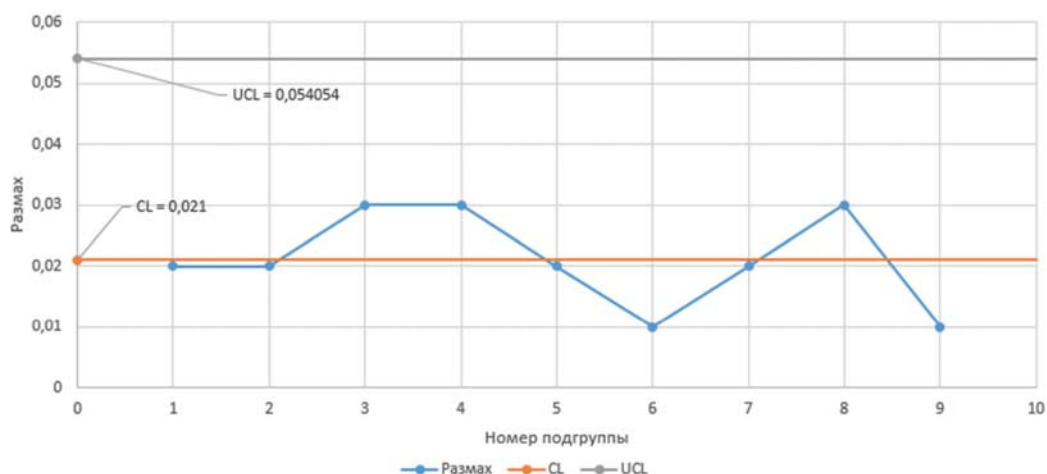


Рис. 3. Карта размахов пробы АСПО после применения растворителя КРК.

Проведённые исследования проб АСПО не содержат никаких нарушений. Этот вывод получен после интерпретации контрольных карт Шухарта, используемых для оценки надёжности исследований.

В ходе проведённых исследований было выявлено:

1. Чем больше температура в зоне формирования отложений, тем выше температура их плавления и меньше растворимость.
2. Температура плавления парафинов характеризует их растворимость.
3. Растворимость твёрдых веществ в жидкостях ограничена, а концентрация насыщения является важным физико-химическим и технологическим параметром.
4. От температуры плавления зависит ёмкость растворителя, т. е. его способность воспринимать растворяющееся вещество и скорость процесса растворения.

### Литература

1. *Уразаков К.Р.* Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, С.Е. Здольник, М.М. Нагуманов и др.; под ред. К.Р. Уразакова. – СПб: ООО «Недра», 2012.
2. *Велиев М.М.* Опыт удаления асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти на месторождении Белый Тигр [Текст] / М.М. Велиев, А.Н. Иванов, В.А. Бондаренко, Е.Н. Грищенко, Р.Н. Бахтизин, Э.М. Велиев // «Нефтяное хозяйство». – № 6. – 2020. – С. 85.
3. *Емекеев А.А.* Материалы научной сессии студентов АГНИ по итогам 2009 года (часть 1) / А.А. Емекеев, В.Н. Фролова, Ш.К. Гильмутдинов // «Альметьевский государственный нефтяной институт». – 2010. – 344 с.
4. *Башкирцева Н.Ю.* Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Н. Ю. Башкирцева, Р.Р. Рахматуллин, А.А. Газизов, Е.Н. Трemasов. – Казань: Казанский национальный исследовательский технологический университет. – 2016. – 108 с.

## ИХНОФОССИЛИИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА – СВИДЕТЕЛЬСТВО МОРСКОЙ ПРИРОДЫ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Д.Н. Мифтахутдинова<sup>1</sup>, М.Ф. Валидов<sup>1</sup>, В.В. Силантьев<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru

<sup>2</sup> Филиал Казанского федерального университета в г. Джизаке Республики Узбекистан

**Цель** – обосновать происхождение алевро-песчаных коллекторов бобриковского горизонта визейского яруса нижнего карбона Южно-Татарского свода (ЮТС) и его обрамления.

**Задачи** – (1) ихнофациальный и седиментологический анализ керна скважин, пробуренных на своде и во врезках; (2) выявление диагностических признаков пород, указывающих на их вероятное происхождение.

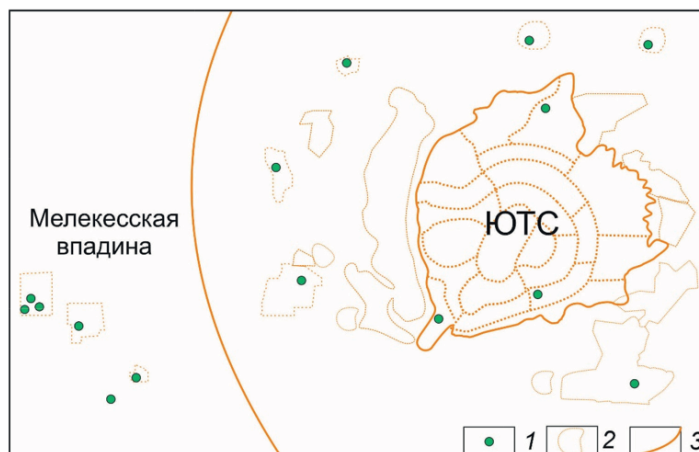


Рис. 1. Карта местоположения изученных скважин визейского яруса. Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – границы месторождений; 3 – границы тектонических структур.

**Материал.** Изучен керн 15 скважин, пробуренных на значительном удалении друг от друга (рис. 1) и характеризующих различные зоны рассматриваемой территории.

**Методы** выявления литотипов включали седиментологический, ихнофациальный и фаунистический анализ. Макроописание керна проводилось послойно непосредственно в кернохранилище. Керн перед изучением тщательно отмывался от бурового раствора. Очищенные породы изучались визуально и послойно фотографировались с увеличением 1,5–2. Наиболее информативные образцы фотографировались после смачивания и пропитки этиловым спиртом, позволяющей зафиксировать тонкие текстурные признаки.

При макроописании керна выделялись интервалы глинистых, алевролитовых, песчаных и углистых пород. Затем каждый интервал изучался и описывался подробно (послойно): учитывались цвет, текстура, структура породы, характер слоистости, сортировки; наличие перерывов, характер ритмичности в переслаивании пород; вторичные изменения, биотурбация, наличие и характер фауны, флоры, ихнофоссилий (следов жизнедеятельности организмов), степень их сохранности. Одновременно изучались поверхности напластования пород и распилы поперек напластования. По совокупности признаков выделялись слои мощностью от 10 см до первых метров, в среднем 0,35 м.

**Лабораторная работа.** Распиловка и шлифовка керна проводилась вкост напластования. Хрупкие породы перед распиловкой заливались прозрачным эпоксидным клеем, чтобы предупредить разрушение образцов по трещинам и ослабленным зонам. Распиленные образцы шлифовались на порошках размерности 50 и 20 мк.

Изучение горных пород и содержащихся в них ихнофоссилий проведено методами ихнофациального [1, 2], и ихнотекстурного [3] анализов. Ихнофациальный анализ включал: изучение морфологии ихнофоссилий, определение ихнотаксонов; выявление ассоциаций ихнотаксонов, связанных между собой общими условиями окружающей среды; выделение на этой основе ихнофаций. Ихнотаксоны определялись как на поверхностях напластования пород, так и в поперечном сечении пород, в шлифовках по апробированной методике [4]. Из-за сложности изучения ихнофоссилий в керне, большинство ихнотаксонов определено до уровня ихнорода.

Одновременно с определением ихнофоссилий проводился ихнотекстурный анализ пород. Фиксировалось нарушение первичной слоистости осадка донными организмами – биотурбация; и по качественной шкале определялась её интенсивность (степень переработки осадка живыми организмами).

**Методика интерпретации результатов исследований.** Оценка условий формирования осадка, интенсивности гидродинамики и относительного содержания кислорода в придонном осадке, установление обстановок осадконакопления и реконструкция палеогеографических условий проводились на основе обобщения комплексной характеристики пород (литологической, седиментологической, ихнофациальной, ихнотекстурной, палеонтологической) [5].

**Результаты.** В качестве примера рассмотрим разрезы некоторых скважин.

**Скв. 29XXX (Восточно-Лениногорская).** Алевролиты и песчаники бобриковского горизонта характеризуются хорошей степенью сортировки и сильной биотурбацией (рис. 2). Степень биотурбации в среднем 60–80%, достигает 100% переработки. Ихнофоссилии в алевролитах представлены крупными (диаметр до 7 мм) ходами *Planolites*, *Palaeophycos*; в верхней части интервала (1293,0–1294,3 м) определены ходы *Chondrites*. Породы пиритизированы, интервалами углефицированы, органические остатки представлены редким детритом раковин и фрагментами стволов каламитов.

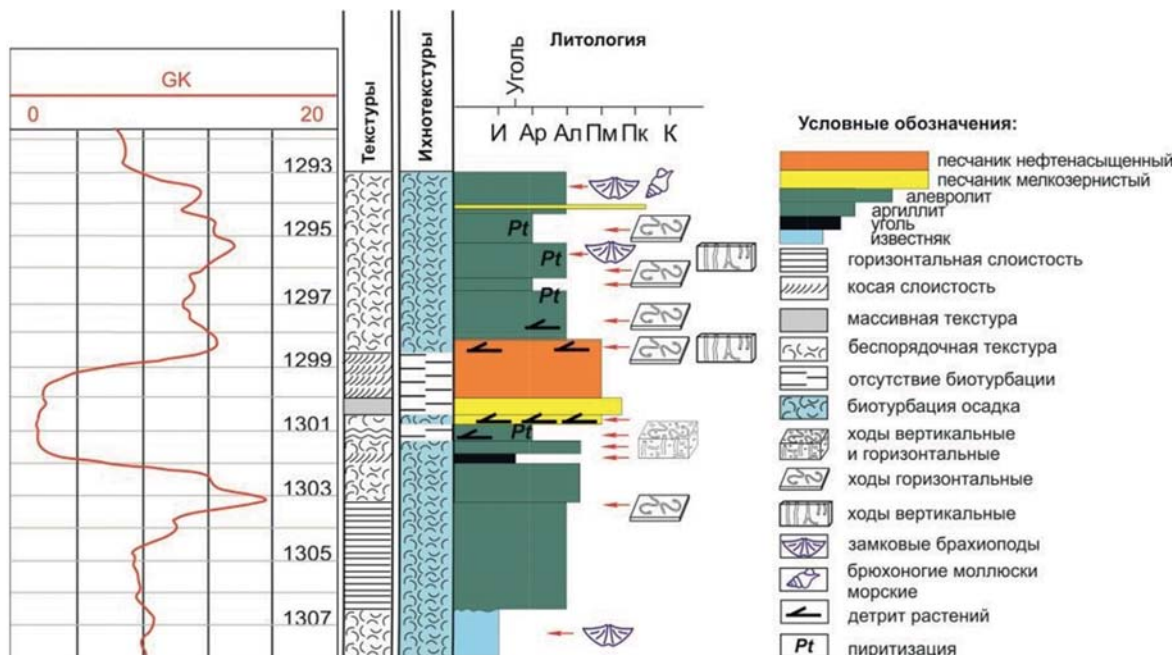


Рис. 2. Литолого-седиментологическая колонка скважины 29XXX (Восточно-Лениногорская).

**Скважина 33XX (Бавлинская)** пробурена на юго-восточном борту ЮТС; изученный радаевско-бобриковский интервал сложен алевролитами с прослоями песчаников (рис. 3). Нижние два метра представлены аргиллитами биотурбированными (биотурбация 40%), с крупными субвертикальными пиритизированными ходами. Вышележащая толща алевролитов и песчаников интенсивно биотурбирована (до 100%, в среднем 50–80%). Ихнофоссилии представлены ходами *Planolites*, *Skolithos*, *Arenicolites*, выше отметки 1361 м фиксируются ходы *Chondrites*, *Zoophycos*, *Teichichnus*. Весь изученный интервал пиритизирован, породы содержат растительный детрит, иногда углефицированный.

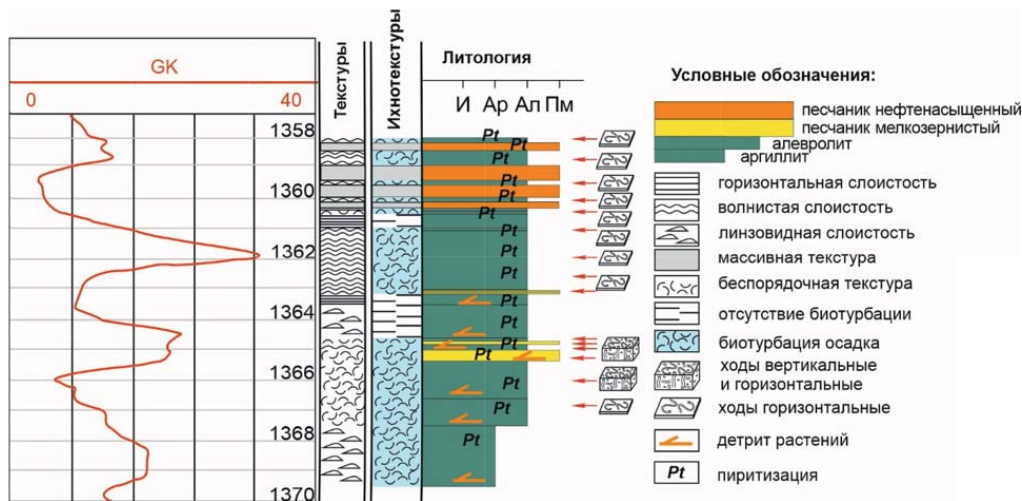


Рис. 3. Литолого-седиментологическая колонка скважины 33XX (Бавлинская).

**Обсуждение результатов.** Литолого-седиментационные признаки терригенных пород изученных скважин визейского яруса позволили выделить два типа седиментационных систем, отражающих процессы накопления осадка:

– седиментационная система морских терригенных осадков; разрезы этой системы именуются в литературе как «сводовые»;



– седиментационная система торфонакопления, т.е. система накопления органического материала; разрезы, в которых преобладают породы этой системы, именуется в литературе как «врезовые».

Для каждой из седиментационных систем характерен свой комплекс ихнологических, ихнотекстурных и седиментологических признаков; фаунистические признаки в изученных разрезах, как правило, редки.

Ихнологическое изучение керна скважин показало, что характеризующиеся сокращенными мощностями радаевско-бобриковских отложений сводовые разрезы ЮТС, сильно биотурбированы (от 30 до 100% переработки, в среднем 60–80% переработки); ихнофоссилии многочисленны и разнообразны, представлены горизонтальными ходами *Planolites*, *Chondrites*, *Teichichnus* и *Zoophycos*, вертикальными *Skolithos* и *Arenicolites*. В отдельных прослоях пород сохранились редкие остатки морских замковых брахиопод *Linoproductus* sp. и морских двустворок. Комплекс ихнофоссилий указывает на формирование сводовых разрезов в морских условиях с низкой гидродинамикой, ниже базиса штормовых волн, что характерно для ихнофафии *Zoophycos*.

Во врезовых разрезах фиксируются увеличенные мощности радаевско-бобриковского горизонта, переслаивание интервалов биотурбированных и слоистых пород при наличии слоёв углей и сильно углефицированных пород. В изученных скважинах прослой углей зажаты между интервалами биотурбированных пород. В биотурбированных породах степень переработки около 30–40%, редко и отдельными интервалами до 100%. Ихнофоссилии представлены ходами *Planolites*, встречаются ризолиты. Слоистые углефицированные породы содержат растительный детрит разной степени сохранности.

#### **Выводы:**

1) Литолого-ихнологическое изучение радаевско-бобриковских отложений показало, что в раннем вези на территории ЮТС и его обрамления одновременно существовало два типа седиментационных систем: седиментационная система морских терригенных осадков (преимущественно сформировала «сводовые» разрезы) и седиментационная система торфонакопления (преимущественно сформировала «врезовые» разрезы).

2) «Сводовые» разрезы преимущественно сложены породами, сформированными из морских терригенных осадков. Породы характеризуются сильной биотурбацией и содержат многочисленные ихнофоссилии морского происхождения. Осадки формировались в условиях мелководного морского бассейна.

3) «Врезовые» разрезы содержат породы, сформированные как из морских терригенных осадков, так и из осадков седиментационной системы торфонакопления. Этот вывод подтверждается переслаиванием в разрезе биотурбированных и слоистых пород. В моменты трансгрессии морского бассейна формировались биотурбированные песчаники и алевролиты. В моменты регрессии – мощные залежи торфа, превратившиеся затем в слои (пласты) каменного угля. «Врезовые» разрезы, формировались при постоянном изменении условий осадконакопления. Врезы служили убежищем для захоронения и сохранения осадков (в том числе легко разрушаемого торфа), защищая их от эрозии.

4) Вверх по разрезу, в интервалах, граничащих с тульским горизонтом, фиксируются признаки максимальной морской трансгрессии: остатки морской фауны (брахиоподы) и более глубоководные ихнотаксоны *Chondrites*, *Teichichnus* и *Zoophycos*, что хорошо согласуется с представлениями о региональной трансгрессии в позднем вези.

**Благодарности.** Мы благодарим компанию ПАО «Татнефть» за предоставленные данные и разрешение на их использование в данной публикации.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

#### **Литература**

1. *Seilacher A.* Sedimentological classification and nomenclature of trace fossils // *Sedimentology*, 1964, 3, pp. 256–263.
2. *Seilacher A.* Bathymetry of trace fossils // *Marine Geology*, 1967, 5, pp. 413–428, DOI:10.1016/0025-3227(67)90051-5
3. *Droser M.D., Bottjer D.J.* A semiquantitative field classification of ichnofabric // *Journal of Sedimentary Petrology*, 1986, 56, pp. 556–559, – DOI: 10.1306/212F89C2-2B24-11D7-8648000102C1865D
4. *Knaust, D.* Atlas of Trace Fossils in Well Core. Appearance, Taxonomy and Interpretation. – Springer International Publishing AG, 2017. – 209 p.
5. *Алексеев, В.П.* Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). – Екатеринбург: Изд-во УГГУ. – 2014. – 284 с.

# ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕСОВЕРШЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТАХ

П.Е. Морозов<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН,  
<sup>2</sup>Алметьевский государственный нефтяной институт, morozov@imm.knc.ru

Трещиновато-пористые среды сильно отличаются по структуре от пористых и гранулярных сред. Они характеризуются наличием двух видов пустотности-пористых блоков, отделенных друг от друга развитой системой трещин. Пористые блоки имеют значительную вмещающую способность, но относительно низкие фильтрационные свойства. Трещинная система, наоборот, характеризуется низкими ёмкостными, но высокими фильтрационными свойствами [1].

Одним из основных источников информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах трещиновато-пористых сред являются гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах фильтрации. Для описания течения в трещиноватых пластах с двумя видами пустотности принимаются две основные схемы (рис. 1). В первой схеме, предложенной Г.И. Баренблаттом и Ю.П. Желтовым, предполагается, что трещиновато-пористая среда разбита системой трещин на блоки, а между трещинами и блоками происходит переток жидкости, прямо пропорциональный разности усреднённых давлений в блоках и трещинах. Во второй схеме трещиновато-пористая среда представляется однородными блоками правильной формы, разделёнными системой трещин, а распределение давления внутри каждого блока рассматривается как неустановившееся [2-4].

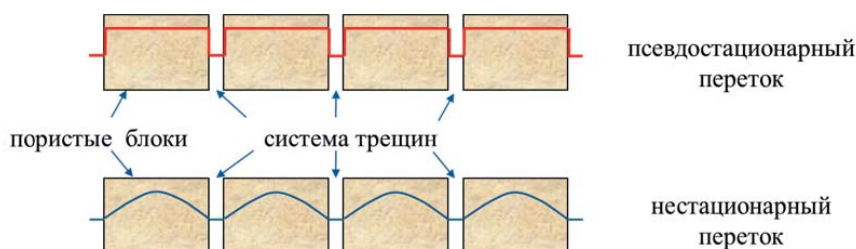


Рис. 1. Схема перетока жидкости между трещинами и блоками.

При разработке нефтегазовых месторождений часто встречаются скважины с двойным видом несовершенства – как по степени, так и характеру вскрытия пласта. В призабойной зоне гидродинамически несовершенной скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, которые оказывают существенное влияние на продуктивность и динамику изменения забойного давления. Впервые аналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости и газа к несовершенной скважине с рабочей частью, примыкающей к кровле пласта, было получено в работе А.Л. Хейна [5] на основе замены интервала вскрытия линейным стоком постоянной интенсивности. Модель несовершенной скважины с равномерным распределением притока жидкости в интервале вскрытия пласта приводит к неравномерному распределению давления в этом интервале. Более физически обоснованной считается модель бесконечно-проводимой скважины с условием постоянства давления в интервале вскрытия. В этом случае задача сводится к совместному определению давления и плотности притока жидкости в интервале вскрытия пласта. Часто используется приближенный прием, который заключается в том, что в моделях с равномерным распределением притока жидкости по стволу скважины в качестве забойного давления берётся средневзвешенное давление в интервале вскрытия [6].

Аналитические решения задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине в трещиновато-пористом пласте рассматривались в работах [7-9]. В настоящей работе предлагается метод интерпретации гидродинамических исследований несовершенных вертикальных скважин в анизотропных трещиновато-пористых пластах.

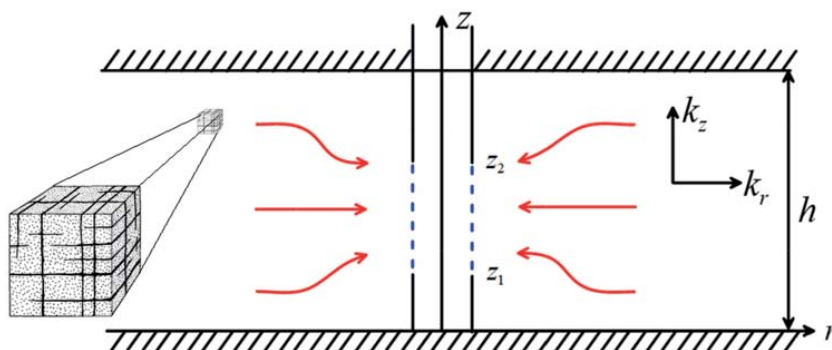


Рис. 2. Схема трещиновато-пористого пласта, частично вскрытого вертикальной скважиной.

Решение задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине, работающей с постоянным дебитом  $Q$  в бесконечном трещиновато-пористом пласте (рис. 2), с учётом влияния объёма ствола и скин-эффекта в пространстве изображений по Лапласу имеет вид

$$\bar{p}_{wd}(u) = \frac{\bar{p}_d(u) + \frac{S}{l_d}}{u + C_d u^2 \left[ \bar{p}_d(u) + \frac{S}{l_d} \right]}, \quad (1)$$

где  $u$  – переменная преобразования Лапласа,  $p_{wd} = \frac{2\pi k_r h (p_k - p_w)}{Qu}$  – безразмерное забойное давление,

$t_d = \frac{k_r t}{\mu(\beta_1^* + \beta_2^*) r_w^2}$  – безразмерное время,  $C_d = \frac{C}{2\pi(\beta_1^* + \beta_2^*) h r_w^2}$  – безразмерный коэффициент влияния объёма

ствола скважины,  $k_r, k_z$  – горизонтальная и вертикальная проницаемости трещин соответственно,  $h$  – толщина пласта,

$S$  – скин-эффект,  $r_w$  – радиус скважины,  $p_k$  – пластовое давление,  $M$  – вязкость,  $\beta_i^*$  – упругоёмкость (индекс 1 соот-

ветствует трещинам, 2 – пористым блокам),  $\bar{p}_d(u) = F(1, uf(u)) + \frac{2}{l_d^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{F(1, \lambda_m)}{m^2 \pi^2} [\sin(\pi m z_{2d}) - \sin(\pi m z_{1d})]^2$ ,

$l_d = z_{2d} - z_{1d}$ ,  $\lambda_m = uf(u) + \left(\frac{\pi m}{h_d}\right)^2$ ,  $h_d = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}}$ ;  $z_{1d} = \frac{z_1}{h}$ ;  $z_{2d} = \frac{z_2}{h}$ ,  $F(\alpha, \beta) = \frac{K_0(\alpha\sqrt{\beta})}{\sqrt{\beta} K_1(\sqrt{\beta})}$ ,  $K_0(x)$  и

$K_1(x)$  – модифицированные функции Бесселя второго рода 0-го и 1-го порядка соответственно. Для обратного преобразования Лапласа используется алгоритм Стефеста.

При квазистационарном перетоке жидкости между пористыми блоками и трещинами функция  $f(u)$  принимает вид [3, 9]:

$$f(u) = \omega + \frac{\lambda(1-\omega)}{\lambda + u(1-\omega)} \quad (2)$$

где  $\omega = \frac{\beta_1^*}{\beta_1^* + \beta_2^*}$  – отношение упругоёмкости трещин к общей упругоёмкости трещиновато-пористой среды,

$\lambda = \frac{\alpha r_w^2}{k_r}$ ,  $\alpha$  – параметр, характеризующий интенсивность обмена жидкостью пористых блоков и трещин.

В случае нестационарного перетока между трещинами и пористыми блоками в форме плит и сфер функция  $f(u)$  имеет соответственно вид [3]:

$$f(u) = \omega + \sqrt{\frac{\lambda(1-\omega)}{3u}} \operatorname{th} \sqrt{\frac{3u(1-\omega)}{\lambda}}, \quad (3)$$

$$f(u) = \omega + \frac{\lambda}{5u} \left[ \sqrt{\frac{15(1-\omega)u}{\lambda}} \operatorname{cth} \sqrt{\frac{15(1-\omega)u}{\lambda}} - 1 \right]. \quad (4)$$

Если  $\omega = 1$ , то  $f(u) = 1$  и выражение (1) является решением задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине в анизотропном пласте с одинарной пористостью. В частном случае, когда вертикальная скважина полностью вскрывает однородный пласт ( $\omega = 1$ ,  $l_d = 1$ ) выражение (1) сводится к решению задачи из работы [10].

Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин в трещиновато-пористых пластах с использованием типовых кривых является трудноразрешимой задачей, в силу своей многопараметричности. Одним из наиболее распространенных методов оценки фильтрационных параметров пласта по данным гидродинамических исследований скважин является нелинейная регрессия. Решение обратной задачи сводится к задаче минимизации среднеквадратического отклонения:

$$J(\bar{\alpha}) = \sum_{i=1}^N (p_w^{наб}(t_i) - p_w^{выч}(t_i))^2, \quad (5)$$

где  $\bar{\alpha} = (\alpha_1, \dots, \alpha_6) = (k, p_k, S, C, \psi, \lambda)$ ,  $a_j \leq \alpha_j \leq b_j$  ( $a_j, b_j = \text{const}$ )  $j = 1..6$ ,  $p_w^{наб}(t_i)$  – наблюдаемые значения

давления в скважине,  $p_w^{выч}(t_i)$  – вычисленные значения давления в скважине на основе выражения (1). Минимизация функции невязки (5) строится на основе алгоритма Левенберга-Марквардта.

На рис. 3 и в табл. 1 представлены результаты интерпретации кривой откачки из несовершенной скважины в анизотропном пласте с одинарной пористостью. Расчёты проводились при следующих исходных данных о пласте и скважине [4]:  $h = 30,48$  м,  $z_1 = 25,9$  м,  $z_2 = 30,48$  м,  $r_w = 0,1$  м,  $\sigma^* = 5 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>,  $M = 1,06$  мПа с,  $Q = 120,23$  м<sup>3</sup>/сут,  $p_k = 18,8572$  МПа. Интервал вскрытия длиной  $l = 4,58$  м примыкает к кровле пласта. В табл. 1 также представлены результаты интерпретации кривой откачки из несовершенной скважины графоаналитическим методом, основанном на анализе сферического режима течения (пунктирная линия 1 на рис. 3) и позднего радиального режима течения (пунктирная линия 2 на рис. 3).

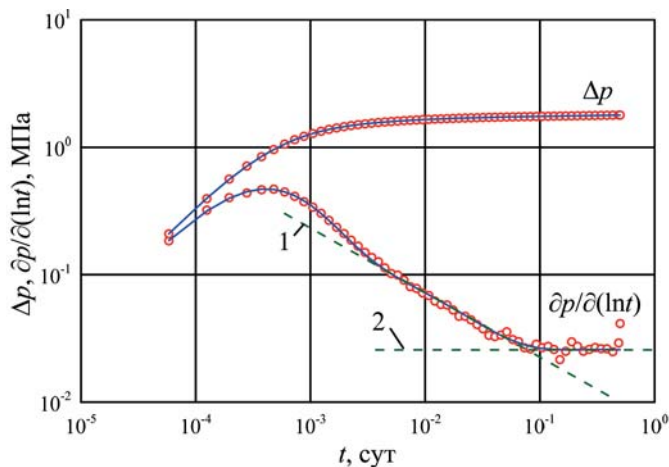


Рис. 3. Наблюдаемые (символы) и вычисленные (сплошные линии) кривые изменения давления и производной давления в несовершенной скважине.

Таблица 1

Результаты расчетов

	$k_1$ , мкм <sup>2</sup>	$k_2$ , мкм <sup>2</sup>	$C$ , м <sup>3</sup> /МПа	$S$
Предложенный метод	0.152	0.0254	0.029	0.89
Графоаналит. метод [4]	0.141	0.0294	–	–

Далее представлены результаты интерпретации кривой восстановления давления (КВД), снятой в вертикальной скважине № 4788 (Шегурчинское месторождение РТ). Расчёты проводились по схеме квазистационарного перетока между трещинами и пористыми блоками при следующих исходных данных о пласте и скважине:  $h=5.8$  м,  $r_w=0.1$  м,  $\mu = 25$  мПа с,  $q=7.8$  м<sup>3</sup>/сут, время работы скважины до остановки – 27 сут. На рис. 4, а приведены наблюдаемые и вычисленные кривые изменения давления и производной давления в двойном логарифмическом масштабе. В табл. 2. представлены оценки фильтрационных параметров, полученные предложенным методом и в программном комплексе *Saphir* (Карра Engineering). Значение скин-эффекта характеризует улучшенные фильтрационные свойства призабойной зоны.

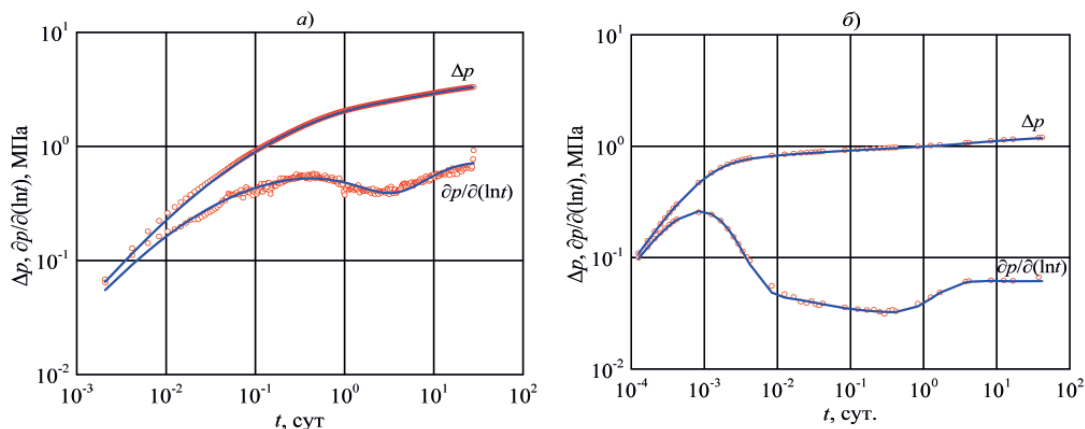


Рис. 4. Наблюдаемые (символы) и вычисленные (сплошные линии) кривые изменения давления и производной давления.

Таблица 2

### Результаты интерпретации КВД скв. № 4788

	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$S$	$C$ , м <sup>3</sup> /МПа	$P_k$ , МПа	$\omega$	$L$
Предложенный метод	0.0412	-5.12	0.178	9.85	0.347	2e-6
<i>Saphir</i> (Карра Engineering)	0.0402	-5.15	0.147	9.854	0.339	2e-6

На рис. 4 б представлены результаты интерпретации модельной КВД, построенной по схеме нестационарного перетока между трещинами и пористыми блоками в форме плит. В расчётах использовались следующие исходные данные [4]:  $h = 10$  м,  $r_w = 0,1$  м,  $\mu = 1,3$  мПа с,  $q = 68,8$  м<sup>3</sup>/сут, время работы скважины до остановки – 83 сут. В табл. 3 представлены оценки фильтрационных параметров, полученные предложенным методом, в программном комплексе *Saphir* (Карра Engineering), а также графоаналитическим методом [4].

Таблица 3

### Результаты интерпретации модельной КВД

	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$S$	$C$ , м <sup>3</sup> /МПа	$p_k$ , МПа	$\omega$	$L$
Предложенный метод	0.133	-0.041	0.071	19.55	0.031	2.68e-7
<i>Saphir</i> (Карра Engineering)	0.133	-0.037	0.07	19.83	0.0315	2.94e-7
Графоаналит.метод [4]	0.133	–	–	–	0.0108	5e-8

Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 23-19-00144, <https://rscf.ru/project/23-19-00144/>

### Литература

1. *Голф-Рахт Т.Д.* Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
2. *Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П.* Нефтепромысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1979. – 224 с.
3. *DaPrat G.* Well test analysis for fractured reservoir evaluation. Elsevier: Developments in Petroleum Science. 1990. Vol. 27. 210 p.
4. *Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P.* Pressure transient testing. SPE Textbook Series. – Vol. 9. – 2003. – 356 p.
5. *Хейн А.Л.* Неустановившаяся фильтрация жидкости и газа к скважине с открытым забоем, не полностью вскрывающий пласт // Докл. АН СССР. – 1953. – Т. 91. – № 3. – С. 467–470.
6. *Морозов П.Е.* Полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине // Учён. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. – 2017. – Т. 159. – Кн. 3. – С. 340–353.
7. *Райченко Л.М.* О притоке жидкости к несовершенной скважине в слое трещиновато-пористых пород // Прикл. мех. – 1976. – Т. 12. – № 11. – С. 133–137.
8. *Dougherty D.E., Babu D.K.* Flow to a partially penetrating well in a double-porosity reservoir // Water Resour. Res. – 1984. – Vol. 20. – № 8. – P. 1116–1122.
9. *Bui T.D., Mamora D.D., Lee W.J.* Transient pressure analysis for partially penetrating wells in naturally fractured reservoirs // SPE Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition held in Denver, Colorado, 12–15 March 2000. – P. 1–8.
10. *Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. Jr.* An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. Analytical treatment // SPE J. – 1970. – Vol. 10. – № 3. – P. 279–290.

## КАСПИЙСКОЕ МОРЕ – ПЕРСПЕКТИВНАЯ СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДОВ ТУРКМЕНИСТАНА

Дж. А. Мурадова<sup>1</sup>, Ш.О. Ходжаева<sup>1</sup>, А.Х. Алтаев<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Международный университет нефти и газа

им. Ягшыгелди Какаева, Туркменистан,

<sup>2</sup>Госконцерн «Туркменгаз» Научно-исследовательский институт природного газа

Туркменистан является одной из богатейших стран в мире по запасам нефти и газа. Количественная оценка нефтегазоносности недр Туркменистана основывается на результатах проведенных геолого-геофизических работ и исследований независимых экспертов на территории страны.

Каспийское море является внутренним водоёмом, физико-географический статус которого по разным источникам определяется как «море», «озеро» или «море-озеро». В некоторых публикациях (Добровольский, Залогин, 1982 г.) предлагается принять последнее определение как наиболее соответствующее статусу бассейна.

Он расположен в пределах Евразийского континента между 47°05' и 36°35' с.ш. и 46°45' и 54°30' в.д. Климатические условия заметно меняются в зависимости от широты и сезона. Зимой наблюдаются не только сильные ветры, но и довольно низкая температура воздуха. В январе-феврале её средние значения составляют: от – 8 до – 10°С, на Северном Каспии, от +3 до +5°С на Среднем Каспии, от +8 до +10°С, временами +12°С в южной части региона.

Солёность воды Каспийского моря, в настоящее время, характеризуется значениями от 0,2–0,3 до 13,0–13,5%. Среднее значение солёности моря за последние 50–60 лет менялось от 12,82 до 12,86%.

На циркуляцию вод в Каспийском море влияют ветры, пространственная неоднородность поля плотности, сила Кориолиса, конфигурация берега и донный рельеф. В Южном Каспии, между Апшеронским полуостровом и устьем Куры, формируется локальная циркуляция вод, направленная против часовой стрелки. Скорость и стабильность течений меняется в зависимости от силы и продолжительности ветра. Наиболее значительная скорость течения (до 80 м/с) зафиксирована возле западных берегов Среднего Каспия во время сильного северного ветра. У восточного берега при наличии ветра преобладает течение со скоростью 10 м/с, однако наблюдается увеличение до 30 м/с. Площадь поверхности также подвержена колебаниям и по разным оценкам составляет от 378 000 до 390 000 км<sup>2</sup>.

Протяжённость моря с севера на юг составляет около 1200 км, при средней ширине 320 км, протяжённость береговой линии 7000 км. Объём водных масс Каспийского моря составляет приблизительно 78 000 км<sup>3</sup>. В акватории насчитывается около 50 низкорельефных островов. Крупнейшими заливами являются Кизлярский, Мангышлакский, Казахский, Красноводский, Туркменский и Карабогаз. На берегах Каспия расположены государства: Азербайджан, Россия, Казахстан, Туркменистан, Иран [1, 2].

Географическое описание Каспийского моря и прилегающих к нему территорий обнаруживаются ещё в трудах античных писателей и географов – Гомера (VII в. до н.э.), Геродота (V в. до н.э.) и др. В дальнейшем нашло отражение на картах и в географических описаниях средневековых арабских и западноевропейских исследователей в период с X по XVII вв.

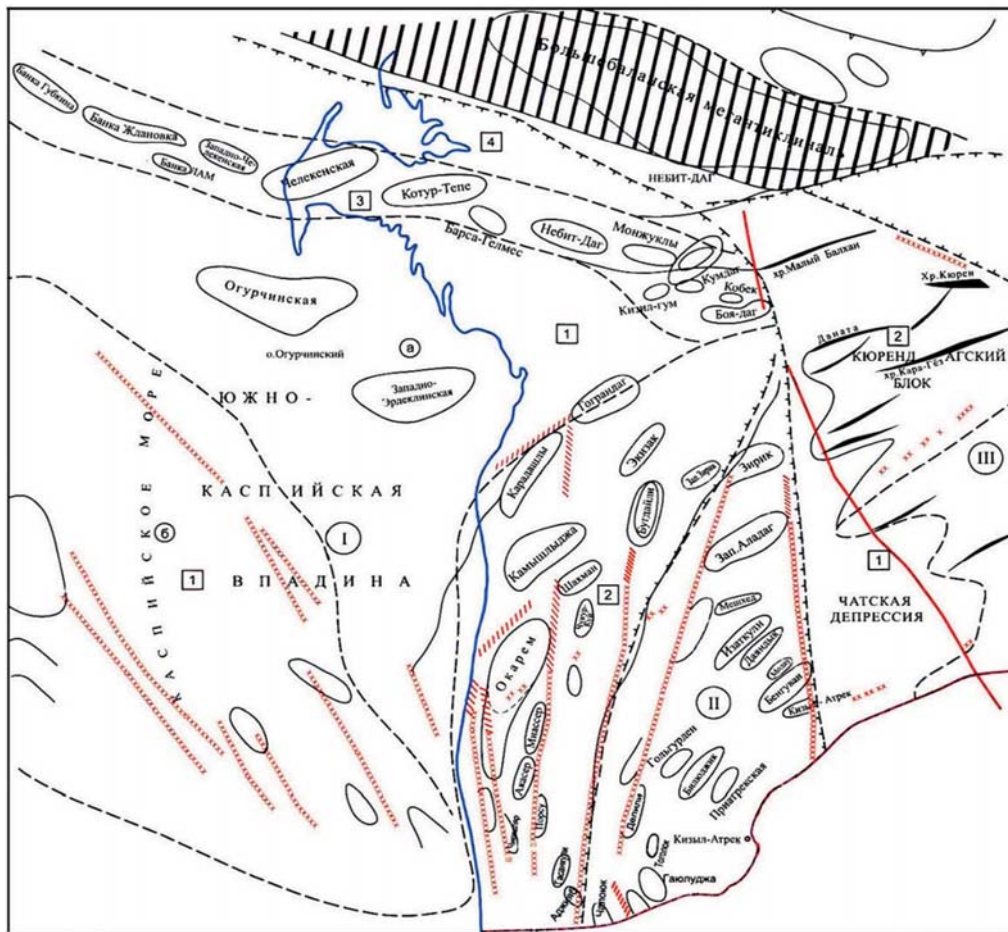
В XVIII–XIX вв. был предпринят ряд экспедиций для подробного изучения берегов и составления лоций Каспийского моря. В течение длительного исторического периода описываемый район представлял интерес как важное средоточие морских торговых путей, соединявших страны севера и юга, востока и запада, и как район богатейших рыбных угодий.

Первое письменное упоминание о «белой» и «черной» нефти, которая добывалась из колодцев для целей обогрева и освещения, лечебного и военного применения на Апшеронском полуострове, в нижнем течении Куры и некоторых других районах, содержится в записках арабских путешественников Масуди и Истахри (X в. н.э.), а также – в знаменитой «Книге» венецианца Марко Поло (XII в.). Освоение нефтяных богатств Каспийского моря в промышленных объёмах началось только в XIX веке.

С началом промышленного освоения залежей нефти и газа в Каспийском регионе стала задача более детального изучения осадочного чехла, то есть геологического строения, развития и нефтегазоносности бассейна. В этом значительный вклад внесли такие исследователи, как Г.В. Аби́ха, Н.И. Андрусов, А.П. Карпинский, Н.С. Шатский, М.Ф. Мирчинко, М.В. Кленовой и других исследователей не потеряли полностью своего значения и в настоящее время. С внедрением современных технологий и новейшего геофизического оборудования, обеспечивающих точность сейсморазведочных работ стало возможным более точное и ускоренное решение задач по приращению запасов углеводородного сырья.

Одной из важнейших задач топливно-энергетического комплекса Туркменистана является дальнейшее наращивание сырьевой базы углеводородов. В решении данной задачи, имеющей для народного хозяйства страны стратегическое значение, большой вклад вносит нефтегазовый комплекс, который проводит геологические и поисково-разведочные работы во всех районах Туркменистана, в том числе и в акватории Каспийского шельфа Туркменского сектора.

С целью выяснения её местоположения были изучены материалы ГСЗ, КМПВ, МОГТ, электроразведки (ВЭЗ, МТЗ), данные гравиметрических, магнитометрических исследований, структурно-фациального районирования и типов разрезом меловых отложений запада Средней Азии, литолого-палеогеографические и палинспастические



**Условные обозначения:**

- — — — — Границы тектонических зон
- - - - - Границы тектонических подзон
- xxxxxxxxxx Тектонические нарушения, связанные со складчатым основанием
- ////////// Возможные тектонические нарушения
- Окарем Структурные складки

Альпийская геосинклинальная область

- ① Южно-Каспийская впадина
  - ① Внутренняя зона Южно-Каспийской впадины
    - а) Огурчинско-Эрдеклинская зона пологих поднятий
    - б) Зона поднятий "Грязевой вулкан"
  - ② Бугдайли-Чикишлярская зона
  - ③ Прибалхано-Апишеронская зона поднятий
  - ④ Кусаро-Келькарский прогиб
- ② Мессерианская переходная зона
- ③ Западно-Копетдагский антиклинарий
  - ① Чатская депрессия
  - ② Кюрендагский приподнятый блок

Рис 1. Юго-Западный Туркменистан. Схема структурных элементов (Киреев Б.И., 1988 г.).

карты. А также геологические съёмки, глубокое параметрическое и поисковое бурение, весь спектр известных геофизических методов, гидрогеологические исследования глубокого бурения.

На основании всех исследований известно, что в акватории сосредоточены наиболее крупные и сложно-построенные месторождения промышленных скоплений природного газа, нефти и газоконденсата. В этом регионе в изучении нефтегазоносности осадочного чехла шельфа уделяется большое внимание, так как здесь сосредоточены огромные запасы углеводородов, приуроченные как к красноцветным отложениям плиоцена, так и ниже по меловым отложениям.

По результатам многолетних и плодотворных исследований были изучены многие особенности геологического строения фундамента и осадочного чехла, четвертичной седиментации, современной геодинамики и региональной тектоники Каспийского моря.

Исследования в Каспийском регионе включают геологические съёмки побережий и прилегающих мелководий, донное опробование, геоакустические работы, картировочное, глубокое параметрическое и поисковое бурение и весь спектр известных геофизических методов.

К 1991–1992 гг. практически полностью были завершены рекогносцировочная, региональная и поисковая стадия работ. На основании проведенных работ, был получен огромный объём геолого-геофизической информации. Эти работы к открытию многих морских месторождений нефти и газа, позволили составить представление о региональной, а в ряде случаев и детальной структуре всех основных разделов в осадочном чехле и закартировать 320 локальных поднятий, дали новые возможности для анализа условий формирования и развития бассейнов, и размещения нефтегазопродуктивных систем.

По анализам международных экспертов, Южно-Каспийская провинция является главным нефтегазодобывающим регионом Каспийского моря. С ней связана значительная доля доказанных запасов нефти и газа, здесь находится наибольшее число известных в настоящее время морских нефтегазовых месторождений. Месторождения углеводородов связаны с песчаными пластами продуктивной толщи Азербайджана и красноцветной толщи Туркмении, которые отнесены к среднему плиоцену. И эти отложения залегают на глубинах от 0,1 до 5,5 км и более и достигают мощности 6,0–7,0 км. Кроме этого значительный интерес представляют и ниже лежащие породы среднего и нижнего кайнозоя, мела, юры и более древних отложений доступных бурению.

На основании анализа проведенных геолого-геофизических работ по Каспийскому морю подтверждают наличие под дном Каспия крупной сырьевой базы углеводородов, имеющей мировое значение и способной обеспечить устойчивое развитие района в течении длительного периода.

### Литература

1. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. /Москва: Недра, 2004.
2. Амурский Г.И. Глубинное строение Копетдага// Геотектоника. – 1971. – № 1.
3. Баранова Е.П., Косминская И.П., Павленкова Н.И. Результаты переинтерпретации материалов ГСЗ по Южному Каспию//Геофизикаж. – 1990. – Т. 12. – № 5.
4. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натанов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. – М.: Недра, 1990. 2 кн.



## РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

И.И. Мухаматдинов, А.Ф. Шагеев, Р.Э. Мухаматдинова, С.А. Долгих

*К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань*

*mc-gross@mail.ru*

Задачи по энергосбережению, в том числе о рациональном использовании таких труднодоступных материалов как попутный нефтяной газ (ПНГ) и пластовая вода на сегодняшний день являются приоритетными для нефтегазовых компаний.

Ежегодно на российских НГК сжигается не менее 16 млрд м<sup>3</sup> ПНГ. При этом в атмосферу выбрасывается до 400 тыс. т загрязняющих веществ, что составляет 12–15% от общего годового объёма токсичных выбросов в России [1].

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это природный углеводородный газ (смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов), растворённый в нефти или присутствующий в «шапке» нефтяного или газоконденсатного месторождения.

Нефтяной газ играет важную роль в энергетической и химической промышленности, поскольку является наиболее ценным сырьём, содержащим помимо метана и этана множество компонентов выше С<sub>3</sub>, однако технологии его подготовки, транспортировки и переработки также сложны.

Низкий уровень использования нефтехимических ресурсов является одной из наиболее серьёзных проблем развития российского нефтегазового сектора [2, 3].

Рациональная утилизация нефтяных газов позволяет высвободить большое количество нефти и продуктов её переработки, которые являются важными статьями экспортных товаров страны. Основными направлениями утилизации ПНГ являются:

1. Переработка на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с получением гомологов метана, которые затем используются для производства нефтехимической продукции, такой как резина и пластмассы, на основе низших углеводородов, а также топливных присадок, сжиженных газов, ароматических углеводородов и жидкого топлива из тяжёлых углеводородов.

2. «Малая энергетика»: хотя ПНГ имеет высокую теплотворную способность – 9–15 тыс. ккал/куб. м, процесс требует дополнительных затрат на очистку и осушку газа.

3. Закачка ПНГ и смесей на основе ПНГ в пласт для увеличения нефтеотдачи пласта.

4. Конверсия газа в синтетическое топливо (технология GTL).

5. Сжижение подготовленного ПНГ [2].

В [4-6] ПНГ используется как для выработки электроэнергии на месте, так и для выработки электроэнергии для потенциальных потребителей. На технико-экономическое обоснование выбора такого использования ПНГ влияют высокие капитальные затраты и, кроме того, негативным фактором остаётся выброс отработанных газов в атмосферу. Кроме того, количество дымовых газов, образующихся при сжигании ПНГ, увеличивается примерно в девять раз из-за используемого при сжигании воздуха [7].

ПНГ, прошедший очистку и обработку, может быть вновь закачан в пласт компрессорной станцией. Это эффективно откладывает решение проблемы ПНГ до появления ресурсов и технических решений для эффективной переработки ПНГ. Данный метод является экологически нейтральным, так как не создаёт дополнительного воздействия на окружающую среду по сравнению с тем, которое связано с традиционной добычей нефти. Однако следует отметить, что не весь закачанный в пласт ПНГ может быть извлечён при последующей добыче нефти, что приводит к потере части ПНГ (до 40%) как полезного сырья [8].

Закачивая попутный газ на нефтяных месторождениях, нефтедобывающие компании могут значительно сэкономить на строительстве газопровода от месторождения до близлежащего газоперерабатывающего завода (ГПЗ). В некоторых случаях это расстояние простирается на сотни километров. Эффективность систем поддержания давления в пластах также может быть значительно повышена. Единственной проблемой для реализации данного технологического процесса является необходимость в техническом согласовании с геологическими службами, ведь наряду с газом в пласт подаётся и вода. Это может привести к смещению пород коллектора и изменению геологических данных месторождения, например, технических схем разработки. Это необходимо учитывать, поскольку перед проектировщиками стоит несколько задач. Это не только локальная эксплуатация попутной нефти и газа, но и общая разработка месторождения [9].

Были разработаны методы, основанные на газофазном частичном окислении компонентов ПНГ [10], включая конверсию метана в метанол, матричную конверсию метана в синтез-газ и селективную окислительную деградацию тяжёлых компонентов ПНГ; в исследованиях окислительной деградации C<sub>2</sub>-C<sub>5</sub> алканов время реакции определяет глубину конверсии первого алкана, а время реакции второго алкана определяет глубину конверсии. Было показано, что температура определяет конечный выход сажи. При окислительном разложении при температуре до 750°C и давлении до 1–5 атм не наблюдалось образования частиц сажи. Кинетическое моделирование показало, что в условиях кислородного разложения температура процесса повышается с увеличением начальной концентрации кислорода, что приводит к увеличению выхода сажи при температуре выше 850°C.

Авторы работы [11] предлагают изучить проблемы, связанные с оценкой эффективности вытеснения нефти ПНГ при двухступенчатой сепарации. Для оценки эффективности предложенной методики они рассмотрели упрощённую гидродинамическую модель программного пакета Schlumberger Eclipse. Расчёты показали, что увеличение КИН по сравнению с обводнением составило от 0,8% при закачке газовой смеси двух ступеней сепарации до 4,6% при последовательной закачке газовых фракций каждой ступени двухступенчатой сепарации. Расчёты показывают, что при последовательной и раздельной закачке газовых фракций каждой ступени двухступенчатой сепарации можно добиться повышения эффективности реализации водогазового эффекта при использовании в качестве газообразного агента ПНГ.

С экономической и экологической точки зрения положительный эффект от закачки ПНГ в пласт достигается независимо от технологических результатов. Это объясняется тем, что увеличение утилизации попутной нефти и газа и, как следствие, снижение объёмов сжигания сопровождается снижением платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ [12].

Целью данной работы является обзор методов использования ПНГ для добычи нефти, а также разработка принципиально новой энергоэффективной технологии жидкофазного окисления углеводородов для осуществления одновременно термического и газохимического воздействия.

На первом этапе исследований анализировался газ, образующийся при прогреве нефти месторождения X. Состав газовой фазы анализировали с помощью газовой хроматографии «Хроматек-Кристалл 5000.2» (производства «Хроматек») с применением компьютерной обработки данных с регистрацией сигнала детектора теплопроводности. Колонку хроматографа продували газами акватермолиза до насыщения. Разделение газов велось на капиллярной колонке диаметром 0,25 мм, длиной 100 м. Хроматографирование осуществляли в следующем температурном режиме: 90 градусов в течение 4 минут, а далее нагрев 10 град/мин до 250°C. Температура испарителя – 250°C. Газ-носитель – гелий, скорость потока – 15 мл/мин.

В табл. 1 представлен состав газовой фракции после прогрева нефти месторождения X при 50 и 70°C в течение 30 минут.

Таблица 1

Компонент	Время (мин)	Концентрация, об. %	
		Прогрев при 50°C	Нагрев при 70°C
метан		0,11457	0,24316
этан	6,336	0,00081	0,00173
пропан	6,630	0,00402	0,00802
i-бутан	7,176	0,00410	0,00830
n-бутан	7,575	0,00342	0,00561
i-бутен-1	7,491	0,00017	0,00004
t-бутен-2	7,690	0,00015	0,00019
2,2-диметилпропан	7,774	0,00237	0,00484
c-бутен-2	7,943	0,00012	0,00018
i-пентан	8,953	0,02424	0,03942
n-пентан	9,746	0,00245	0,00338
2-метилпентан	13,183	0,00701	0,00928
3-метилпентан	14,159	0,01865	0,02546
n-гексан	15,449	0,00464	0,00563
Сумма компонентов		0,18672	0,35524

Табл. 1 свидетельствует о многообразии образующихся компонентов при нагреве нефти до определённых температур, не доводя до кипения. Дальнейшее развитие лабораторных исследований предполагает непосредственно окисление образующихся газов при нагреве нефти в определённой ёмкости, которые будут вступать в реакцию окисления с кислородом воздуха в реакторе смешения при участии и без катализаторов при температурах 150–300°C. В результате окислительных процессов будут образовываться продукты, представляющие собой смесь органических карбоновых кислот и органических растворителей, которые будут вступать в реакцию с карбонатными минералами. Наличие карбоновых кислот будет обеспечивать термокислотную обработку нефтенасыщенного пласта с выделением углекислого газа, который будет дополнительно увеличивать подвижность добываемого флюида. Кроме того, спирты, эфиры и другие углеводороды могут выступать в качестве растворителей, обеспечивающих растворение и разбавление полярных и неполярных компонентов нефти, что позволит извлечь её из труднодоступных мест разрабатываемого пласта.

## Литература

1. Бичурин А.А. Утилизация попутного нефтяного газа путём закачки водогазовой смеси в пласт // Инженерная практика. – 2015. – № 6–7.
2. Муллахметова Л.И., Черкасова Е.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка // Вестник технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 19. – С. 83–90.
3. Галиуллина Л.И. Проблемы и перспективы комплексного и эффективного использования попутного нефтяного газа в России // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16. – № 22. – С. 346–348.
4. Малофеев В.В., Шаталов А.Н., Гревцов В.М., Сахабутдинов Р.З. Опыт использования электростанций для утилизации попутного нефтяного газа на нефтепромысловых объектах Татарстана // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 8. – С. 42–47.
5. Веревкин А.П., Селезнёв С.Б. Утилизация попутного нефтяного газа на основе электрогенерации: проблемы и решения // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 1. – С. 56–62.
6. Рустамов З.А., Брюхова К.С. Проблема утилизации попутного нефтяного газа. Анализ и современное состояние // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Аэрокосмическая техника. – 2019. – № 58. – С. 102–109.
7. Горбылева Я.А. О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти // Вестник Евразийской науки. – 2021. – № 4. – <https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf>
8. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – 2017. – Москва: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2017. – 32 с.
9. Михайловский А.А., Корнев Г.А., Исаева Н.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа: проектирование временного хранилища в нефтегазоконденсатном месторождении // *Георесурсы*. – 2010. – Т. 36. – № 4. – С. 47–51.
10. Арутюнян А.К., Никитин А.В., Арутюнов В.С. Парциальное окисление алканов, как способ утилизации попутного нефтяного газа. – В сб.: Тезисы докладов XI Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – 228 с.
11. Пятибратов П.В., Быкадоров А.В., Жуга Е.С. Повышение эффективности закачки попутного нефтяного газа в условиях системы подготовки нефти с двухступенчатой сепарацией // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 11. – С. 40–44.
12. Дахужев Р.В., Шевелева Н.А. Оценка экономической эффективности закачки попутного нефтяного газа в пласт // Пожарная и промышленная безопасность. – 2018. – Т. 115. – № 5. – С. 95–106.

### **КОМПЛЕКСНЫЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД: ОЦЕНКА ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ И СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА**

**А.З. Мухаметдинова, Т.И. Карамов, А.А. Бурухин, А.Г. Борисов, Н.Н. Богданович**

*Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, a.mukhametdinova@skoltech.ru*

#### **Введение**

В последние годы доля нетрадиционных запасов в общемировой добыче нефти растёт, что приводит к необходимости разработки более эффективных методов по поиску, разведке и разработке нетрадиционных ресурсов. Изучение месторождений нефтематеринских отложений баженовской (БС) и доманиковой (ДС) свит носит прирительный характер среди нетрадиционных коллекторов.

Структура пустотного пространства, флюидонасыщенность породы, содержание органического вещества (ОВ) и керогена, фильтрационные свойства породы являются наиболее важными факторами на всех стадиях планирования разработки нефтегазоматеринских сланцевых месторождений. К настоящему моменту уже разработано некоторое количество методических рекомендаций и подходов к оценке ресурсов нефти и к подсчёту запасов в отложениях баженовской свиты [1-4]. Однако, в зависимости от объекта изучения, от фильтрационно-ёмкостных свойств породы и степени преобразованности ОВ в высокоуглеродистых формациях и др. факторов, методические рекомендации должны изменяться. Присутствие в составе изучаемых объектов нефтей с высоким содержанием высоковязких компонентов и наличие пор нано-метрового размера резко снижает эффективность стандартных методик по изучению флюидов и порового пространства, а также ограничивает возможности лабораторных исследований керна. Изучаемые объекты (БС и ДС) характеризуются низкими значениями пористости и проницаемости, высоким содержанием органического вещества, в том числе твердой, нерастворимой в органических растворителях фазой (кероген), а также наличием высокоуглеродистых битумоидов.

В данной работе представлены результаты интенсивного изучения пород баженовских и доманиковых отложений комплексом петрофизических и литологических методов. Целью экспериментальных исследований является разработка и совершенствование методики лабораторного определения флюидонасыщенности, оценки фильтрационно-ёмкостных свойств и структуры пустотного пространства за счёт комплексирования лабораторных

методик и учёта физических особенностей распределения пустотного пространства низкопроницаемых пород с целью наиболее корректной оценки запасов нетрадиционных коллекторов и разработки таких типов отложений. Комплексное лабораторное исследование включает в себя стандартные, специальные петрофизические, а также сопряженные литологические и геохимические тесты, выполненные с использованием современного лабораторного оборудования.

### Методы

Для изучения фильтрационно-ёмкостных свойств образцов горных пород и визуализации пустотного пространства был использован комплекс современных методов и оборудования. Определение ФЕС проводилось объёмными методами на стандартных цилиндрах (30×30 мм): пористость – методом ЯМР на приборе Geospec 2-53 (Oxford Instruments Inc., Великобритания); пористость и проницаемость по газу (азот) – с использованием прибора ПИК-ПП (Геологика, Россия) как аналога прибора AP-608 (Coretest, США) на основе нестационарного метода спада импульса давления (pressure-pulse decay). В данных исследованиях был использован набор интерпретационных схем и подходов при анализе данных времен  $T_2$  релаксации, полученных на ЯМР-релаксметре с индукцией постоянного магнитного поля, соответствующей частоте прецессии ядер водорода в 2 МГц с магнитным полем 0,05 Тл. Структура пустотного пространства (СПП) оценивалась по данным методов прямой визуализации: оптическая микроскопия с петрографическим описанием шлифов, компьютерная рентгеновская микрофотография (мКТ), сканирующая электронная микроскопия (СЭМ). Трёхмерная (3D) визуализация микроструктуры образцов горных пород осуществлялась посредством КТ и мКТ. Для этой цели использовался прибор GE phoenix v|tome|x L240. Для 2D-визуализации морфологических особенностей породы на микро- и нано- уровнях использовался метод СЭМ. На установке Quattro S (Thermo Fisher Scientific) анализировались небольшие (2×5 мм) полированные фрагменты породы. Дополнительно были использованы геохимические характеристики органического вещества в изучаемых породах, полученные методом Rock-Eval на приборе HAWK RW (Wildcat Technologies), и результаты литологической типизации по тонким шлифам на поляризационном микроскопе Axio Imager A2m (Carl Zeiss).

### Результаты и выводы

В рамках данной работы были проведены исследования петрофизических (пористость, проницаемость, размер пор) и литолого-петрографических свойств образцов пород БС и ДС с использованием современных методов (ЯМР, мКТ, СЭМ и др.) (рис. 1). Результаты работы включают данные по определению флюидонасыщенности, фильтрационно-ёмкостных свойств и структуры пустотного пространства пород БС и ДС в различных состояниях насыщенности. Исследования были проведены на коллекции образцов, состоящей из стандартных цилиндров и образцов-дублеров неправильной формы. Было проведено сравнение значений пористости, определённой различными техниками (метод жидкостенасыщения, газовая порозиметрия, ЯМР), а также построены корреляции между минеральным составом изучаемых образцов, содержанием и свойствами органического вещества с фильтрационно-ёмкостными свойствами образцов.

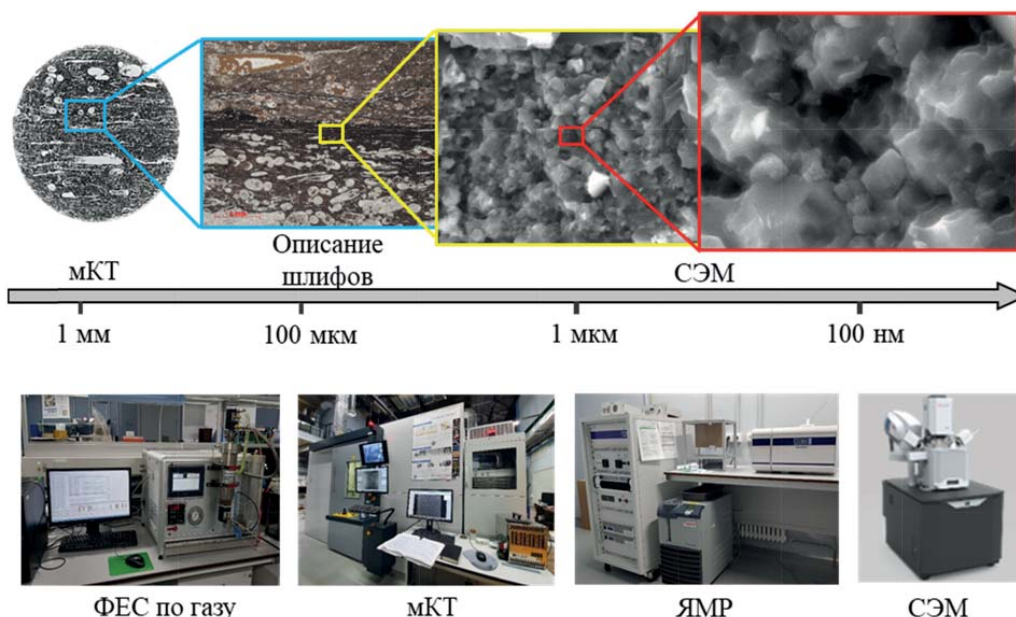


Рис. 1. Визуализация структуры пустотного пространства посредством комплекса лабораторных методов.

Для оценки изменения насыщенности и пористости образцов были построены кривые  $T_2$  релаксации (методом ЯМР релаксометрии). Образцы были исследованы в состоянии 100%-водо- и нефтенасыщенности. Распределение пор по размерам было определено по результатам  $T_2$ -релаксации с использованием значения коэффициента

поверхностной релаксации 10 мкм/с (рис. 2). Размер пор был также определён для части образцов по результатам компьютерной микротомографии и ртутной порометрии. Так, была проведена микротомография ядра в разных масштабах: результаты включили оценку целостности образцов, их однородность и значения общей, открытой и закрытой пористости.

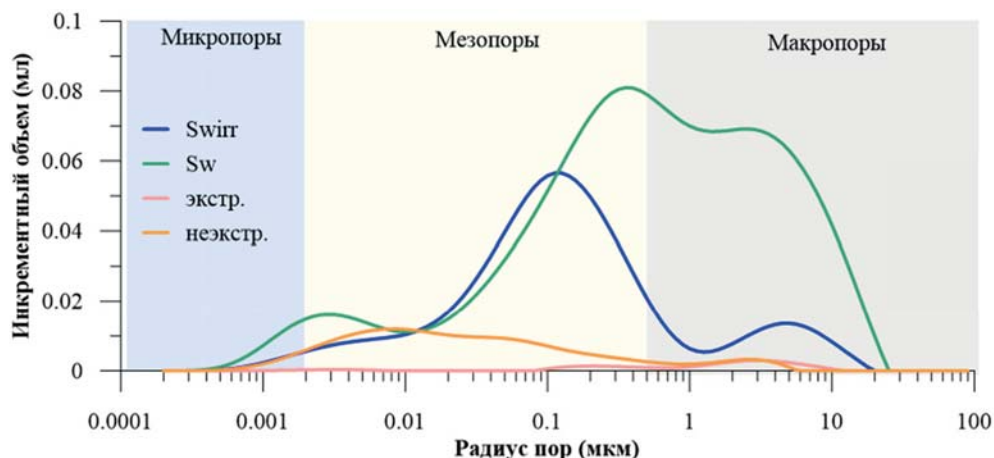


Рис. 2. Распределение пор по размерам для образца БС в различных состояниях насыщенности.

По итогам экспериментальных исследований были предложены методические рекомендации по исследованию низкопроницаемых и нефтематеринских пород с использованием опробованного комплекса методов.

Результаты определения пористости показали, что наиболее полная оценка насыщенности породы разными флюидами (вода и керосин) и дифференциация разреза скважин по ёмкостной характеристике была получена методом ЯМР. Результаты ЯМР показывают хорошую сходимость с результатами определения открытой пористости методом жидкостенасыщения. Также было выявлено, что для нефтематеринских пород стандартная газовая порометрия не позволяет корректно охарактеризовать общую пористость. Однако, несмотря на это, данный метод может быть использован в качестве вспомогательного на стадии пробоподготовки и распределения образцов на последующие исследования. Было показано, что пористость образцов нефтематеринских пород и флюидонасыщенность зависят от литотипа и минерального состава; значения общей пористости образцов БС могут достигать 12%. Большинство литотипов, слагающих разрез БС, характеризуется аномальнонизкой газопроницаемостью (менее 0,1 нД), что требует нового подхода к лабораторному определению этого параметра. Сравнение данных ЯМР до и после экстракции, в свою очередь, показывает, что стадией экстракции растворителем можно пренебречь для оценки пористости и исключить её из общепринятой схемы анализа ядра для пород БС и ДС. Распределение пор по размерам, определённое методами компьютерной микротомографии и ЯМР, обеспечивает регистрацию разных диапазонов размерности, включая как микропоры (до 1 мкм), так и макропоры (от 10 до 100 мкм).

Литологический комплекс исследований образцов БС и ДС показал необходимость дополнения стандартного петрографического анализа шлифов результатами СЭМ и рентгеноструктурного анализа в связи с нано- и микроразмерами пор и большей долей закрытых пор. Также, рентгеноструктурный анализ породы рекомендован к включению в комплекс исследований ядра БС и ДС в связи с многокомпонентным составом целевых образцов. Данная работа содержит анализ применимости выбранных методов, включая определение их технических возможностей для характеристики той или иной породы и расписывает все их преимущества и ограничения для низкопроницаемых нефтематеринских объектов.

#### Благодарности

Авторы выражают благодарность сотрудникам Сколковского института науки и технологий – Елене Козловой и Антону Рябухину за поддержку в проведении всего комплекса исследований. Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы создания и развития НЦМУ.

#### Литература

1. Волков В.А., Шильман А.В. и другие. Временное методическое руководство по подсчёту запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. – Москва, ФБУ ГКЗ, Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. – 2018. – С. 432–482.
2. Петерсилье В.И., Комар Н.В. Алгоритм оценки запасов залежей сланцевой нефти объёмным методом. Геология нефти и газа. – 2016. – № 5. – С. 95–101.

3. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. – М.: ГЕОС. – 2017. – 247 с.
4. Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керн отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. – № 2. – 2013. – С. 38–46.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО НЕФТЯНОЙ ФАЗЕ ПОСЛЕ ПРОКАЧКИ ПНГ ЧЕРЕЗ ОБРАЗЕЦ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Е.Д. Мухина, Т.И. Юнусов, А.Н. Черемисин

*Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки  
и технологий, Москва, e.mukhina@skoltech.ru*

Вопрос о способах разработки баженовской свиты в последние годы становится все более актуальным. Дело в том, что помимо очевидных проблем, таких как – сверхнизкая проницаемость, низкая пористость, плохая соосаженность продуктивных пластов между собой, преобладание твердой органики перед жидкой подвижной нефтью – также важен вопрос экономической эффективности процесса.

Потому методы увеличения нефтеотдачи (МУН) для баженовской свиты изучаются сейчас очень активно [1-6]. Много надежд возлагается на тепловые методы, благодаря которым возможно реализовать преобразование керогена и генерацию синтетической нефти [6-9]. Однако, эти методы находятся на стадии оценочного изучения и ещё ни разу не были реализованы в рамках коммерческого проекта не только в России, но и во всем мире на подобного типа сланцевых объектах. Более того, именно благодаря параметрам, необходимым для создания в пласте для преобразования керогена (более 350°C), требования к оборудованию делают такие методы особенно дорогостоящими.

Другая технология, которую активно исследуют в Китае в качестве МУН для сланцев – это закачка водных растворов ПАВ [10-12]. Эту технологию можно назвать наиболее дешёвой, т.к. она хорошо отработана на других типах коллекторов, а также благодаря отсутствию необходимости в сложном оборудовании. При этом данная технология является наиболее неоднозначной с точки зрения эффективности, т.к. вода приводит к набуханию породы и керогена, и, как следствие, значительному снижению проницаемости, а иногда и к полной кольтации пласта.

Технология, наиболее успешно используемая в мире в качестве МУН для сланцев или никопроницаемых коллекторов – это закачка газов в режиме смесимости [10, 13]. Помимо доступности и изученности технологии одним из явных преимуществ видится использование попутного нефтяного газа (ПНГ) в качестве агента закачки, что делает технологию привлекательной с экономической точки зрения.

В настоящей работе описано проведение фильтрационного эксперимента, в котором оценивается коэффициент вытеснения нефти из образца с использованием рентгеновского сканера, а также – оценивается коэффициент изменения проницаемости исходно сверхнизкопроницаемого образца по нефтяной фазе после прокачки газа и вытеснения нефти. Т.к. баженовская свита склонна к кольтации, в особенности после воздействия водными жидкостями ГРП, фактор сохранения проницаемости после воздействия агента МУН будет одним из наиболее критичных при принятии решения о применении данного метода на скважине реального месторождения.

В исследовании был использован образец кернового материала баженовской свиты цилиндрической формы 30x28 мм с пористостью 9% и проницаемостью по газу 0.007 мД. Фильтрация осуществлялась в установке ПИК-ОФП с рентгенографическим сканером для мониторинга нефтенасыщенности *in-situ*. В качестве вытесняющего агента был использован углеводородный газ с составом, моделирующим ПНГ на исследуемом месторождении. В качестве насыщающей фазы была использована модель живой нефти исследуемого месторождения с добавлением рентгено-контрастирующего вещества йодооктана. Фильтрация проводилась до стабилизации выхода углеводородов с определением коэффициента вытеснения (Квыт) и последующей фильтрацией нефти для определения изменения проницаемости по нефтяной фазе.

В результате исследования определено следующее:

1. Кыт нефти газом ПНГ составляет 70–75% (рис. 1).
2. Максимальный стабилизированный перепад давления  $\Delta P$  при прокачке нефти через образец до проведения фильтрации газа не превышает 1 МПа (на длину образца).
3. Максимальный стабилизированный  $\Delta P$  при прокачке ПНГ не превышает 0.25 МПа (на длину образца).
4. Максимальный стабилизированный перепад давления  $\Delta P$  при прокачке нефти через образец после фильтрации газа не превышает 0,5 МПа (на длину образца).
5. Кыт достигается при прокачке ~9 поровых объёмов.
6. При увеличении скорости фильтрации увеличивается охват более мелких пор и происходит довытеснение нефти (дополнительно ~5%).
7. При вытеснении нефти происходит увеличение пористости на 1% (пористость после эксперимента 10%) в связи с отмывом сорбированных УВ.

Данные результаты позволяют сделать вывод о том, что ПНГ является эффективным агентом МУН для баженовской свиты не только благодаря обеспечению высокого Кыт, но и вследствие снижения перепада давления по нефтяной фазе после фильтрации газа, что свидетельствует об увеличении проницаемости.

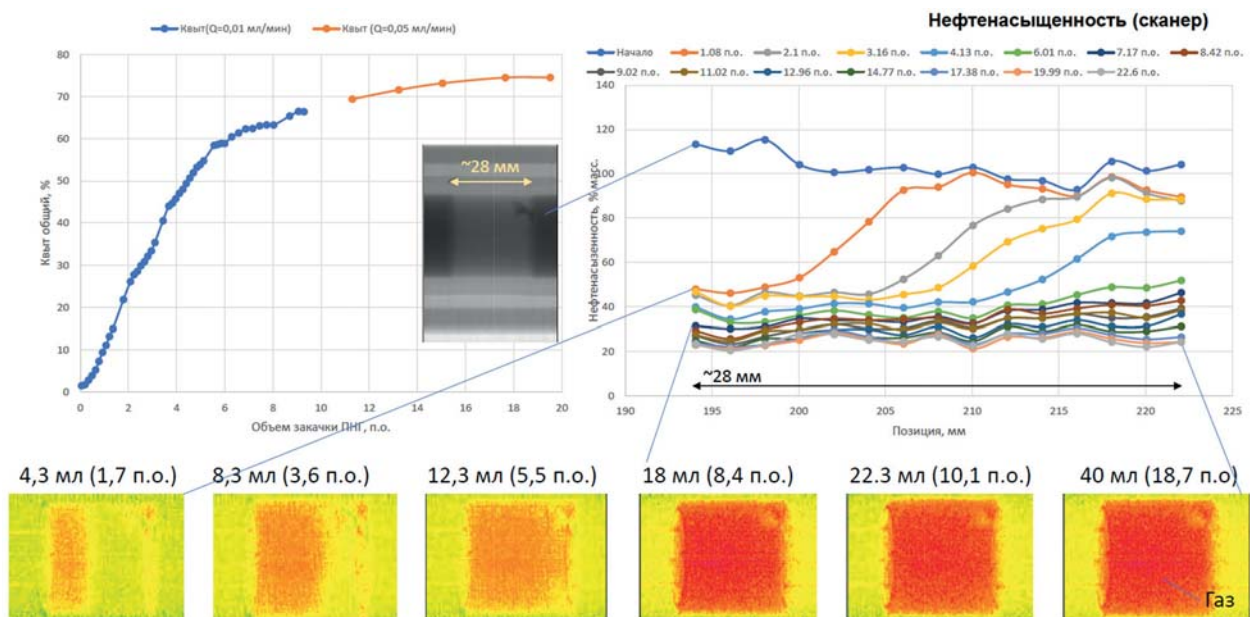


Рис. 1. Изменение Квыт и нефтенасыщенности в ходе эксперимента.

### Благодарности

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

### Литература

1. Mukhina E. et al. Hydrocarbon saturation for an unconventional reservoir in details // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019. 2020. P. 1–17.
2. Ushakova A. et al. A comprehensive project of thermal, gas and chemical EOR method application for bazhenov shale formation // Soc. Pet. Eng. – SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2021, RPTC 2021. 2021.
3. Mukhina E. et al. Enhanced Oil Recovery Method Selection for Shale Oil Based on Numerical Simulations // ACS Omega. 2021. Vol. 6, № 37. P. 23731–23741.
4. Afanasev P. et al. Compositions of anionic and non-ionic surfactants within a hybrid EOR technology for unconventional hydrocarbon reservoirs // Soc. Pet. Eng. – SPE Russ. Pet. Technol. Conf. 2019, RPTC 2019. 2020.
5. Бычков А.Ю. et al. Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород Баженовской свиты при гидротермальном воздействии // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. – 2015. – № 4. – С. 34–39.
6. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Гришин П.А. Особенности теплового воздействия на керогенсодержащую породу баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 68–71.
7. Бондаренко Т.М. et al. Анализ изменения свойств пород баженовской свиты в результате закачки воздуха высокого давления на основе лабораторного моделирования // Neft. Khozyaystvo – Oil Ind. 2017. № 03. P. 40–44.
8. Bondarenko T.M. et al. Laboratory modeling of the high-pressure air injection process in the fields of the Bazhenov formation (Rus.) // Neft. Khozyaystvo – Oil Ind. 2017. Vol. 03. P. 34–39.
9. Askarova A. et al. Experimental and numerical simulation of hot water injection to deep carbonate reservoir // International Multidisciplinary Scientific Geo Conference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. 2019. Vol. 19, № 1.2.
10. Burrows L.C. et al. A Literature Review of CO<sub>2</sub>, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs // Energy and Fuels. 2020. Vol. 34, № 5. P. 5331–5380.
11. Shuler P. et al. Chemical process for improved oil recovery from Bakken shale // Soc. Pet. Eng. – Can. Unconv. Resour. Conf. 2011, CURC 2011. 2011. Vol. 1. P. 664–671.
12. Kathel P., Mohanty K.K. EOR in tight oil reservoirs through wettability alteration // Proc. – SPE Annu. Tech. Conf. Exhib. 2013. Vol. 3, № 2008. P. 2433–2447.
13. Hoffman B.T., Evans J.G. Improved oil recovery IOR pilot projects in the Bakken formation // Soc. Pet. Eng. – SPE Low Perm Symp. 2016.

## КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ К ИЗУЧЕНИЮ КИСЛОТНЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРИЁМНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

И.С. Насыбуллин

ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», г. Альметьевск, NasybullinIS@hq.tatneft.ru

Поддержание падающего уровня добычи нефти невозможно без проведения геолого-технических мероприятий как на добывающем, так и на нагнетательном фонде скважин. В период снижающейся добычи особенно важно уделять внимание организации процессов ППД и вытеснения нефти путем проведения стимулирующих обработок и методов ПНП на нагнетательных скважинах, это служит главным условием стабильности фильтрационных процессов и более полного охвата пластов заводнением [1].

Именно проблема снижения приёмности нагнетательных скважин служит причиной снижения эффективности процесса вытеснения нефти, с которой сталкивается большая часть отечественных нефтедобывающих компаний. В настоящее время в целях решения этой проблемы наибольшую популярность обрели химические методы воздействия на призабойную зону пласта, как технологии, имеющие сравнительно высокую эффективность увеличения приёмности нагнетательных скважин [2]. Но, как оказалось, и они не совершенны, периодически возникает необходимость в анализе успешности тех или иных кислотных составов для более точной корректировки критериев применимости.

Для анализа эффективности ГТМ ОПЗ были отобраны нагнетательные скважины, эксплуатирующие терригенные коллектора, на которых были проведены обработки призабойной зоны в течение 2022 года. Терригенные пласты-коллекторы приурочены к продуктивным горизонтам Визейского яруса нижнего Карбона: Тульский, Бобриковский, Радаевский; к горизонтам Франского яруса верхнего Девона: Кыновский, Пашийский; и к горизонтам Живетского яруса среднего Девона: Муллинский, Ардатовский, Воробьевский. Терригенные пласты-коллекторы Девонской системы представлены пластами: Д0, Д1А, Д1Б1, Д1Б2, Д1Б3, Д1В, Д1Г1, Д1Г2+3, Д1Д, Дстарооскольский; Каменноугольной системы: СБР-1, СБР-2, СБР-3, СТЛ-1, СТЛ-2. Литология терригенных пластов-коллекторов рассматриваемых объектов разработки сложена: песчаниками, заглинизированными песчаниками, алевролитами, глинистыми алевролитами, аргиллитами. По степени различия литологии в разрезе скважин распределим их количество по типам пород пластов-коллекторов.



Рис. 1. Распределение типов пород пластов-коллекторов по скважинам

Далее, с целью определения геологических условий нагнетательных скважин, будет произведено разделение скважин по диапазонам ФЕС. Таким образом станет понятно, в каких участках объекта разработки (благоприятных или неблагоприятных) производились обработки призабойной зоны. С этой целью необходимо распределить параметры ФЕС по диапазонам в порядке их возрастания.

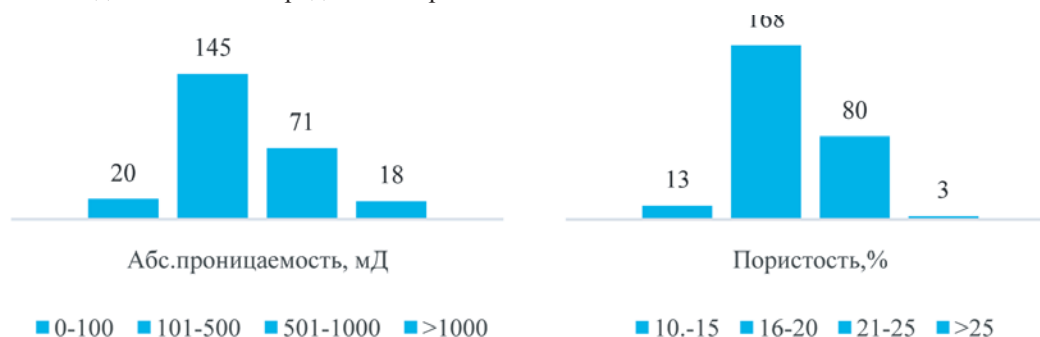


Рис. 2, 3. Распределение проницаемости и пористости по анализируемым скважинам



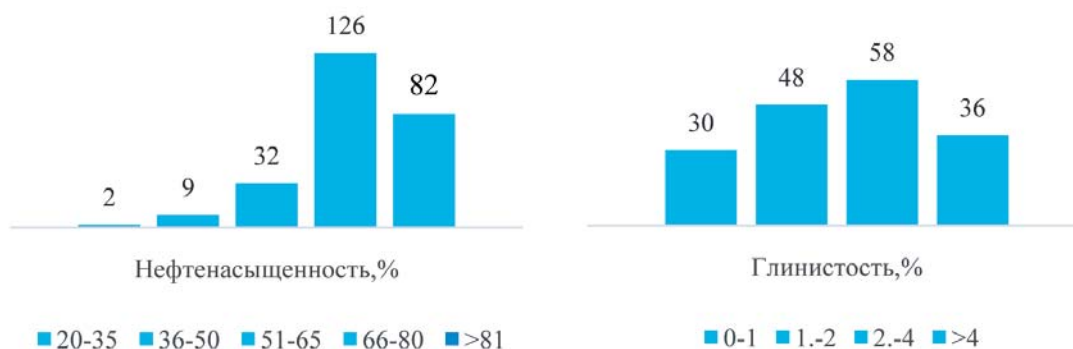


Рис. 4, 5. Распределение нефтенасыщенности и глинистости по анализируемым скважинам

В заключении анализа параметров ФЭС рассмотренных скважин, на которых были выполнены ОПЗ, следует отметить, что в большинстве своём ГТМ проводились на терригенных пластах объектов разработки Девонской системы (в основном Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения), со средней и низкой абсолютной проницаемостью – от 100 до 500 мД, средними значениями пористости – от 16 до 20%, высокой степенью глинистости – от 1 до 4%, высокой начальной нефтенасыщенностью пластов – более 70%.

Так как основной целью данной работы является проведение анализа влияния различных факторов на успешность ГТМ ОПЗ на нагнетательном фонде скважин, следующим этапом будет рассмотрение применяемых кислотных составов, параметры их применения. Из 289 нагнетательных скважин, на которых планировалось проведение ГТМ ОПЗ с целью увеличения приёмистости, на 8 скважинах проведение ОПЗ не удалось по причине достижения необходимого значения приёмистости после проведения повторной перфорации (5 скв.) и технологическим ограничениям (3 скв.).

Рассмотрим виды кислотных составов применяемых в качестве агентов ОПЗ, количество обработанных в разрезе систем и параметры ОПЗ.

Таблица 1

Распределение количества ОПЗ по кислотным составам

Агент ОПЗ	Девон	Карбон	Доля от общего кол-ва, %
ГКК-2	14	2	5,69
ГКС	2	0	0,71
ГК МЛ	66	6	25,62
ИТПС-РС А	0	1	0,35
ИТПС-РС Б	147	27	61,92
ИТПС-КС Г	3	1	1,42
ИТПС-КС Б	1	1	0,71
ИТПС-708 Г	2	0	0,71
НГТ-9030	5	0	1,77
НСЛ 15МЛ	0	1	0,35
НСЛ 24МЛ	0	1	0,35
Тотал	0	1	0,35
Итого	240	41	100

Таблица 2

Технологические параметры ОПЗ

Система	Ср.уд.вес т/ж, г/см <sup>3</sup>	Кол-во обработок РПН, шт	Ср. объём РПН, м <sup>3</sup>	Кол-во ПК перед ОПЗ, шт	Ср. объём кислоты, м <sup>3</sup>	Ср. Рзак при ОПЗ, атм
Девон	1,125	97	5,4	29	6,2	122
Карбон	1,127	7	3,7	3	5,4	87

В результате анализа применяемых кислотных составов для обработки ПЗП нагнетательных скважин, эксплуатирующих терригенные объекты разработки, были сделаны следующие выводы:

1. Наиболее распространенной кислотной композицией для ОПЗ терригенных пластов является ИТПС-РС марки «Б» – 61% от всех обработок, ГК МЛ – 25% от всех обработок;
2. На девонских объектах промывка ствола скважины с РПН проводится гораздо чаще чем на угленосных, и составляет 34% от всех ОПЗ;
3. На 10% обработанных скважинах проводилась кумулятивная перфорация перед проведением ОПЗ;
4. Давление закачки при продавке кислотной композиции в среднем на девонских объектах выше (122 атм),

чем на угленосных (87 атм). Объясняется различием абсолютной проницаемости и геологическими ограничениями.

Следующим предметом анализа является непосредственно сама целевая успешность ГТМ ОПЗ на нагнетательном фонде скважин и выявление тех факторов, которые влияют на целевую успешность химических обработок призабойной зоны скважин. В качестве целевой успешности будет анализироваться показатель приёмистости (до и после) [3].

Таблица 3

**Средние параметры работы нагнетательных скважин до и после проведения ГТМ ОПЗ**

Система	Q (ср) до ОПЗ, м <sup>3</sup> /сут	Q (ср) после ОПЗ, м <sup>3</sup> /сут	Руст (ср) до ОПЗ, атм	Руст (ср) после ОПЗ, атм
Девон	22,5	51,1	118	114
Карбон	20,9	49,5	103	71
Итого	22,3	50,9	116	108

Таким образом, судя по результатам таблицы 3, в среднем после проведения ОПЗ на нагнетательном фонде скважин приёмистость терригенных пластов увеличилась примерно в 2 раза – это хороший результат, если говорить о существенной динамике изменения данного параметра. Однако, при планировании ОПЗ на терригенных объектах разработки, геологической службой планируется значение приёмистости минимум 50 м<sup>3</sup>/сут, при наличии такой приёмистости процесс фильтрации можно считать удовлетворительным, но недостаточно эффективным с точки зрения разработки месторождения.

Таблица 4

**Доля целевой успешности скважин после ГТМ ОПЗ**

Система	Кол-во обработанных скважин, шт	Кол-во скважин с Q <sub>после</sub> >Q <sub>до</sub> , шт	Кол-во скважин с Q <sub>после</sub> >50атм, шт
Девон	240	198 (82,5%)	73 (30%)
Карбон	41	29 (70%)	11 (26%)
Итого	281	227 (80%)	84 (29,8%)

Теперь, наблюдая истинную картину состояния целевой успешности ГТМ ОПЗ на нагнетательном фонде скважин, можно сделать вывод о том, что применяемые кислотные композиции имеют недостаточную эффективность в решении проблемы низкой приёмистости пластов: лишь 30% обработок позволили увеличить приёмистость скважин до значений более 50 м<sup>3</sup>/сут.

Далее подробно рассмотрим факторы, повлиявшие на целевую успешность ГТМ ОПЗ на нагнетательном фонде скважин, т.е. те скважины, приёмистость которых не достигла 50 м<sup>3</sup>/сут (неуспешные) и превысила этот показатель (успешные).

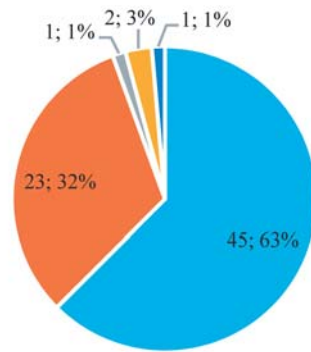
Таблица 5

**Геолого-технологические параметры скважин в разрезе успешных и неуспешных ГТМ ОПЗ**

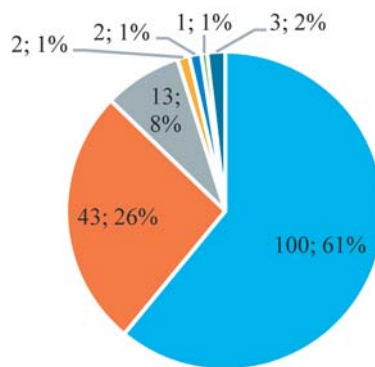
Система	Кол-во скв, шт	Абс. прон.(ср), мД	Пор-сть (ср), %	Глин-сть (ср), %	Н/н-сть (ср), %	Эфф. мощ-сть (ср), м	Рпл (ср), атм	Уд.вес т/ж (ср), г/см <sup>3</sup>	V кис-лоты (ср), м <sup>3</sup>	Кол-во про-мывки с РПН, шт	Кол-во ПК, шт	Рзак (ср), атм	Q (ср) до, м <sup>3</sup> /сут	Q (ср) после, м <sup>3</sup> /сут
Девон (усп)	73	473	19,4	2,52	77,1	5,7	195,5	1,122	6,4	24	11	114	33	100
Карбон (усп)	11	894,6	20,5	3	71	9,1	152	1,129	5,7	2	0	94,5	26	119
Итого (*ср.взв.)	84	528	19,5	2,58	76,3	6,1	189,7	1,123	6,3	26 (31%)	11 (13%)	111,5	32	102,5
Девон (неусп)	165	391,9	18,8	3,12	73,4	4,7	200	1,126	6,1	72	17	125	16,8	28,1
Карбон (неусп)	30	861,7	20,6	3,25	74,7	4,6	133,7	1,126	5,3	5	4	84,2	19,2	26,3
Итого (*ср.взв.)	195	463	19	3,1	73,6	4,7	189,6	1,126	6,0	77 (39%)	21 (11%)	118,7	17,1	27,8

\*ср.взв – средневзвешенные значения параметров, где расчёт производится от средних значений

Рассмотрим статистику применяемых кислотных составов и типов закачиваемых вод для ППД, представленную в виде круговых диаграмм.

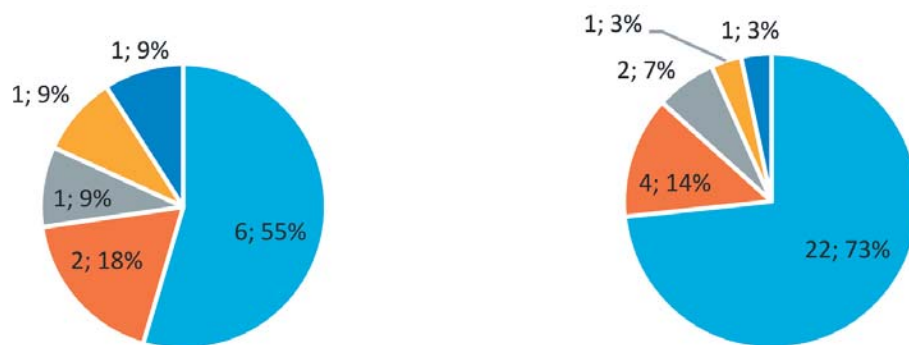


■ ИТПС-РС "Б" ■ ГК МЛ ■ ГКК-2 ■ ГКС ■ НГТ-9030



■ ИТПС-РС "Б" ■ ГК МЛ ■ ГКК-2 ■ ИТПС-708 "Г" ■ НГТ-9030 ■ ИТПС-КС "Б" ■ ИТПС-КС "Г"

Рис. 6, 7. Частота применения КС на успешных и неуспешных скважинах (Девон)



■ ИТПС-РС "Б" ■ ГК МЛ ■ ИТПС-РС "А" ■ ИТПС-РС "Б" ■ ГК МЛ ■ ГКК-2  
 ■ НСL 24МЛ ■ Татол ■ ИТПС-КС "Г" ■ НСL 15МЛ

Рис. 8, 9. Частота применения КС на успешных и неуспешных скважинах (Карбон)

Как можно заметить по рисункам 6-9, существенных различий в частоте применяемых кислотных композиций нет: пласты как успешных, так и не успешных скважин чаще всего обрабатывались составами ИТПС-РС «Б», затем ГК МЛ, причём равное процентное соотношение прослеживается на всех диаграммах.



Рис. 10, 11. Соотношение закачиваемых вод на успешных и неуспешных скважинах (Девон)

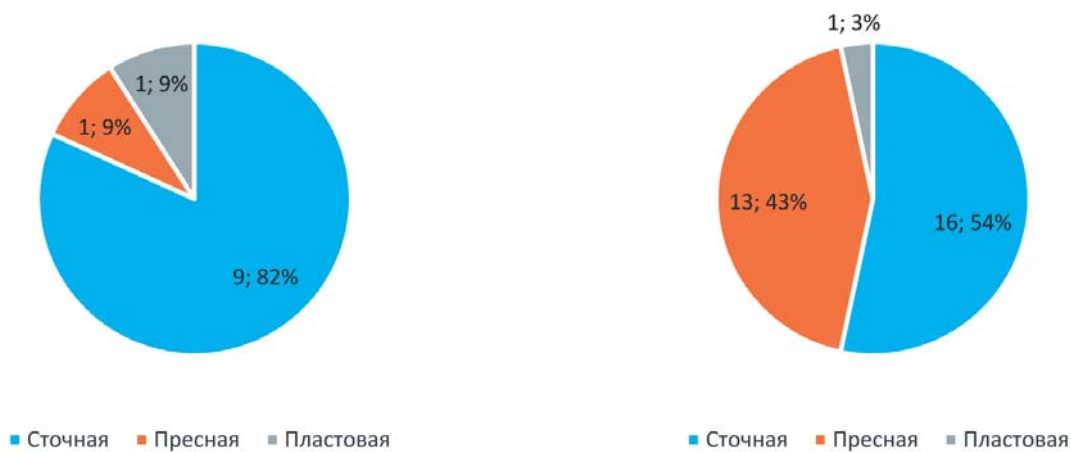


Рис. 12. Соотношение закачиваемых вод на успешных и неуспешных скважинах (Карбон)

Исходя из анализа влияния геологических факторов, технологических параметров и видов ОПЗ, а также технологических параметров эксплуатации скважин на успешность ГТМ с целью ОПЗ, в качестве вывода можно сформулировать следующие тезисы:

- Исход ГТМ в пользу успешности в первую очередь определен благоприятными ФЕС;
- Наибольший удельный вес в плане разделения успешных скважин от неуспешных имеют такие геологические параметры, как эффективная толщина пласта, затем глинистость и проницаемость;
- Существенного влияния вида кислотного состава на успешность ГТМ не выявлено: львиная доля скважин обеих категорий была в равном соотношении обработана одинаковыми КС;
- Промывка скважин с РПН не предполагает успешности мероприятия;
- Влияние агента закачки на успешность ОПЗ в терригенных отложениях Девона не прослеживается, однако, обратная ситуация наблюдается в терригенных отложениях Карбона.

С целью повышения эффективности кислотных стимуляций заглинизированных терригенных пластов-коллекторов предлагается провести анализ влияния литологического состава пластов-коллекторов скважин на динамику приёмистости, по результатам скорректировать критерии применимости кислотных составов; усовершенствовать рецептуру кислотных составов для скважин с высокой глинистостью в ПЗП.

### Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН); учебное пособие. – Казань: Издательство «Фэн» Академии наук РТ. – 2014. – 750 с.
2. *Гуськова, И.А.* Проблемы проведения обработок призабойной зоны осложненных добывающих скважин. Нефтяное хозяйство, 2009. – № 12. – С. 96–98.
3. СТО ТН 209-2017 Регламент взаимодействия участников процесса планирования, реализации и мониторинга геолого-технических мероприятий в ПАО «Татнефть». – Альметьевск, 2020. – 39 с.

# ИССЛЕДОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРИСТЫХ СРЕД

Р.А. Натфуллин, Е.А. Марфин, Р.Н. Гатауллин

*Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН,  
г. Казань, nruslan692@gmail.com*

## **Введение**

Потребность в углеводородах в мире постоянно растёт и снижение на этом фоне уровня добычи нефти является глобальной проблемой. Таким образом, актуальной является необходимость в поиске и интеграции новых способов повышения добычи нефти. Одним из факторов снижения уровня добычи нефти является низкая проницаемость пористых пластов. Перспективным направлением повышения проницаемости пористых сред является акустическое воздействие на них в широком диапазоне частот.

Исследования возможностей использования упругих колебаний для интенсификации добычи нефти начались с середины прошлого столетия [1]. В обзорной статье [2] представлен анализ результатов недавних теоретических, лабораторных и промысловых исследований эффективности добычи нефти за счёт воздействия на флюидонасыщенные среды упругими колебаниями. В статье отражены положительные стороны метода акустического воздействия с целью повышения проницаемости пористых сред. Также отмечены преимущества акустического воздействия перед термическими и химическими методами добычи.

Основной гипотезой изменения фильтрационных свойств при акустическом воздействии на пористые среды является увеличение проницаемости и пористости. Механизмы таких изменений различны: изменение порового пространства; вытеснения «защемленных» капель нефти; растворения осажденных парафиновых и асфальтено-смолистых отложений и смол [3, 4]; образование микротрещин [5, 6, 7]; динамическое расширение и сужение трещин в породе [8, 9]; растворение неорганических отложений [10]. В работе [11] установлено, что увеличение проницаемости пористой среды зависит от амплитуды колебаний воздействия и эта зависимость имеет степенной вид. В работе [12] была разработана математическая модель, из которой следует что, изменение проницаемости зависит не только от частоты и интенсивности воздействия, но и от фильтрационных и акустических свойств пористой среды и вязкости жидкости. Также в ней представлены результаты по разработке экспериментальной установки для исследования проницаемости пористой среды в поле упругих колебаний. Проведённый эксперимент подтвердил адекватность математической модели.

Методы воздействия на призабойную зону реализуются как в добывающей [13], так и в нагнетательной скважине [14]. При этом очевидно, что направление скорости фильтрации и направление распространения упругой волны могут как совпадать, так и быть противоположны. Для того, чтобы понять, как влияет направление распространения колебаний на эффективность изменения проницаемости пористой среды, необходимо проведение дополнительных исследований. Данная работа посвящена решению этой задачи.

## **Объект и методика исследования**

В данной работе объектом исследования являются образцы искусственно созданных пористых сред. Каждый образец изготавливается из смеси кварцевого песка, цемента и воды. Приготовленная смесь помещается в цилиндрический кернодержатель и выдерживается под гидравлическим прессом до застывания цемента. Варьированием соотношения цемент/песок, размера фракций песка и давлением можно получить пористые среды в широком диапазоне фильтрационных свойств. Исследование проницаемости по газу проводилось с использованием метода нестационарной фильтрации при контроле разности давления на концах образца и вытеснении известного объёма газа.

Для проведения экспериментальных исследований влияния акустического воздействия на проницаемость пористой среды была создана усовершенствованная лабораторная установка, аналогичная описанной в работе [12], но позволяющая изменять взаимное направление фильтрации флюида и направление распространения упругих волн. Схема данной установки представлена на рисунке 1.

Рабочий агент (флюид) через систему трубопроводов и вентиляей поступает из резервуара 1 через пористый образец 7 за счёт давления воздуха, создаваемого компрессором 10. Воздух и флюид разделены непроницаемой резиновой мембраной. Визуальный контроль давления перед образцом осуществляется стрелочным манометром 3, а значения давления регистрируются датчиком давления 4 через плату АЦП 8 на персональный компьютер 9. Вентилями 2 можно менять направление фильтрации. Расход флюида через пористый образец определяется по накопленной массе профильтрованного флюида, взвешиваемого на электронных весах 11 с заданным шагом по времени. Зная расход жидкости, перепад давления, геометрические размеры образца и вязкость флюида по закону Дарси определяется проницаемость исследуемого пористого образца. Для осуществления акустического воздействия был разработан излучатель колебаний на основе электродинамического преобразователя, внешний вид которого представлен на рис. 2.

## **Результаты**

Предварительные эксперименты включали исследование амплитудно-частотных характеристик колебаний давления, генерируемых излучателем. Для работы излучателя на его вход подавался электрический гармоничес-

кий сигнал, частота которого задавалась электрическим генератором, АК ИП-3408/2, а напряжение регулировалось звуковым усилителем мощности на базе транзистора TDA 2050. Регистрация колебаний давления на выходе излучателя осуществлялась пьезоэлектрическим датчиком, сигнал с которого усиливался усилителем заряда Charge Amplifier Type 2635 (Vg&el&Kjжг) и подавался на цифровой запоминающий осциллограф АК ИП-4115/1А. Полученная зависимость амплитуды от частоты колебаний, генерируемых созданным излучателем представлена на рис. 3.

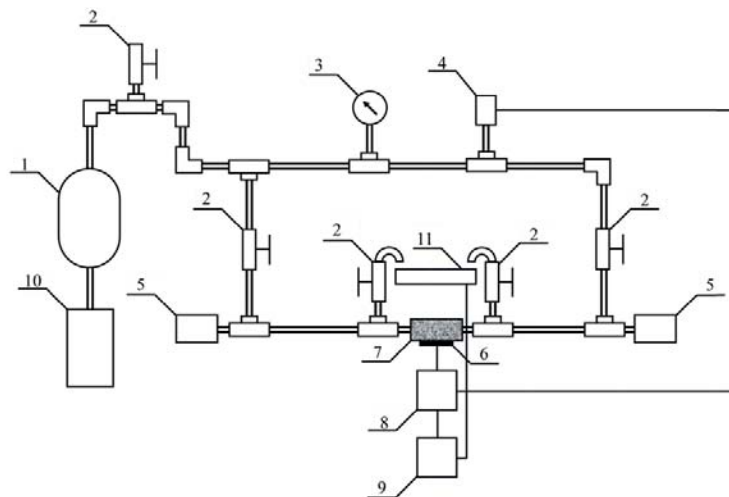


Рис. 1. Схема экспериментальной установки.

1 – резервуар с флюидом, 2 – вентиль, 3 – манометр, 4 – датчик давления, 5 – излучатель колебаний давления, 6 – контактный микрофон, 7 – пористый образец, 8 – АЦП, 9 – ПК, 10 – компрессор, 11 – электронные весы.

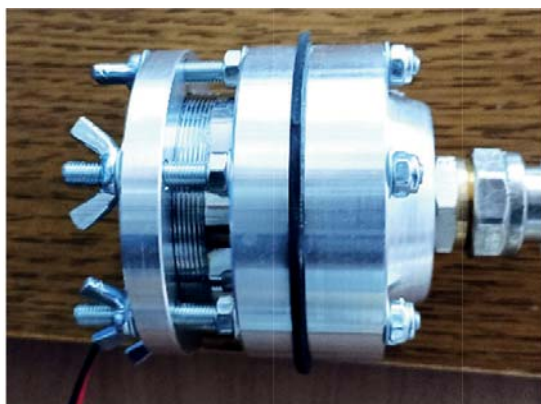


Рис. 2. Фотография излучателя.

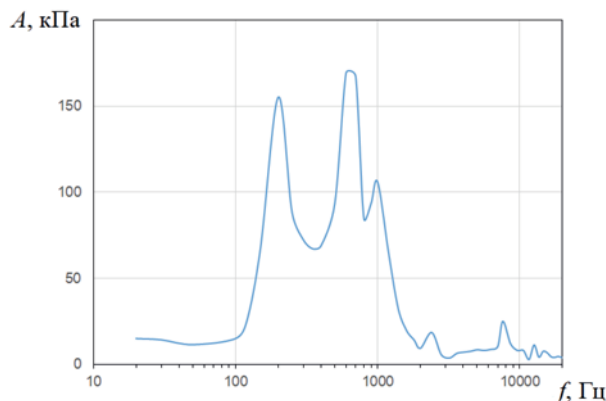


Рис. 3. Амплитудно-частотная характеристика излучателя.

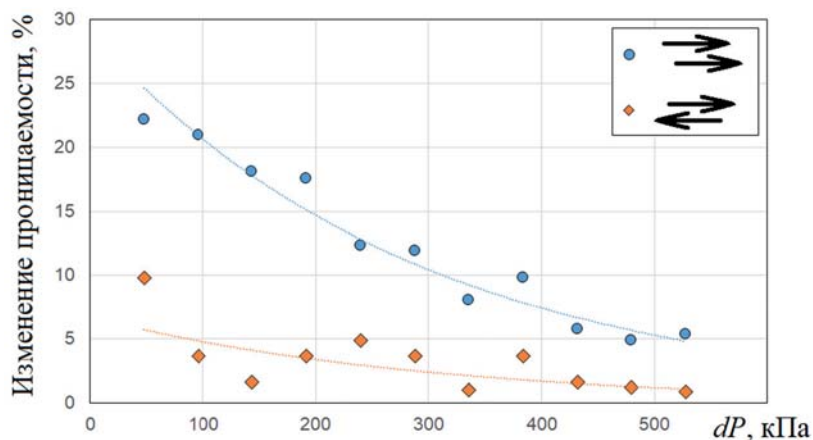


Рис. 4. Зависимости изменения проницаемости пористого образца от перепада давления при акустическом воздействии.

На основании полученной АЧХ излучателя для первых экспериментов задавали частоту колебаний равной 600 Гц, что соответствовало амплитуде около 180 кПа. В качестве рабочей жидкости использовали дистиллированную воду. Давление перед образцом фиксировали в диапазоне от 48 до 528 кПа. Для каждого фиксированного

давления измеряли расход жидкости и по закону Дарси измеряли проницаемость по жидкости. В ходе эксперимента образец подвергался воздействию упругих колебаний. В одной серии экспериментов направление скорости фильтрации совпадало с направлением распространения колебаний, в другой направления были противоположны. Под воздействием акустических колебаний происходило изменение проницаемости образца. Это изменение сравнивалось с первоначальной проницаемостью образца.

Проведённый эксперимент показал, что перепад давления так же, как и амплитуда колебаний оказывает влияние на изменение проницаемости пористой среды. На рис. 4 показаны результаты изменения проницаемости образца с начальной проницаемостью по газу 74 мД. Акустическое воздействие приводит к увеличению проницаемости, причём если направление фильтрации совпадает с направлением распространения колебаний, то эффект воздействия выше. Из рисунка также видно, что увеличение перепада давления (скорости фильтрации) отрицательно сказывается на эффективности акустического воздействия.

Для образцов с большей проницаемостью (более 200 мД) режим течения также имеет влияние на эффективность воздействия. При низких скоростях фильтрации эффект в пределах единиц процентов, а иногда даже отрицателен. Однако, при повышении скорости фильтрования эффективность воздействия увеличивается и достигает максимума, после чего начинает снижаться. При больших скоростях фильтрации эффект может быть отрицательным.

### Выводы

Разработана экспериментальная установка позволяющая исследовать влияние акустического воздействия на проницаемость пористой среды. В установке реализована возможность изменять направление вектора скорости фильтрации. Для воздействия на процесс фильтрации создан электродинамический излучатель колебаний давления, который обеспечивает необходимую амплитуду колебаний с заданной частотой.

Проведённые экспериментальные исследования показали, что при акустическом воздействии на флюидонасыщенную среду проницаемость пористой среды увеличивается. Причем, если направление распространения упругой волны совпадает с направлением вектора скорости фильтрации, то проницаемость пористой среды увеличивается больше, чем когда указанные направления противоположны. Установлено, что с ростом частоты колебаний эффективность акустического воздействия увеличивается, а с увеличением скорости фильтрации – эффективность снижается.

\* Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 22-29-01174, <https://rscf.ru/project/22-29-01174/>.

### Литература

1. Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чилингар Дж.В., Садеги К.М., Марчуков Е.Ю., Шарифуллин Р.Я., Чиркин И.А., Симкин Э.М. Колебания и волны во флюидонасыщенных геологических средах. Явления, процессы, закономерности. Волновая парадигма. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2021. – 420 с.
2. Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р., Марфин Е.А. Влияние акустического воздействия на проницаемость пористых сред (обзор) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 10. – С. 186–202. – DOI: 10.18799/24131830/2022/10/3750.
3. Adeyemi I., Meribout M., Khezzar L. Recent developments, challenges, and prospects of ultrasound-assisted oil technologies // Ultrasonics Sonochemistry. – 2022. – V. 82. – 105902. – DOI: 10.1016/j.ultsonch.2021.105902.
4. Manga M., Beresnev I., Brodsky E.E., Elkhoury J.E., Elsworth D., Ingebritsen S.E., Mays D.C., Wang C.-Y. Changes in permeability caused by transient stresses: field observations, experiments, and mechanisms // Reviews of Geophysics. – 2012. – V. 50 (2). – RG 2004. – DOI: 10.1029/2011RG000382.
5. Hamidi H., Sharifi A., Mohammadian E., Rafati R., Azdarpour A., Ghahri P., Ombewa P., Neuert T., Zink A. Ultrasound-assisted CO<sub>2</sub> flooding to improve oil recovery // Ultrasonics Sonochemistry. – 2017. – V. 35. – Pp. 243–250. – DOI: 10.1016/j.ultsonch.2016.09.026
6. Agi A., Junin R., Chong A.S. Intermittent ultrasonic wave to improve oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 166. – P. 577–591. – DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.097.
7. Wang Z., Fang R., Guo H. Advances in ultrasonic production units for enhanced oil recovery in China // Ultrasonics Sonochemistry. – 2020. – Vol. 60. – 104791. – DOI: 10.1016/j.ultsonch.2019.104791.
8. Shokouhi P., Jin J., Wood C., Riviere J., Madara B., Elsworth D., Marone C. Dynamic stressing of naturally fractured rocks: on the relation between transient changes in permeability and elastic wave velocity // Geophysical Research Letters. – 2020. – V. 47 (116). – e2019GL083557. – DOI: 10.1029/2019GL083557.
9. Kluge C., Blücher G., Barnhoorn A., Schmittbuhl J., Bruhn D. Permeability evolution during shear zone initiation in low-porosity rocks // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2021. – V. 54 (10). – P. 5221–5244. – DOI: 10.1007/s00603-020-02356-0.
10. Taheri-Shakib J., Naderi H., Salimidelshad Y., Teymouri A., Shekarifard A. Using ultrasonic as a new approach for elimination of inorganic scales (NaCl): an experimental study // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – V. 8. – P. 553–564. DOI: 10.1007/s13202-017-0369-4.

11. Elkhoury J.E., Niemeijer A., Brodsky E.E., Marone C. Laboratory observations of permeability enhancement by fluid pressure oscillation of in situ fractured rock // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2011. – V. 116 (B2). – B02311. – DOI: 10.1029/2010JB007759.

12. Марфин Е.А., Абдрашитов А.А., Гатауллин Р.Н. Установка для исследования проницаемости пористой среды в поле упругих колебаний // Инженерная и рудная геофизика, 2021: Материалы 17-й научно-практической конференции и выставки, Геленджик, 26–30 апреля 2021 года. – Москва: ООО «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ». – 2021. – С. 89. – DOI: 10.3997/2214-4609.202152099.

13. Mullakaev M.S., Abramov V.O., Abramova A.V. Ultrasonic automated oil well complex and technology for enhancing marginal well productivity and heavy oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – V. 159. – P. 1–7. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.09.019.

14. Marfin E.A., Gataullin R.N., Abdrashitov A.A. Acoustic stimulation of oil production by a downhole emitter based on a jet-driven Helmholtz oscillator // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 215. – P. 110705. – DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110705.

## **ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ФЛЮИДОУПОРОВ ВЕРХНЕДЕВОНСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ТОЛЩИ И МЕТОДИКА ИХ ВЫДЕЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГИС**

**А.М. Нигматзянова<sup>1</sup>, Т.В. Бурикова<sup>2</sup>, В.И. Шавалиев<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа, NigmatzyanovaAM@bnipi.rosneft.ru

<sup>2</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа, BurikovaTV@bnipi.rosneft.ru

<sup>3</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», г.Уфа, ShavaliyVI@bnipi.rosneft.ru

Верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются перспективными для поиска нефти, что подтверждается многочисленными открытыми залежами. Важным фактором при прогнозе развития ловушек является наличие или отсутствие непроницаемых пород (флюидупоров), способных препятствовать движению нефти. Как правило, такие породы имеют глинисто-карбонатный состав и характеризуется определёнными геофизическими параметрами.

Актуальность темы исследования обусловлена возможностью прогнозировать распространение пород флюидупоров методами ГИС и тем самым повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть или газ для дальнейшего наращивания ресурсов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В статье представлена методика выделения флюидупоров по каротажным данным в разрезе фаменского яруса, основанная на литологическом изучении керна и подтвержденная результатами испытаний. За эталонные принимались скважины с прямым признаком наличия породы-флюидупора, а именно: по результатам опробования непосредственно ниже интервала развития флюидупора получена нефть, а непосредственно выше – пластовая вода.

По результатам изучения керна выявлено, что покрышки фаменского яруса часто сложены переслаиванием нескольких литологических разностей. Наилучшими экранирующими свойствами обладают известковые глины, которые могут слагать покрышку как самостоятельно, так и в переслаивании с низкопористыми и низкопроницаемыми известняками.

Стоит отметить, что задача выделения пород-флюидупоров методами ГИС является непростой ввиду неприменимости универсальных граничных критериев для пород разного состава и возраста. Предложенная методика оценки флюидупоров основана на выявленных литологических особенностях фаменского яруса и подтверждена данными испытаний.

При создании и апробации методики использована геолого-промысловая информация 15 месторождений Волго-Уральского региона. Для определения состава и свойств флюидупоров изучено более 500 пог. м керна из интервалов неколекторов. Анализ проводился на материалах геофизических исследований 35 скважин.

Флюидупоры фаменского яруса характеризуются сложным неоднородным строением, чаще всего они представлены переслаиванием нескольких литологических разностей.

Выделено три литологических типа пород, которые могут служить флюидупором. Все они представлены известняками с различной степенью глинистости. Следует отметить, что в таком разделении есть доля условности, т.к. все три литотипа связаны генетически и образуют переходные разности. Главными критериями их разделения служили минералогический состав (процент содержания глинистых минералов) и структурно-текстурные особенности, определяющие степень неоднородности пород. Ниже приведена характеристика каждого из литотипов пород-флюидупоров.

Литотип А. Известняки сильноглинистые (до глин известковых) зеленовато-серые, серые, горизонтально-слоистые. Глинистость варьирует от 25% до 77% по изученным образцам. Преобладающим глинистым минералом является иллит, присутствует незначительная примесь каолинита, слюд, реже хлорита, карбонатная составляющая представлена исключительно кальцитом. Для пород характерна латеральная выдержанность. Прослои имеют толщину от нескольких сантиметров до 1–1,5 метров.

Литотип Б. Известняки пелитоморфные, пелитоморфно-шламовые, с многочисленными тончайшими субгоризонтальными глинистыми прожилками, часто встречаются в интервалах флюидупоров в переслаивании с



породами литотипа А. Отмечается тонкая горизонтальная слоистость и латеральная выдержанность. Литотип Б является преобладающим в составе флюидоупоров ниже- и среднефаменского подъярусов. Прослои имеют толщину 0,2–10 м.

Литотип В – известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем. Глинистая примесь имеет иллитовый состав, распределена неравномерно. Из-за неоднородной желваковой (брекчиевидной) структуры породы отличаются от известняков литотипа Б по экранирующим свойствам. Прослои имеют толщину от 0,5 м до 10 м. Литотип характерен для покрышек верхнефаменского подъяруса. Поэтому при выделении интервалов флюидоупоров по данным ГИС рекомендуется отдельно рассматривать верхнефаменский (заволжский) интервал разреза.

Анализ опробований показал, что в составе флюидоупоров фаменского яруса всегда присутствуют глинистые прослои литологического типа А: в отдельных случаях они экранируют залежь самостоятельно, но чаще встречаются в переслаивании с известняками литологических типов Б и В.

При сопоставлении керновых данных и результатов ГИС было отмечено, что количественное содержание глинистых минералов пропластков литотипа А, определяемое на керне, отличается от картины, которую можно определить по данным ГИС. Это связано с тем, что методы ГИС не достигают истинных значений из-за влияния вмещающих пород, а также в связи с недостаточной разрешающей способностью аппаратуры, вызванное, как правило, ограниченной толщиной этих пропластков, как было отмечено выше. Поэтому, несмотря на значительное содержание глинистых минералов в этих породах, расчётная глинистость по ГИС составляет от 5 до 20%.

Следует отметить, что разрешающая способность стандартных геофизических методов не даёт нам возможности детально дифференцировать породы по текстурно-структурным признакам, однако преобладание литологической разности в разрезе определяется довольно точно.

Поэтому первым этапом при выделении покрышек методами ГИС в представленной работе послужила дифференциация пород по литологии.

В качестве основных параметров выделения пород-флюидоупоров в представленной методике использованы: величина относительного параметра НГК ( $\Delta nk$ ) и коэффициент глинистости по разрезу.

Анализ каротажных диаграмм показал, что минимальная толщина флюидоупора литотипа А, выделенного согласно описанию керна, составляет 1,5 м. При этом расчётное значение массовой глинистости по ГИС (Сгл) соответствует 6%. На рис. 1 приведён пример (разрез скважины 2\*\*), когда флюидоупор сложен одним прослоем литотипа А.

В случае, когда суммарная толщина прослоев литотипа А меньше 1,5 м, они могут экранировать залежь в переслаивании с породами литотипа Б (В). Иными словами, пропластки литотипа Б (В) «усиливают» покрышку, при этом важную роль играет мощность интервала и значение двойного разностного параметра – Анк (рис. 2 а, б).

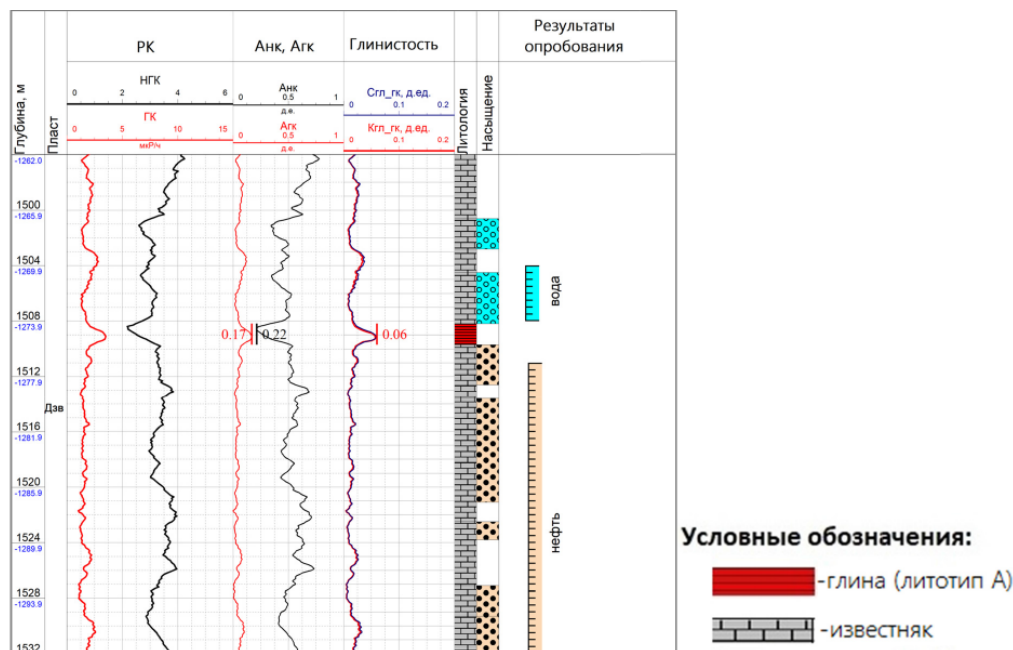


Рис. 1. Выделение истинной покрышки на примере скважины 2\*\*.

Далее представлена схема, отражающая геофизические критерии для выделения интервалов предполагаемой породы-флюидоупора по скважинам с подтверждённым опробованием: минимальные значения суммарной толщины пропластков (Нсум) и количественные критерии глинистости (Кгл) и двойного разностного параметра Анк (рис. 3).

На рис. 4 показан анализ полученных распределений различных геофизических параметров пород, слагаю-

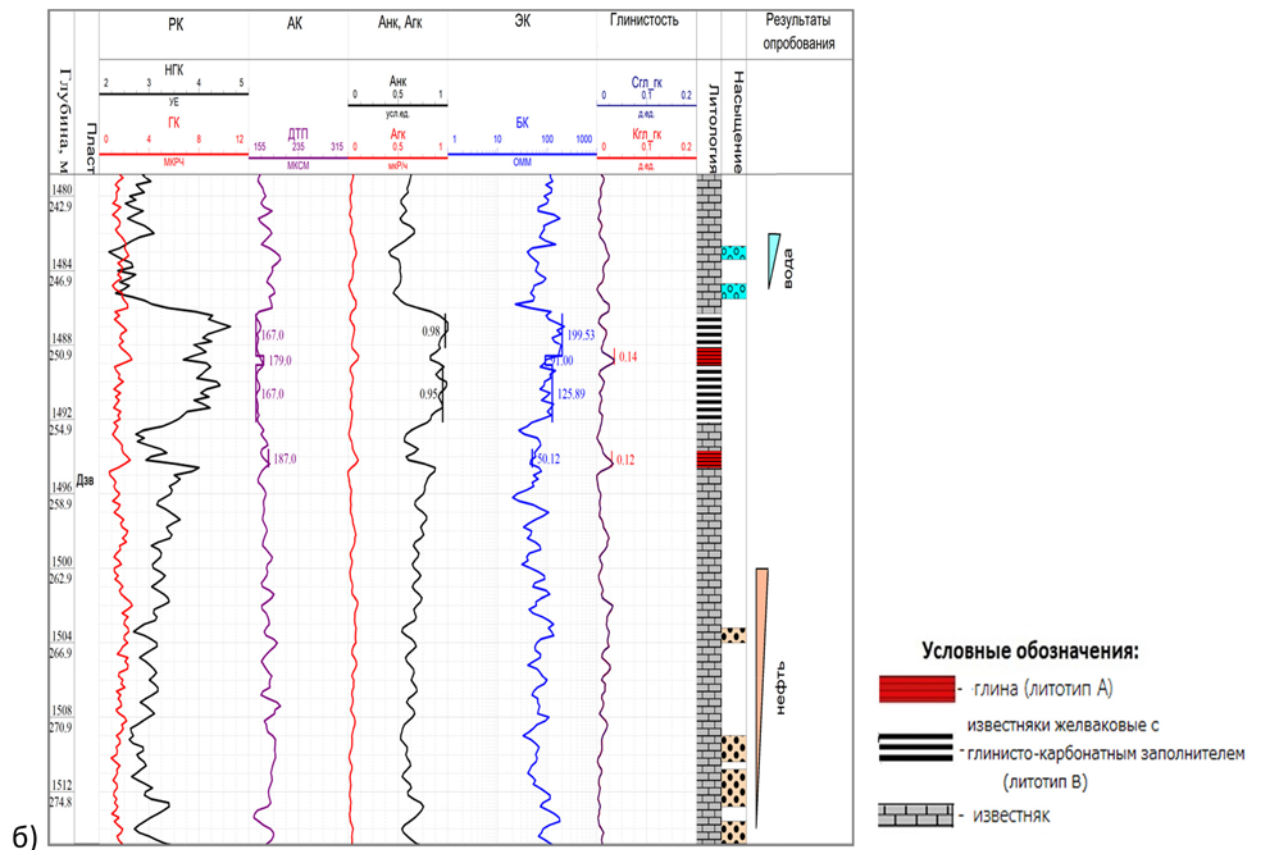
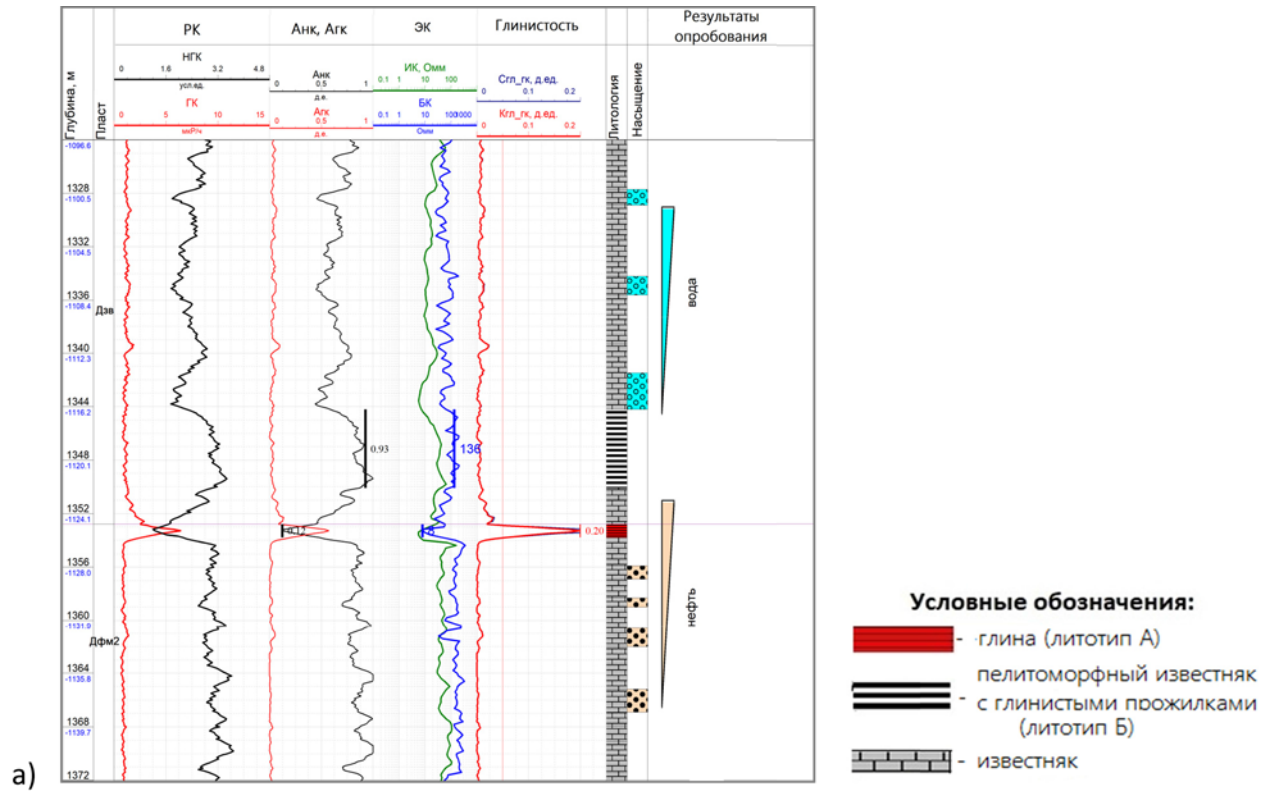


Рис. 2. Выделение типов флюидоупоров фаменского яруса по ГИС:  
 а) – в интервале ниже-среднефаменского яруса, б) – в интервале верхнего фамена.

щих покрывку в интервале карбонатного разреза верхнего девона. По распределению видно, что с учётом результатов испытаний, путём сопоставления различных параметров по ГИС выделение непроницаемых интервалов достаточно однозначное.

Литотип А характеризуется следующими геофизическими параметрами: низкими значениями удельного электрического сопротивления (до 40 Ом), высокими значениями интервального времени (выше 170 мкс/м), низкими значениями по  $\Delta I_{нк}$  и высокими значениями по  $\Delta I_{гк}$ . Литотипы Б и В имеют высокие значения по замеренному кажущемуся удельному электрическому сопротивлению (выше 100 Ом), низкие значения интервального времени  $\Delta T$  (ниже 170 мкс/м) высокие значения по  $\Delta I_{нк}$  (выше 0,92) и низкие по  $\Delta I_{гк}$ .

В результате комплексного анализа керна, результатов испытаний и кривых ГИС, была предложена методика по выделению истинных покрывок для отложений карбонатной толщи верхнего девона. Приведены граничные значения по глинистости, суммарной мощности пропластков, значения относительного параметра НК, которые, в комплексе с остальными результатами интерпретации каротажных диаграмм, позволяют выделять в разрезе непроницаемые толщи.

В итоге, использование критериев, полученных в данной работе, в комплексе с остальными результатами интерпретации каротажных диаграмм, позволяют снизить неопределённости при выделении в разрезе непроницаемых толщ и тем самым повысить эффективность поисково-разведочных работ.

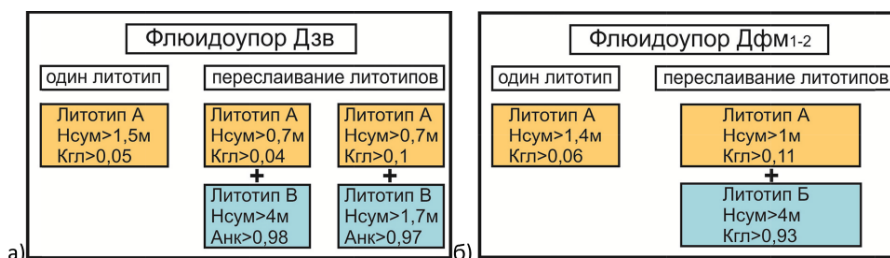


Рис. 3. Геофизические критерии предполагаемой покрывки в интервалах заволжского надгоризонта (а) и ниже-средне-фаменского подъярусов (б).

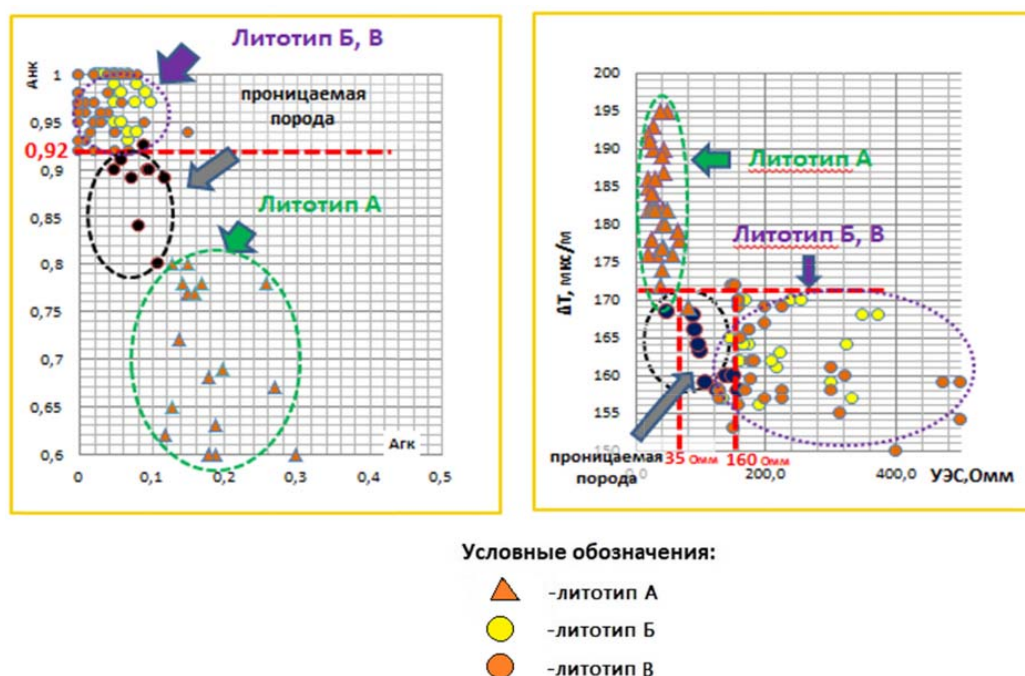


Рис. 4. Распределения геофизических параметров пород, слагающих флюидоупор в разрезе фаменского яруса.

### Литература

1. Мирнов Р.В., Бакиров Р.Д. Особенности геологического строения Башкирского и Южно-Татарского папешельфов, определившие закономерности распространения флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще. // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6. – С. 32–37.

# ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ СТРОЯЩИХСЯ И ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ В РАЙОНАХ С ВЫСОКОЙ СЕЙСМИЧНОСТЬЮ

Д. Ораздурдыев, А. Гараханов

Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, Ашхабад,  
Туркменистан, [bakschaev.vitaly@gmail.com](mailto:bakschaev.vitaly@gmail.com)

Физико-механические свойства грунта, его фракционный состав и степень водонасыщения, обусловленная положением уровня грунтовых вод определяют сейсмические свойства грунта, т.е. особенности поведения массива грунта во время сейсмических процессов.

Анализ инженерно-геологических и сейсмических условий позволяет оценить степень возможности использования территории под объекты нефтегазовой инфраструктуры.

Оценка влияния уровня грунтовых вод на сейсмическую интенсивность определяется по материалам режимных гидрогеологических наблюдений и результатам сейсмического микрорайонирования исследуемых территорий. Устанавливается закономерность зависимости сейсмической альтерации ( $\Delta I$ ) от уровня грунтовых вод (УГВ) в различных гидрогеологических и инженерно-геологических условиях по результатам макросейсмических и инструментальных наблюдений.

Найденная С.В.Медведевым [1] по макросейсмическим данным эмпирическая зависимость имеет вид:

$$\Delta I = e^{-0,04h}$$

$e$  – основание натурального логарифма,

$h$  – уровень грунтовых вод от поверхности земли.

Им же предложен метод акустических жесткостей и резонансных явлений [1]. Он основан на выявлении корреляции между акустической (сейсмической) жесткостью грунтов, определяемой произведением плотности и скорости распространения сейсмических волн. Логарифм отношения акустической жесткости исследуемого грунта, сравниваемого с эталонным, и умноженный на эмпирически установленный коэффициент 1,67, позволяет оценить значения относительных приращений сейсмической интенсивности  $\Delta I$ , выраженной в баллах. В окончательной форме данная формула имеет вид:

$$\Delta I = 1,67 \lg(V_{p_0} p_0 / V_{p_i} p_i),$$

где  $V_{p_0}$ ,  $V_{p_i}$  – акустические жесткости эталонного и исследуемого грунтов.

Работы С.В. Пучкова и Дж. Гарагозова [2] показали, что коэффициент динамичности системы в условиях резонанса будет равен:

$$B = A / \delta T$$

$\delta$  – коэффициент затухания колебаний слоя;

$T$  – преобладающий период.

Эффективное затухание колебаний происходит в полосе частот

$$0,7\omega_0 \leq \omega \leq 1,3\omega_0$$

где  $\omega_0$  – преобладающая частота колебаний слоя;

$\omega$  – частота вынужденных колебаний.

Полагая приращение интенсивности по геометрической прогрессии со знаменателем 2, имеем

$$2^{\Delta I_{об}} = (p_0 V_{p_0} / p V) + \lg(\delta T / \delta_0 T_0)$$

и окончательно:

$$\Delta I_{об} = 1,71 \lg(p_0 V_{p_0} / p V) + \lg(\delta T / \delta_0 T_0) + e^{-0,04h}$$

Данная методика изучения изменения сейсмического воздействия в зависимости от акустической жесткости и положения уровня грунтовых вод были применены при разработке нормативной карты сейсмического микрорайонирования территории г. Ашхабада [3].

Метод регистрации землетрясений заключается в одновременном сопоставлении амплитуд смещения колебаний частиц эталонного и сравниваемого грунтов, расположенных в разных инженерно-геологических условиях. При этом используется аналитическое выражение – логарифм отношений амплитуд на изучаемом грунте ( $A_{гр}$ ) к эталонному ( $A_{эт}$ ):

$$\Delta I = 3,31/g (A_{гр} / A_{эт})$$

Метод деформаций основан на четко относительных деформации грунтов, вызываемых прохождением сейсмических волн [4]. Изучаются соотношения скоростей распространения продольных (или поперечных) сейсмических волн в эталонном к сравниваемом грунтах:

$$\Delta I = \lg(V_{гр}^2 / V_{эт}^2) / \lg 2,5,$$

где:  $V_{гр}$ ,  $V_{эт}$  – скорости в сравниваемом и эталонном грунтах.

Произведенные методом деформаций определения приращений сейсмической интенсивности при изучении режимных наблюдений, а также при сейсмическом микрорайонировании ряда городов, населённых пунктов и строительных площадок в Ашхабадской зоне дали объективные результаты [3].

Предложенный метод обсуждался на научном семинаре в Международном университете нефти и газа Туркменистана имени Я. Какаева.

При построении схемы инструментального сейсмического микрорайонирования территории кроме оценки влияния грунтовых условий, уровня грунтовых вод и рельефа местности на сейсмический эффект, рекомендуется использовать спектры сейсмических колебаний на различных грунтах с учётом вероятности появления различных периодов колебаний во время землетрясений.

Каждой выделенной зоне сейсмической активности соответствует свой спектр колебаний, реализуемый во время землетрясений, записанных в различных инженерно-геологических условиях. Были реализованы статистические методы обработки информации, в частности, способ наименьших квадратов. Статистически обработанные спектры смещений для различных зон балльности, характеризующие интегральный эффект распределения интенсивности сейсмических колебаний на поверхности земли, могут быть использованы при проектировании и строительстве.

Интенсивность сейсмических колебаний в разных инженерно-геологических условиях рекомендуется определять не только по интенсивности, но и в диапазонах ускорений, скоростей и смещений частиц, графиков вероятностей повторения периодов колебаний.

Предлагаемая методика изучения сейсмических свойств грунтов для обоснования расчётной сейсмичности площадок проектируемого строительства и эксплуатации нефтегазовых объектов ориентирована на условия с максимальным фоном индустриальных помех и техногенных явлений.

Для решения задач сейсмического микрорайонирования подтопляемых территорий рекомендуется к использованию методика прогноза параметров сейсмических воздействий для конкретных территорий при землетрясениях с различными гипоцентрными расстояниями.

Результаты исследования природы неравномерного распределения интенсивности сейсмических колебаний на территориях с разными грунтово-геологическими условиями могут служить основой для разработки нормативных актов, регламентирующих необходимость и обязательность учёта сейсмической опасности и риска при проектировании и производстве в сейсмических зонах Туркменистана сейсмостойкого строительства.

## Литература

1. *Медведев С. В.*, Инженерная сейсмология. – М.: ГСИ, 1962.
2. *Пучков С. В., Гарагозов Дж.*, Сейсмическое микрорайонирование территории г. Ашхабада на основе спектральных характеристик и преобладающих периодов землетрясений. Сейсмическое микрорайонирование. Алма-Ата: Наука. – 1976. – С. 37–42.
3. *Эсенов Э. М.*, Усовершенствованный вариант карты СМР территории г. Ашхабада. Материалы X Международной конференции «Геориск-2018». – М., РУДН. 2018.
4. *Кау А.З.*, Сейсмическое микрорайонирование на основе дифференциации грунтов по деформациям, вызываемым при прохождении сейсмических волн. // Тр. ИФЗ АН СССР. № 5 (183). – М., 1961.

## ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ МОДУЛЬНЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.М. Орлов<sup>1,2</sup>, Д.А. Коротеев<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, [D.Orlov@skoltech.ru](mailto:D.Orlov@skoltech.ru)

<sup>2</sup>ООО «Диджитал Петролеум», г. Москва, [orlov@petroleum.digital](mailto:orlov@petroleum.digital)

Разведка и разработка месторождений полезных ископаемых, включая нефть и газ, являются капиталоемкими процессами, которые сопровождаются принятием высокорисковых решений по управлению активом. Одним из основных рисков является высокий уровень неопределённости при интерпретации геологической информации о залежах, вызванный ограничениями технологий разведки. Не существует надежных моделей, которые бы позволяли смоделировать различные технологические сценарии разработки запасов полезных ископаемых и выбрать оптимальный вариант. Однако, инструменты искусственного интеллекта могут помочь снизить неопределённость оценки потенциала добычи из пластов, что приведёт к значительному снижению рисков принятия капиталоемких решений. Среди перспективных технологий можно выделить методы предиктивной аналитики, гибридное моделирование физических и технологических процессов и многокритериальную оптимизацию при построении надежных геологических моделей резервуаров [1]. Также актуальным направлением цифровизации и развития нейросетевых технологий в сырьевых отраслях является оптимизация технологических и бизнес-процессов. Предиктивные модели на базе машинного обучения позволяют учесть всю доступную информацию по рассматриваемому процессу и найти скрытые взаимосвязи между параметрами. Такие модели могут использоваться для решения сложных задач по выбору оптимальных схем разработки месторождений, поиску сбалансированных комплексов геофизической и сейсмической разведки, поддержанию рентабельности добычи на зрелых месторождениях.

Лаборатория Digital Petroleum Центра науки и технологий добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий работает над созданием практически полезных цифровых инструментов для оптимизации технологических процессов нефтегазодобычи, позволяющих решать локальные и глобальные задачи при продвиже-

нии нефтегазовой отрасли в направлении максимальной цифровизации производственных процессов [2-9]. Среди основных направлений деятельности команды можно выделить:

- Разработка рекомендательных систем по оценке активов, позволяющих проводить оценку потенциала месторождения по широкому набору признаков в условиях высокой геологической неопределённости [2]. В том числе разработка моделей для прогноза объёмов закачки газов (метан, водород, углекислый газ) в истощённые месторождения для решения задач ПХГ;

- Автоматизация геомоделирования – автоматическая увязка исходной геологической информации (сейсмика, керн, ГИС) и построение карт транспортных и ёмкостных свойств. Автоматизация геомоделирования позволяет извлекать больше полезной информации из данных, повышать изученность геологической формации [3, 4] и проводить реконструкцию структуры месторождения при наличии неполного комплекса данных;

- Разработка рекомендательных систем по выбору и коррекции схемы разработки месторождения [5]. Интерактивное управление системой разработки в реальном времени, с учётом истории добычи на основе реальных данных и планируемых кампаний геолого-технологического мероприятия (ГТМ) – ключ к минимизации рисков при принятии капиталоемких решений в условиях геологических неопределённостей;

- Разработка рекомендательных систем по компоновке, траектории бурения, оптимальным режимам и прогнозу аварий при бурении. Многокритериальная оптимизация затрат позволяет снижать риски при бурении, сокращать сроки и стоимости строительства скважин при сохранении или увеличении добычи [6];

- Разработка рекомендательных систем по проведению ГТМ. Прогнозные модели на основе исторических данных ГТМ, базы данных по химическому воздействию и обобщающие инженерно-физические соотношения позволяют создавать системы для снижения рисков при принятии решений по организации кампаний ГТМ [7, 8];

- Разработка подходов по ускорению моделирования течений как на гидродинамических моделях, так и на масштабе пор. Алгоритмы, основывающиеся на методах понижения размерности и специальных нейродифференциальных уравнениях, открывают новые возможности для прогноза динамики состояния пластовых систем (давления и насыщенностей). А совмещение методов машинного обучения с классическими итерационными алгоритмами решения систем дифференциальных уравнений позволяет многократно ускорить традиционное гидродинамическое моделирование [9, 10].

Результаты некоторых R&D проектов для нефтегазовой отрасли, выполненных в институте, продемонстрировали серьёзный коммерческий потенциал и легли в основу продуктовой линейки программного обеспечения, разработанного компанией ООО «Диджитал Петролеум». Опыт коммерциализации новых технологий для нефтегазовой отрасли на основе искусственного интеллекта показал, что наиболее эффективная стратегия заключается в разработке модульных решений, когда предлагаемый программный продукт выступает в качестве платформы, содержащей различные интеллектуальные модули и модели, направленные на решение отдельных специфических задач, которая может быть оперативно расширена и дополнена в соответствии с требованием новых пользователей.

Примером такой модульной цифровой технологии может выступать система Deep Core [3, 4], которая одинаково эффективно интерпретирует изображения ядра, извлечённого как из нефтяных или газовых залежей, так и из рудных месторождений. Система имеет удобный интерфейс загрузки, сшивки в единую литологическую колонку и сегментации изображений полноразмерного ядра. Далее поинтервальная классификация изображений ядра может быть выполнена одной из нескольких десятков интерпретационных моделей. Потенциал системы не ограничивается только двумя индустриями. Deep Core также может быть использован в рамках инженерно-геологических изысканий при строительстве зданий, анализа состояния дорожных покрытий и материалов. На обучение и включение в Deep Core интерпретационной модели требуется всего несколько недель. Т.о., модульность решения позволяет предложить рынку не один продукт, а целое множество инструментов.

Еще одним примером модульной цифровой технологии является система Well Done [5, 7, 8], инструмент для аналитики работы скважин, оптимизации заводнения и подбора скважин-кандидатов для ГТМ. Особенностью системы является широкий круг решаемых задач, представленных в отдельных модулях:

- загрузка и коррекция исходных скважинных данных с помощью специальных алгоритмов-препроцессоров;

- визуализация динамики добычи/закачки по действующему фонду скважин с помощью различных виджетов;

- прогноз добычи по фонду скважин с помощью различных моделей: гибридные physics-based модели материального баланса, data-driven гибридные модели на основе нейронных сетей (LSTM, RNN, TNN, PINN);

- оптимизация режимов работы скважин по трём сценариям: минимизация закачки воды с сохранением текущего уровня добычи нефти, максимизация добычи нефти при сохранении уровня закачки и оптимизация добычи нефти, с учётом текущей стоимости нефти и стоимости закачки воды;

- выдача рекомендаций по доразбуриванию месторождения на основе прогноза добычи из новых скважин;

- онлайн мониторинг продуктивности скважин действующего фонда и выдача рекомендаций по проведению ГТМ для скважин с признаками деградации продуктивности;

- кратко и среднесрочный прогноз эффекта после ГТМ (ГРП, ОПЗ и др.) для рассматриваемой скважины с учётом скважин окружения;

– ранжирование скважин кандидатов для ГТМ по типу ГТМ и величине дополнительной добычи за фиксированный промежуток времени.

Аналогично Deep Core система Well Done состоит из модулей, из которых собирается программный продукт под требованием конкретного пользователя. Часть решений системы требует адаптации под новый объект (месторождение, залежь, новый тип ГТМ и пр.). Кастомизированная модель может быть оперативно разработана и интегрирована в Well Done в течение нескольких недель, что также является частью выбранной стратегии внедрения модульных цифровых технологий в нефтегазовой отрасли.



Рис. 1. Визуализация динамики добычи/закачки с помощью системы Well Done.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

## Литература

1. Tekic, Z., & Koroteev, D. (2019). From disruptively digital to proudly analog: A holistic typology of digital transformation strategies. *BusinessHorizons*, 62(6), 683–693.
2. Makhotin, I., Orlov, D., & Koroteev, D. (2022). Machine Learning to Rate and Predict the Efficiency of Water flooding for Oil Production. *Energies*, 15(3), 1199.
3. Baraboshkin, E.E., et al. (2020). Deep convolutions for in-depth automated rock typing. *Computers & Geosciences*, 135, 104330.
4. Baraboshkin, E.E., et al. (2022). Core box image recognition and its improvement with a new augmentation technique. *Computers & Geosciences*, 162, 105099.
5. Gubanova, A., Orlov, D., Koroteev, D., & Shmidt, S. (2022). Proxy Capacitance-Resistance Modeling for Well Production Forecasts in Case of Well Treatments. *SPE Journal*, 27(06), 3474–3488.
6. Gurina, E., Klyuchnikov, N., Antipova, K., & Koroteev, D. (2022). Making the black-box brighter: Interpreting machine learning algorithm for forecasting drilling accidents. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 218, 111041.
7. Erofeev, A.S., Orlov, D.M., Perets, D.S., & Koroteev, D.A. (2021). Ai-based estimation of hydraulic fracturing effect. *SPE Journal*, 26(04), 1812–1823.
8. Makhotin, I., et al. (2022). Machine learning for recovery factor estimation of an oil reservoir: A tool for derisking at a hydrocarbon asset evaluation. *Petroleum*, 8(2), 278–290
9. Temirchev, P., Simonov, M., Kostoev, R., Burnaev, E., Oseledets, I., Akhmetov, A., ...& Koroteev, D. (2020). Deep neural networks predicting oil movement in a development unit. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 184, 106513.
10. Illarionov, E., Temirchev, P., Voloskov, D., Kostoev, R., Simonov, M., Pissarenko, D., ...& Koroteev, D. (2022). End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109332.

## ПРИРОДНЫЕ ПАВ – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНГИБИТОРЫ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Е.С. Охотникова, Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева, Г.Р. Фазылзянова,  
Т.Н. Юсупова, Ю.Л. Карабут

ИОФХ им. А.Е. Арбузова – обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН,  
г. Казань, okhotnikova@iopc.ru

Неустойчивость асфальтенов в нефти, приводящая к образованию отложений, является серьёзной проблемой, с которой нефтяная промышленность сталкивается на протяжении десятилетий. Проблема может возникнуть в любом месте производственной системы: на этапе добычи, транспортировки и переработки нефтяного сырья. Образование асфальтеновых отложений в пласте или наземном оборудовании приводит к значительному снижению продуктивности/приемистости пласта, закупорке и закоксовыванию ствола скважины и эксплуатационных трубопроводов (рис. 1) и затруднениям в процессе переработки. Такие случаи, как правило, приводят к дополнительным операционным расходам нефтяных компаний [1, 2].

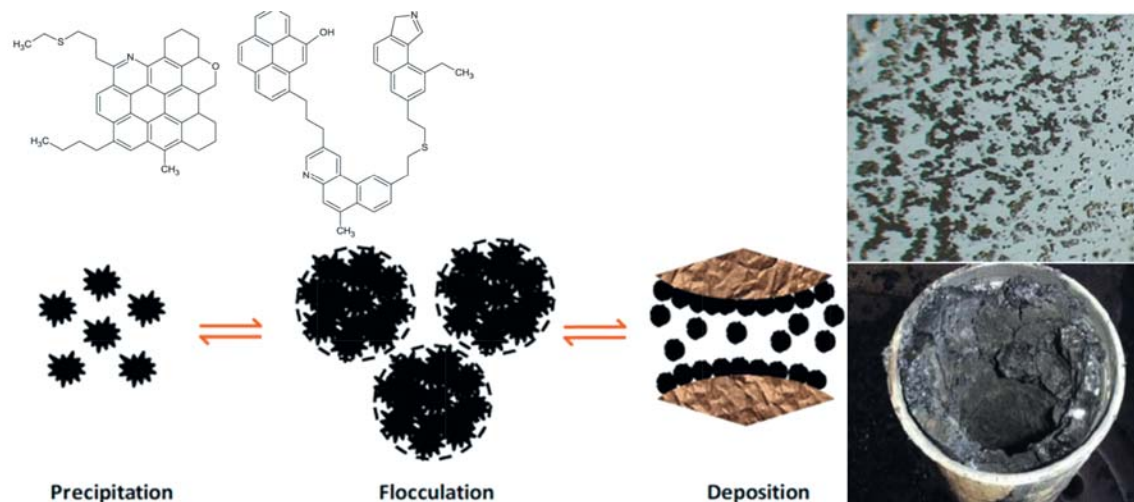


Рис. 1. Отложение асфальтенов.

Асфальтены – это наиболее высокомолекулярные компоненты нефти, которые представляет собой непрерывный ряд органических молекул с различной молекулярной массой, полярностью и растворимостью. Химическая природа этих компонентов изучена недостаточно. В данной работе проведён сравнительный анализ параметров молекулярной структуры устойчивых (остающихся в нефти) и неустойчивых (образующих отложения) асфальтенов с целью выявления соединений, содержащихся в асфальтенах и способных ингибировать процессы образования асфальтеновых отложений. Так как осаждение асфальтенов из нефтяной системы может происходить как на этапе добычи, так и на этапе переработки, то в качестве объектов исследования использованы как природные асфальтены (выделенные из нефти – асфальтены 1), так и техногенно преобразованные (выделенные из окисленного битума – асфальтены 2).

Разделение асфальтенов на устойчивую и неустойчивую фракции проводили методом осаждения. Выделение из фракций асфальтенов адсорбированных компонентов [3], которые удерживаются в них за счёт кооперативной агрегации [4], проводили методом последовательной экстракции. Общая схема исследования приведена на рис. 2.

Молекулярная структура различных фракций асфальтенов охарактеризована методами элементного анализа, ИК и ЭПР спектроскопии. На основании данных физико-химического анализа определены следующие показатели:

- отношение Н/С;
- спектральный коэффициент  $A_{\nu}$ , характеризующий содержание ароматических структур и определяемый по интенсивности полосы поглощения, соответствующей скелетным колебаниям ароматических  $C=C$  связей ( $1600\text{ см}^{-1}$ );
- спектральный коэффициент  $O$ , характеризующий содержание окисленных структур и определяемый по интенсивности полос поглощения, соответствующих колебаниям сульфоксидной группы ( $1030\text{ см}^{-1}$ ), а также карбонильной группы в сложных эфирах ( $1730\text{ см}^{-1}$ ), карбоновых кислотах и кетонах ( $1700\text{ см}^{-1}$ ), амидах ( $1670\text{ см}^{-1}$ );
- показатель  $L$ , характеризующий соотношение полиароматической и нафтенно-алифатической частей в усреднённой молекуле асфальтенов:  $L = \log(I_{R^*}/IVO^{2+})$ , где  $I_{R^*}$  и  $IVO^{2+}$  – интенсивности сигналов стабильных свободных радикалов (ССР) и ванадилпорфириновых комплексов (ВК) в ЭПР спектре.

Содержание устойчивой фракции в нефтяных асфальтенах составляет 24% масс, в битумных 19% масс. Методом последовательной экстракции н-гептаном из устойчивой и неустойчивой фракций асфальтенов удалены адсорбированные компоненты. Суммарное содержание адсорбированных компонентов в устойчивых асфальтенах



составляет порядка 27–32% масс., в неустойчивых в 5 раз меньше. Для удаления адсорбированных компонентов было проведено до 5 циклов экстракции.

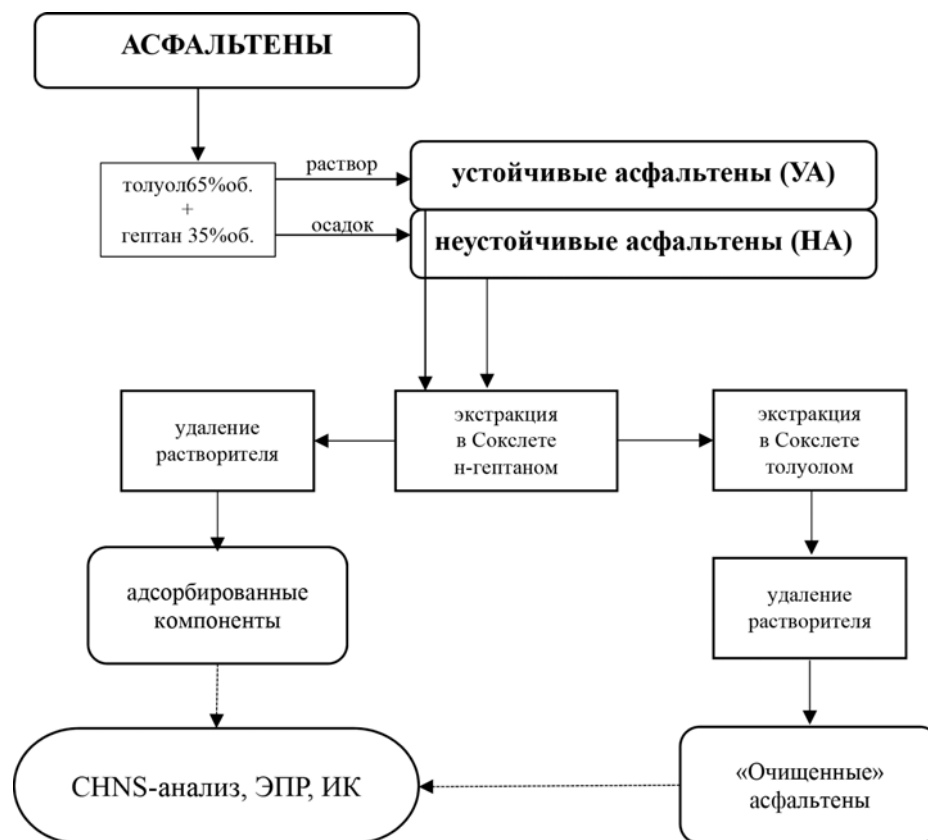


Рис. 2. Общая схема исследования.

Адсорбированные компоненты, выделенные из устойчивых и неустойчивых фракций асфальтенов, не отличаются между собой по структурно-групповому составу. Показано, что в процессе экстракции из асфальтенов выделяются смолоподобные молекулы, содержащие, по сравнению с исходными асфальтенами, меньше ароматических фрагментов и значительно больше кислородсодержащих структур. На ИК спектрах адсорбированных компонентов фиксируются интенсивные полосы в интервале 1300–1000 см<sup>-1</sup>, указывающие на высокое содержание в них сложных эфиров. Высокая интенсивность полосы поглощения при 750 см<sup>-1</sup> свидетельствует о преимущественном содержании в адсорбированных компонентах моноароматических эфиров.

Показано, что неустойчивые асфальтены, по сравнению с устойчивыми, имеют более низкие значения отношения Н/С, более высокие значения показателей Ар и L (табл. 1). Это согласуется с общепринятой точкой зрения о том, что наиболее склонной к осаждению является фракция асфальтенов с повышенной ароматичностью [5]. Кроме того, неустойчивая фракция отличается от устойчивой пониженным содержанием кислородсодержащих групп.

Таблица 1

Характеристики молекулярной структуры асфальтенов

Образец	Н/С	Ар	О	L
Асфальтены 1	1,11	1,04	1,44	0,69
НА1	1,10	1,06	1,48	0,72
УА1	1,17	0,99	1,78	0,64
Очищенные НА1	1,10	1,12	2,08	0,80
Очищенные УА1	1,12	1,11	1,87	0,79
Асфальтены 2	1,25	1,03	1,99	1,51
НА2	1,22	1,09	1,97	1,49
УА2	1,25	0,86	3,60	1,43
Очищенные НА2	1,16	1,06	1,39	1,52
Очищенные УА2	1,05	1,08	1,32	1,52

На основании анализа молекулярной структуры очищенных фракций показано, что при удалении адсорбированных компонентов из асфальтенов различия в структуре усреднённой молекулы устойчивых и неустойчивых асфальтенов нивелируются. Так, молекулы устойчивых и неустойчивых асфальтенов практически не отличаются по ароматичности (близкие значения показателей Н/С, Ар и L) и содержанию кислородсодержащих фрагментов

(близкие значения показателя  $O$ ). Следовательно, более низкая ароматичность и более высокое содержание кислородсодержащих групп во фракции устойчивых асфальтенов, не очищенной от адсорбированных компонентов, обусловлены только высоким содержанием захваченных смолоподобных молекул, а не молекулярной структурой собственно асфальтенов.

Таким образом, показано, что адсорбированные компоненты, содержащие в большом количестве сложные эфиры моноароматических кислот и представляющие собой природные поверхностно-активные вещества (ПАВ), способны стабилизировать асфальтеновые агрегаты в нефтяной системе. Количество выпадающих в осадок асфальтенов определяется, прежде всего, содержанием в нефтяной системе данных соединений, а не особенностями молекулярной структуры собственно асфальтенов. Можно сделать вывод, что эффективным способом ингибирования образования асфальтеновых отложений будет введение дополнительного количества синтетических сложных эфиров моноароматических кислот, которые по структуре аналогичны природным ПАВ, стабилизирующим асфальтеновые агрегаты.

### Литература

1. *Ali S.I., Lalji S.M., Haneef J., Ahsan U., Tariq S.M., Tirmizi S.T., Shamim R.* Critical analysis of different techniques used to screen asphaltene stability in crude oils. *Fuel*. 2021.V.299. 120874. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.120874.
2. *Seitmaganbetov N., Rezaei N., Shafiei A.* Characterization of crude oils and asphaltenes using the PC-SAFT EoS: A systematic review. *Fuel*. 2021. V.291. 120180. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.120180.
3. *Ganeeva, Y.M., Barskaya, E.E., Okhotnikova, E.S., Yusupova, T.N.* Features of the Composition of Compounds Trapped in Asphaltenes of Oils and Bitumens of the Bavly Oil Field. *Energy and Fuels*. 2021. V. 35(3). P. 2493–2505.
4. *Neumann A., Chacyn-Patico M.L., Rodgers R.P., Ryger C.P., Zimmermann R.* Investigation of Island/Single-Core and Archipelago/Multicore-Enriched Asphaltenes and Their Solubility Fractions by Thermal Analysis Coupled with High-Resolution Fourier Transform Ion Cyclotron Resonance Mass Spectrometry. *Energy Fuels*. 2021. V.35(5). P. 3808–3824. DOI:10.1021/acs.energyfuels.0c03751.
5. *Охотникова Е.С., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Морозов В.И., Фролов И.Н., Романов Г.В.* Высокомолекулярная фракция асфальтенов и её влияние на структуру и устойчивость окисленных битумов. *Нефтехимия*. – 2011. – Т. 51(3). – С. 199–203.

## ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОРГАНОМОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИСИЛИКАТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Г.Г. Пестерникова, К.Н. Ефимова, В.Б. Обухова  
ФГБОУ ВО «КНИТУ», г. Казань, pesternikova\_kstu@mail.ru

В нефтяной промышленности для повышения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости пластов известны технологии применения полимерно-дисперсных систем (ПДС). Системы синтезируются на основе полимеров как отечественного, так и зарубежного производства, таких как полиакриламиды (ПАА). Оптимальная концентрация полимерного раствора (ПАА) для терригенных пород, обеспечивающая создание ПДС составляет 0,05–0,08% по массе [1]. Потокоотклоняющие технологии на основе полимерно-дисперсных частиц способствуют повышению охвата залежи заводнением за счёт повышения фильтрационного сопротивления заводнённых зон пласта, однако из-за больших размеров глинистых частиц применение данной технологии в низкопроницаемых коллекторах не приведёт к требуемому результату.

В настоящее время биополимеры (экзополисахариды) получили широкое распространение, так как обладают рядом преимуществ – устойчивы к механической деструкции и высокой минерализации, а регулируемая стабильность их гелей позволяет варьировать время существования блокирующей оторочки в пластовых условиях [2].

Разработан новый материал на основе полисиликата (ПС) щелочного металла и высокомолекулярного полимера с целью ограничения водопритокков низкопроницаемых прослоев пласта добывающих скважин [3]. Высокомолекулярный полисиликат натрия торговой марки Силином-ВН-М был модифицирован полисахаридом. Размер первичных кремнеземных частиц составляет от 4 до 6 нм, что позволяет данным растворам проникать в низкопроницаемые породы.

Изучены физико-химические свойства полученных модифицированных образцов высокомолекулярного полисиликата натрия и проведены исследования влияния введения полимера на их стабильность. Полученные образцы устойчивы в течение 9 месяцев.

Исследование реологических свойств растворов гибридного полисиликата проводилось с использованием ротационного вискозиметра типа Brookfield LVDV-II+Pro. На рис. 1 представлена зависимость вязкости растворов ПС с введением полимера в количестве 0,5% мас. от скорости сдвига при комнатной температуре.

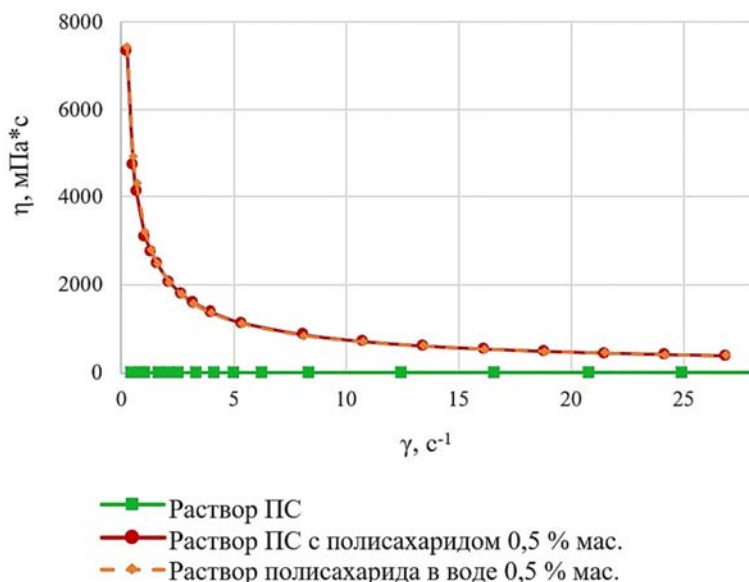


Рис. 1. Зависимость вязкости растворов ПС с полисахаридом от скорости сдвига при температуре 20°C.

Анализ полученных зависимостей динамической вязкости от скорости сдвига показывает, что полисахарид может эффективно загущать растворы как в нейтральной, так и в щелочной области. Зависимость для полисиликата натрия имеет характер ньютоновской жидкости со значением вязкости от 6 мПа\*с при скорости сдвига 0,4 с<sup>-1</sup> до 8,7 мПа\*с при 25 с<sup>-1</sup>. При введении биополимера в полисиликат натрия вязкость раствора увеличивается в несколько раз, система приобретает свойства псевдопластичной неньютоновской жидкости. Установлено, что значение вязкости растворов полисахарида при одинаковых концентрациях как в воде при нейтральном значении рН, так и в ПС со значением рН=11 совпадают и имеют псевдопластические свойства.

Проведены исследования зависимости вязкости водного раствора полисиликата натрия с полисахаридом при концентрации от 0 до 1% мас., реологические зависимости представлены на рис. 2.

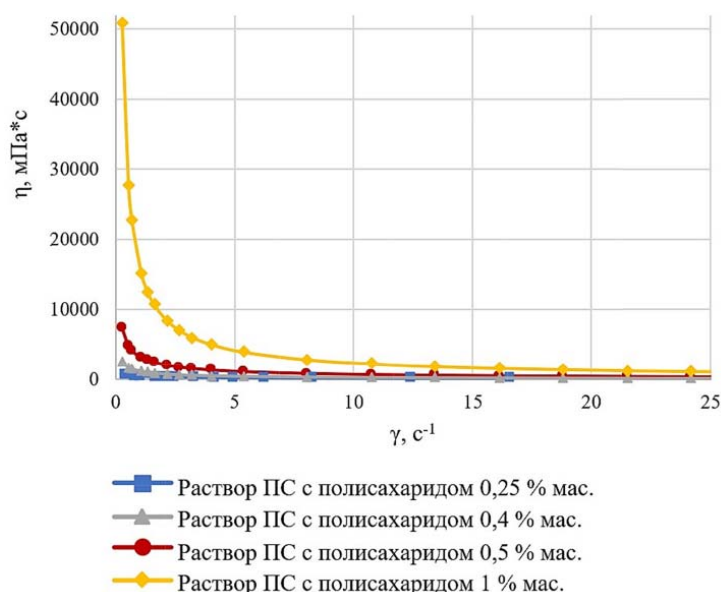


Рис. 2. Зависимость вязкости растворов ПС с полисахаридом при различных концентрациях от скорости сдвига при температуре 20°C.

Определено, что при содержании биополимера 1% мас. вязкость растворов модифицированных ПС достигает значений 50 000 мПа·с. Высокая вязкость растворов биополимеров обусловлена образованием трехмерной сетки зацеплений полимерных цепей друг с другом. Вязкие растворы полимеров представляют собой физический гель, который проявляет свойства, характерные для псевдопластичных жидкостей: при низких значениях скорости сдвига вязкость высокая, с увеличением скорости сдвига она резко снижается. Уменьшение вязкости при увеличении сдвиговых деформаций говорит об ориентации макромолекул биополимера в направлении течения при возрастании скорости сдвига.

С целью разработки сухой товарной формы продукта, получены образцы сухого модифицированного поли-

силиката. Полученный сухой продукт с влажностью 10% мас. растворим в горячей воде при температуре 70–80°C в течение 30 мин., при комнатной температуре растворение происходит 3–4 часа. После повторного растворения полученных сухих образцов реологические свойства растворов не изменились, что подтверждается данными, представленными на рис. 3.

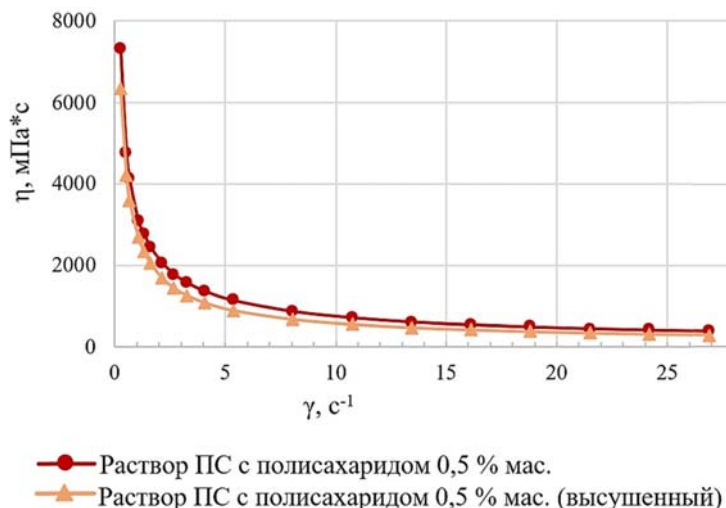


Рис. 3. Зависимость вязкости растворов полисиликата натрия с полисахаридом после высушивания и повторного растворения в горячей воде от скорости сдвига при температуре 20°C

Из рисунка 3 следует, что вязкостные свойства, модифицированного полисахаридом полисиликата после высушивания и повторного растворения в воде, сохраняются, т.е. деструкция биополимера с ПС не происходит.

Сформированный в пластовых условиях гель должен обладать достаточной прочностью, чтобы выдержать градиент давления, и сохранять свои реологические свойства в течение длительного времени, для обеспечения надежной гидроизоляции пласта.

Проведены исследования процесса гелеобразования с применением органомодифицированного полисиликата. Отверждение разработанных композиций проводили комплексными солями органических кислот с регулированием времени гелеобразования от 2 до 8 часов. Прочность гелей, полученных на основе полисиликата натрия с содержанием диоксида кремния 6,8 г/дл, составляла 35–40 кПа. Аналогичные гели, сформированные полисиликатными системами, модифицированными полисахаридом (0,17 г/дл), имели прочность – 72–84 кПа. Сравнительный анализ пластической прочности показал, что введение полисахаридного компонента позволяет увеличить прочность гелей в два раза.

Совместное применение полисиликата с биополимером позволяет получить новый технический результат – высокую прочность блокирующего экрана и сохранение естественной проницаемости пласта.

Полученные закономерности будут в дальнейшем использованы при разработке оптимальных органо-неорганических составов на основе полисиликата натрия и природных полисахаридов.

Полученные системы могут быть рекомендованы в технологиях повышения нефтеотдачи заводнённых неоднородных коллекторов в условиях высокой обводнённости 80–99% добываемой продукции на поздней стадии разработки нефтяных месторождений путём ограничения приемистости промытых высокопроницаемых пропластков воздействуя через нагнетательные скважины с целью увеличения охвата пласта заводнением за счёт повышения фильтрационного сопротивления заводнённых зон пласта, выравнивания профиля приемистости (ВПП), перераспределения фильтрационных потоков и повышения нефтевытесняющей способности.

## Литература

1. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К., Овчинников В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 386 с.
2. Хисаметдинов М.Р. Повышение эффективности выравнивания профиля приемистости и ограничения притока вод на основе совершенствования свойств экзополисахарида ксантана: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17. – Бугульма, 2009. – 25 с.
3. Пат. 2466933 Российская федерация, МПК С08G 77/02; С01В 33/32. Двойной полисиликат щелочного металла и органического основания / Обухова В.Б., Пестерников Г.Н.; заявитель и патентообладатель Обухова В.Б., Пестерников Г.Н. – № 2018116833/05; заявл. 04.05.2018; опубл. 28.03.2019, Бюл. № 10. – 10 с.

## ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ИХ СОВМЕСТНОЙ РЕНТАБЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В.Н. Петров, И.Н. Хакимзянов, Д.А. Александров, Л.Р. Баязитова

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бузульма, PetrovVladimirN@tatnipi.ru

В настоящее время на практике с целью повышения эффективности разработки месторождений, увеличения производительности скважин, снижения капитальных вложений в один эксплуатационный объект применяют объединение значительного количества продуктивных пластов.

Основными качественными критериями за объединение пластов для совместной эксплуатации скважин являются: схожие физико-химические свойства нефти, совпадение в плане площадей залежей, близкие по значению пластовые давления, одинаковые режимы залежей.

Опыт разработки многих месторождений показал, что при совместной эксплуатации объектов происходит частичное или полное отключение из процесса выработки средне- и низкопроницаемых объектов и, как следствие, это приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения (КИН). При этом, вероятность отключения прослоев тем выше, меньше гидродинамическая связь между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пластами на площади залежи, больше разница в проницаемости слагающих разрез пластов, чем меньше песчаность разреза, а также эффективная толщина низкопроницаемых тонкослоистых прослоев.

В данной работе проведена оценка возможности объединения нескольких пластов для их совместной эксплуатации мелкого по геологическим запасам Южно-Ферганского месторождения с учётом приведенных выше критериев.

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях тульского (C<sub>1t</sub>) и бобриковского (C<sub>1bb</sub>) горизонтов нижнего карбона и в карбонатных коллекторах турнейского яруса (C<sub>1t</sub>) нижнего карбона. Все пласты в плане совпадают.

В разрезе тульских отложений нефтеносность связана с терригенным пластом Стл-4, приуроченным к кровельной части тульского горизонта. Пласт вскрыт двумя скважинами № 866, № 943 на абс. отметках -930,3 и -928,8 м соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,7 м, подстилается плотными глинами, аргиллитами. Средний коэффициент песчаности пласта составляет 1. Тип залежи – пластовый сводовый, размеры составляют 1,0×0,5 км, этаж нефтеносности – 1,3 м.

В разрезе бобриковских отложений нефтеносность связана с терригенным пластом Сбр-3. Пласт вскрыт двумя скважинами № 866, № 943 на абс. отметках -956,7 и -964,6 м соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,2 м. Средний коэффициент песчаности пласта составляет 1. Тип залежи – пластовый сводовый, размеры составляют 0,8×0,5 км, этаж нефтеносности – 4,9 м.

В разрезе турнейских отложений нефтеносность связана с карбонатными пластами Скз (скв. № 866) и Счр (скв. № 943). Пласт вскрыт двумя скважинами № 866, № 943 на абс. отметках -968,9 и -973,7 м соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 3,4 м. Средний коэффициент песчаности пласта составляет 0,764. Тип залежи – массивный, размеры составляют 0,8×0,7 км, этаж нефтеносности – 11,1 м.

Нефть тяжёлая, повышенной вязкости, высокосернистая, парафинистая, высокосмолистая. По объектам вязкость нефти распределилась следующим образом: тульский – 25,24 мПа×с, бобриковский – 23,42 мПа×с, турнейский – 36,63 мПа×с. Начальное пластовое давление по объектам составляет: тульский – 9,95 МПа, бобриковский – 11,04 МПа, турнейский – 9,77 МПа.

Для проведения оценки возможности объединения нескольких продуктивных пластов геолого-физические параметры (пористость, нефтенасыщенность, и проницаемость) приняты по данным ГИС.

Принятая для численных экспериментов проницаемость по объектам распределилась следующим образом: тульский – 305÷1702 мД (среднее 753 мД), бобриковский – 218÷2280 мД (среднее 771 мД), турнейский – 1,02÷644 мД (среднее 20 мД).

На рис. 1 приведен геологический профиль распределения проницаемости по линии скважин №№ 866, 943р. Как видно из рисунка, проницаемости терригенных отложений тульского и бобриковского горизонтов сопоставимы между собой, как по скважине № 866, так и по скважине № 943р. Исключение составляет самый нижний объект – карбонатные отложения турнейский яруса.

Таким образом можно сказать, что выбранные продуктивные объекты на рассматриваемом Южно-Ферганском месторождении частично удовлетворяют приведённым выше качественным критериям для решения вопроса об объединении пластов для совместной эксплуатации в скважинах № 866 и № 943р.

Южно-Ферганское месторождение открыто в 2017 г., в промышленную разработку не введено. В настоящее время тульский (скв. № 866) и бобриковский (скв. № 943р) объекты введены в пробную эксплуатацию 01.12.2022 г. свабированием. Турнейский объект в эксплуатацию не введен.

С целью оценки потенциальной продуктивности данных скважин с использованием геолого-технологической модели рассмотрены прогнозные расчёты технологических показателей по вариантам с наиболее полной выработкой незначительных балансовых запасов нефти из продуктивных объектов.

Рассмотрены следующие варианты: 1 (базовый) вариант при сложившейся системе разработки, 2 вариант с приобщением всех трёх продуктивных объектов единым фильтром в скважинах № 866 и № 943р и 3 вариант – при-

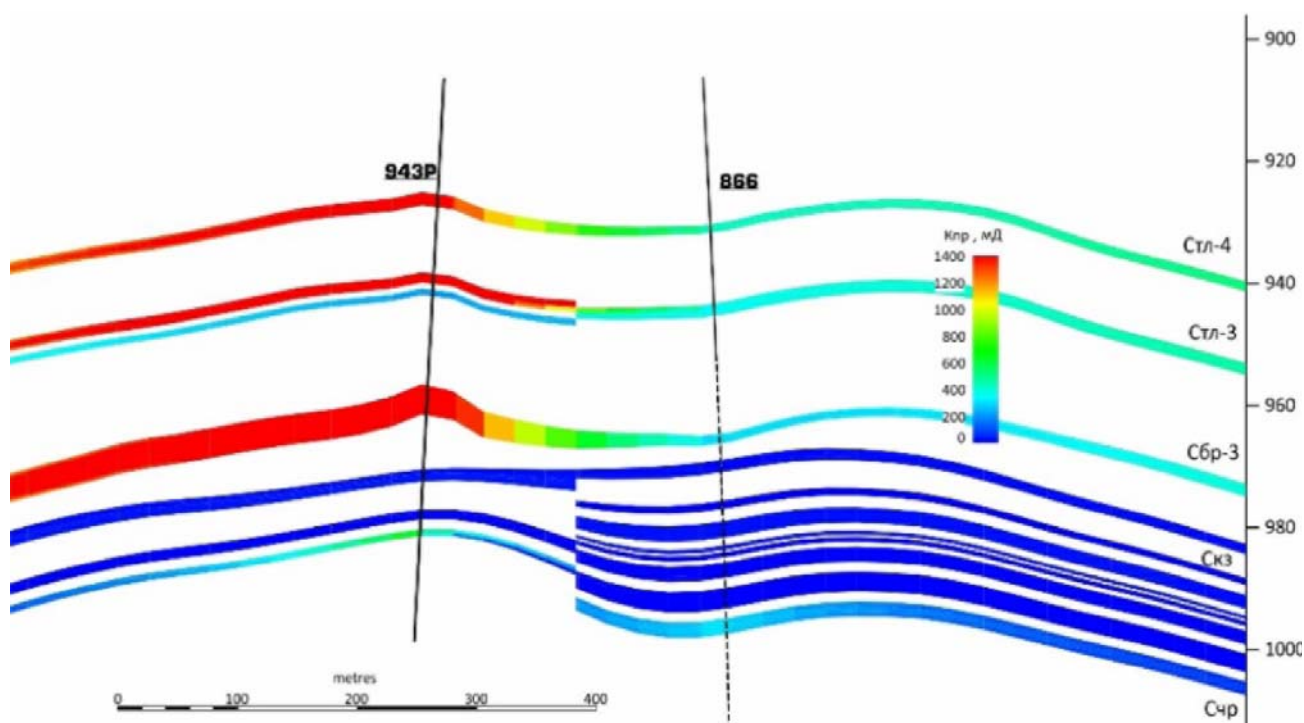


Рис. 1. Геологический профиль распределения проницаемости по линии скважин №№866, 943р.

общение всех трёх продуктивных объектов с использованием оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) в скважинах № 866 и № 943р. Полученные в результате расчётов прогнозные показатели по 1 базовому варианту позволили оценить производительность скважины № 866 на тульском и № 943р на бобриковском объектах.

Вариант 2 рассмотрен в соответствии с требованиями лицензионных соглашений о необходимости ввода в промышленную разработку всех балансовых запасов нефти Южно-Ферганского месторождения, в данном случае запасов нижнего турнейского объекта. С целью уменьшения капитальных вложений предусматривается эксплуатация всех объектов общим фильтром, в т.ч. приобщение к скважине № 866 бобриковского и турнейского объектов и к скважине № 943р – тульского и турнейского объектов.

Но, в данном случае, совместная эксплуатация трёх объектов общим фильтром связана с целым рядом сложностей и проблем, в частности с такими, как отсутствие депрессии на каждый пласт в отдельности, возникновение перетоков из одного пласта в другой вследствие различных пластовых давлений, что ведёт к потере дебита скважины на 15÷25%.

При этом также нужно помнить, что приобщение не всегда возможно в связи с жёсткими требованиями «Правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Правил охраны недр», предъявляемых к многопластовым объектам.

Выходом из данной ситуации может служить применение ОРЭ объектов, разработка которых общим фильтром невозможна по геолого-промысловым параметрам данных пластов, в нашем случае, это приобщение нижнего низкопроницаемого карбонатного пласта с верхними высокопроницаемыми терригенными пластами. При совместной работе высоко- и низко-проницаемых пластов объекта целесообразно эксплуатировать его с применением ОРЭ, разделив на две части (высоко- и низко-проницаемые пласты).

В связи с этим, был рассмотрен вариант 3 с применением ОРЭ, что дает возможность равномерно вырабатывать запасы из тульского, бобриковского и турнейского объектов скважинами №866 и №943р. Применение ОРЭ также позволяет создать депрессию на каждый пласт в отдельности и устранить возможные случаи перетоков из одного пласта в другой.

Анализ результатов прогнозных расчётов технологических показателей разработки по рассмотренным вариантам показывает, что выработка объектов Южно-Ферганского месторождения происходит неравномерно, что выражается в значениях КИН в целом по месторождению. На рис. 2 представлено распределение КИН по вариантам в целом по месторождению и по объектам (тульский, бобриковский, турнейский).

Из рисунка видно, что по 1 (базовому) варианту конечный КИН (на фиксированную дату 2035 г.) конец разработки составляет 0,144 доли ед., с учётом того, что в данном варианте турнейский объект не эксплуатируется. По объектам разработки конечный КИН достигает следующих значений: по тульскому объекту – 0,158 доли ед., при утвержденном 0,210 доли ед., по бобриковскому – 0,174 доли ед., при утвержденном 0,290 доли ед.

По варианту 2 при эксплуатации скважин общим фильтром конечный КИН достигает величины 0,177 доли ед. (в 1,2 раза выше, чем в варианте 1). По объектам разработки конечный КИН достигает следующих значений:

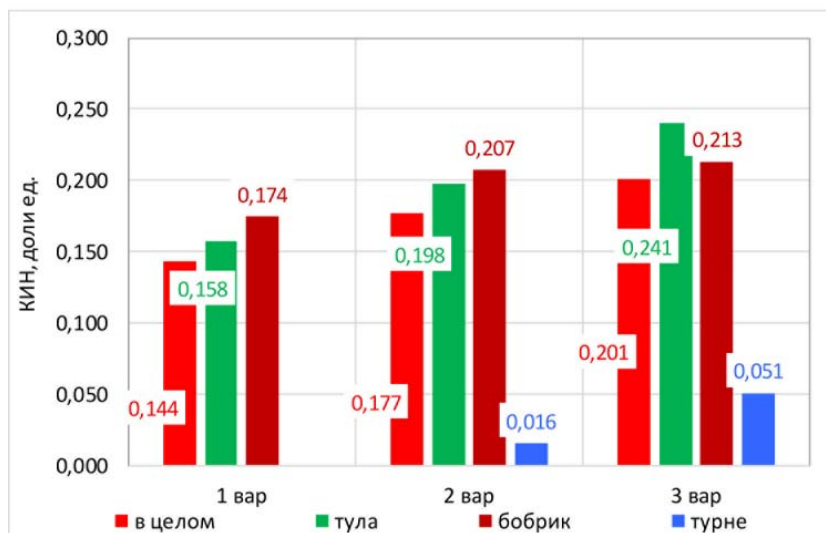


Рис. 2. Распределение КИН по вариантам в целом по месторождению и по объектам.

по тульскому объекту – 0,198 доли ед. (в 1,3 раза выше), по бобриковскому – 0,207 доли ед. (в 1,2 раза выше), по турнейскому – 0,016 доли ед., при утвержденном 0,250 доли ед.

По варианту 3 при эксплуатации скважин с внедрением ОРЭ конечный КИН достигает величины 0,201 доли ед. (в 1,1 раза выше, чем в варианте 2). По объектам разработки конечный КИН достигает следующих значений: по тульскому объекту – 0,241 доли ед. (в 1,2 раза выше), по бобриковскому – 0,213 доли ед. (в 1,03 раза выше), по турнейскому – 0,051 доли ед. (в 3,3 раза выше).

Рассмотрим диапазон распределения проницаемости по слоям и накопленной добыче нефти по пластам при совместной разработке тульского, бобриковского и турнейского объектов по вариантам (рис. 3).

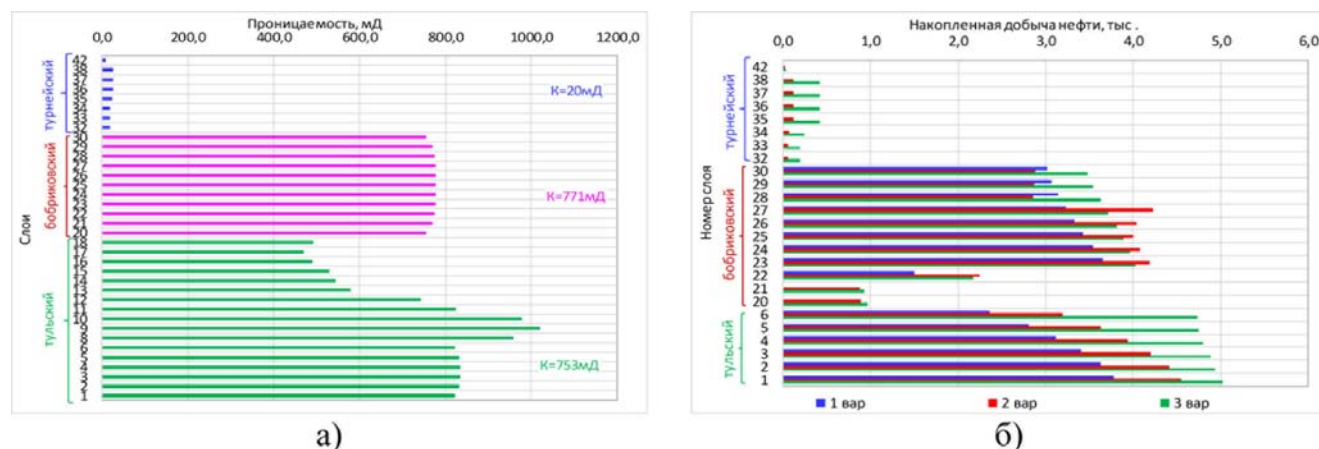


Рис.3. Распределение: а) проницаемости, б) накопленной добычи нефти по слоям при совместной разработке тульского, бобриковского и турнейского объектов.

Из рисунка 1 можно было заметить, что тульский объект состоит из двух пачек с различным распределением проницаемости. Так в первой пачке со слоями 1÷6 проницаемость варьирует от 429,8 мД до 1493,8 мД (в среднем 829,1 мД), во второй пачке 8÷18 – от 218,1 мД до 2279,3 мД (в среднем 693,8 мД) (рис. 3 а). Но, к сожалению, вторая пачка тульского объекта не нефтенасыщенная, в связи с этим, распределение накопленной нефти показано только по первой пачке (рис. 3б). По данному рисунку отчетливо можно заметить, что по тульскому объекту по 2 варианту происходит заметное снижение накопленной добычи нефти к нижним интервалам перфорации скважин № 866 и № 943р. По варианту 3 с внедрением ОРЭ снижение накопленной нефти стабилизировалось. По бобриковскому объекту по 2 варианту накопленная добыча нефти сопоставима в слоях 23÷27, но в нижних интервалах она значительно ниже. По варианту 3 с внедрением ОРЭ наблюдается снижение накопленной нефти к нижним интервалам перфорации скважин № 866 и № 943р. По нижнему низкопроницаемому турнейскому объекту по 2 варианту с приобщением скважин общим фильтром малозначительная накопленная добыча нефти едва заметно увеличивается к нижним интервалам перфорации скважин № 866 и № 943р. Выявленная тенденция характерна так же для 3 варианта с внедрением ОРЭ, отличие только в том, что увеличение более заметное.

Для детального анализа характерных особенностей в распределении накопленной добычи нефти по слоям

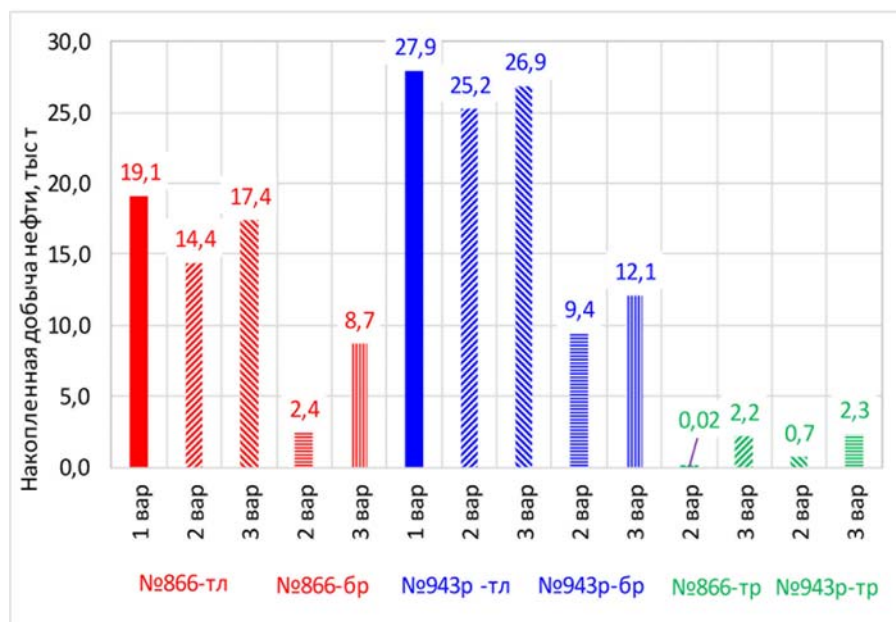


Рис. 4. Распределение накопленной добычи нефти по скважинам по вариантам.

необходимо рассмотреть динамику эксплуатации скважин №866 и №943р по объектам по каждому варианту разработки.

На рис. 4 представлена диаграмма распределения накопленной добычи нефти по этим скважинам по объектам.

В варианте 2 с приобщением к скважине №866 бобриковского и турнейского объектов, а к скважине № 943р – тульского и турнейского объектов происходит заметное снижение дебитов нефти в отличие от целевых объектов, что привело к значительному недобору в накопленной добыче нефти по данным скважинам с данных объектов (рис. 4).

Так, например, по скважине № 866 после приобщения бобриковского и турнейского объектов накопленная добыча нефти на целевом тульском объекте упала на 25% (4,7 тыс. т), по скважине № 943р, после приобщения тульского и турнейского объектов на целевом бобриковском объекте – на 10% (2,7 тыс. т). Но при этом по приобщённым объектам по скважине № 866 отобрано по бобриковскому – 2,4 тыс. т, по турнейскому – 0,02 тыс. т, по скважине № 943р по тульскому – 9,4 тыс. т, по турнейскому – 0,69 тыс. т. По варианту 2 в целом по скважине № 866 накопленная добыча нефти составит 16,8 тыс. т, по скважине № 943р – 35,3 тыс. т.

Из рис. 5а можно заметить, что в варианте 3 с приобщением к скважине № 866 бобриковского и турнейского объектов, а к скважине № 943р – тульского и турнейского объектов с использованием ОРЭ также происходит некоторое небольшое снижение дебитов нефти в отличие от целевых объектов, что привело к значительному недобору в накопленной добыче нефти по данным скважинам с данных объектов (рис. 4).

По скважине № 866 после приобщения с ОРЭ бобриковского и турнейского объектов накопленная добыча нефти на целевом тульском объекте упала на 9% (1,7 тыс. т), по скважине № 943р, после приобщения с ОРЭ тульского и турнейского объектов на целевом бобриковском объекте – на 3,8% (1,1 тыс. т). Но, при этом по приобщённым объектам в скважине № 866 отобрано по бобриковскому – 8,7 тыс. т, по турнейскому – 2,2 тыс. т, по скважине № 943р по тульскому – 12,1 тыс. т, по турнейскому – 2,3 тыс. т. По варианту 2 в целом по скважине № 866 накопленная добыча нефти составит 28,2 тыс. т, по скважине № 943р – 41,3 тыс. т (рис. 4).

Таким образом, анализ полученных результатов прогнозных расчётов технологических показателей по всем вариантам позволяет утверждать, что на Южно-Ферганском месторождении существует возможность для интенсификации выработки балансовых запасов как путем приобщения всех пластов эксплуатирующимися скважинами № 866 и № 943р общим фильтром, так и с внедрением ОРЭ для приобщения тульского, бобриковского и турнейского объектов. Причём, если приобщение общим фильтром позволяет отобрать в целом по месторождению 52,1 тыс. т нефти, то внедрение ОРЭ даёт возможность увеличить добычу нефти на 33,2% (69,4 тыс. т).

### Основные выводы

1. Проведённые численные расчёты показали, что разная стратегия выработки запасов нефти трехпластовой залежи при неизменной системе скважин может изменить КИН залежи в пределах нескольких процентов. В результате, сопоставив рациональный подход к разработке многопластовой залежи, позволяющий повысить эффективность выработки запасов, с методами увеличения нефтеотдачи (МУН), которые дают аналогичный по



величине прирост КИН, можно сделать вывод, что данный подход можно рассматривать как технологию применения МУН.

2. Получено, что при совместной эксплуатации нескольких интервалов перфорации, относящихся к различным по проницаемости пластам, добыча нефти, как правило, поступает только из высокопроницаемого пропластка.

3. Показано, что вариативность коэффициента проницаемости по толщине и площади является одной из основных причин низкой нефтеотдачи в многопластовых месторождениях. Поэтому коэффициент проницаемости остаётся единственным параметром, значение которого невозможно изменить на всём протяжении эксплуатационного объекта.

4. Анализ полученных результатов прогнозных расчётов технологических показателей по всем вариантам, позволяет утверждать, что для условий Южно-Ферганского месторождения существует возможность интенсификации выработки балансовых запасов как путём приобщения всех пластов эксплуатирующимися скважинами № 866 и № 943р общим фильтром, так и внедрением ОРЭ для приобщения тульского, бобриковского и турнейского объектов. Причём, если приобщение скважин общим фильтром позволяет отобрать в целом по месторождению 52,1 тыс. т нефти, то внедрение ОРЭ даёт возможность увеличить добычу нефти до 69,4 тыс. т.

## Литература

1. *Яртиев А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С.* Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яртиев, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина – Казань: Изд-во «Ихлас». – 2016. – 192 с.

2. *Хабибрахманов А.Г., Зарипов А.Т., Хакимзянов И.Н., Шейдилов Р.И., Шайхутдинов Д.К., Яртиев А.Ф.* Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан) / А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов, И.Н. Хакимзянов, Д.К. Шайхутдинов, А.Ф. Яртиев. – Казань: Изд-во «Ихлас». – 2017. – 199 с.

3. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации трех объектов в скважине, с использованием дифференциального насоса УОРЭЗ-ДН-146(168) [Текст] / Руководство по эксплуатации ЗДН146.1ПРЭ. – Бугульма: ТатНИПИнефть. – 2011. – 18 с.

4. *Хисамов, Р.С.* Геолого-экономические перспективы развития ресурсной базы Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции [Текст] / Р.С. Хисамов, А.Ф. Яртиев, В.Г. Базаревская. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2007. – 264 с.

5. *Лушпеев В.А., Цику Ю.К., Федоров В.Н.* Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз») // Нефтегазовое дело. – 2014. – Том 12. – № 3.

6. *Цику Ю.К.* Исследование и разработка методов контроля и оптимизации выработки запасов многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации: дис. канд. техн. наук: 25.00.17: защищена: утв. / Ю.К. Цику. – М. – 2015. – С. 150.

7. *Афанасьев В.А.* Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 94–97.

8. *Каналин В.Г.* Геолого-промысловые основы оценки целесообразности объединения продуктивных пластов в один эксплуатационный объект / В.Г. Каналин // Известия вузов. Нефть и газ. – № 1. – С. 35–40.

9. *Леонов В.А.* Разукрупнение объектов разработки как метод повышения нефтеотдачи / В.А. Леонов // Вестник недропользователя ХМАО. – 2008. – № 16. – С. 1–6.

10. *Базив В.Ф.* Объединять или не объединять пласты в один объект разработки? / В.Ф. Базив // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 104–106.

11. Обобщение опыта и совершенствование принципов разработки малоэффективных нефтяных месторождений Республики Татарстан: отчет по Государственному контракту № 1.5.4.2/05/ООО«Наука»; И.Н.Хакимзянов. – Бугульма. – 2007.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ

О.М. Прищепа, Ю.В. Нефедов, Д.А. Грибанов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, omp2007\_61@mail.ru

Темпы освоения широко развитых в РФ высокобитуминозных толщ, которые обладают огромным УВ потенциалом и характеризуются крайне низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, весьма неопределённые. Суммарный потенциал таких (баженовских, доманиковых, хадумских, куонамских) толщ «старых» нефтедобывающих регионов оценивается от 10 до 75 млрд. т. технически извлекаемых запасов нефти. Преимущественно глинистый состав и отсутствие жесткого скелета позволяют эффективно применять технологии горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта при освоении, что особенно используется при существенно карбонатном составе сопряженных участков (например, органогенных построек в доманиковых отложениях в Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции).

В то же время многочисленные исследования и опробования скважин в преимущественно глинистых толщах, направленные на получение промышленных притоков нефти, свидетельствуют о позитивной роли как естественной трещиноватости, так и разрывных нарушений на увеличение дебитов и их некатастрофическое снижение в короткие сроки.

Целью данной работы является выявление связи между условиями образования углеводородов, формами ёмкостного пространства, в т.ч. трещинового типа, его нефтенасыщенности в низкопроницаемых «сланцевых» толщах для разработки технологии локализации наиболее высокопродуктивных участков.

Для успешного достижения цели авторами поставлены следующие задачи:

1. Уточнение условий образования высокоуглеродистых «сланцевых» формаций РФ;
2. Обобщение опыта освоения низкопроницаемых сланцевых формаций на примере баженовского и доманикового горизонтов Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции;
3. Выявление связи высокопродуктивных участков с зонами трещиноватости, зонами глубинных разломов, карбонатизации и зонами концентрации генерированных, но не эмигрировавших УВ;
4. Разработка предложений по выявлению высокопродуктивных участков низкопроницаемых толщ доманикового типа на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Несмотря на широкое распространение, промышленная добыча УВ из нетрадиционных низкопроницаемых «сланцевых» коллекторов в России практически не велась и не ведётся. Все наиболее часто обсуждаемые примеры освоения и «бажена» и «доманика», чаще всего, не относятся непосредственно к глинистым (сланцевым), кремнисто-карбонатно-глинистым коллекторам низкого качества, а являются примерами освоения стратиграфически одновозрастных с «отложениями доманикового типа» (по терминологии Неручева С.Г.) [1] или отдельными прослоями представленными карбонатными (радиоляритовыми) или кремнисто-карбонатными преимущественно органогенного и шельфового происхождения фациями [2]. Также осваиваются участки развития трещинных коллекторов, образовавшихся в силу тех или иных причин.

Интенсивное изучение геохимии нефти и органического вещества, начавшееся с середины прошлого века, позволило получить представление о потенциале нефтегазоматеринских толщ на территории России, но они не рассматривались как самостоятельные объекты освоения.

При этом параллельно шло изучение процессов трещинообразования и влияния разломов на продуктивность карбонатных и карбонатно-глинистых низкопроницаемых толщ, как направление изучения фильтрационно-ёмкостных свойств.

В исследовании оценки продуктивности скважин, вскрывших низкопроницаемые высокоуглеродистые толщи на территории Западно-Сибирской, Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях, рассмотрено влияние разрывных нарушений на формирование зон улучшенных фильтрационно-ёмкостных свойств и зон аккумуляции УВ вследствие миграционных процессов (первичных и вторичных), в том числе оценки привноса микронепти из-за пределов толщ [3].

Литотипы пород (на примере доманика Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) варьируются в широком диапазоне. Прочность горной породы зависит от карбонатности. Также в работах по баженовской свите установлены существенные различия фильтрационно-ёмкостных свойств по выделенным литотипам. Это существенно сказывается на дебитах эксплуатируемых скважин. Из массива 600 опробованных скважин только в менее 5% получен приток более 20 м<sup>3</sup>/сут. и менее 10% скважин дали притоки более 10 м<sup>3</sup>/сут. В 80% случаев по статистике дебиты не превышают 20 тонн/сут, накопленные отборы 10–15 тыс. тонн. При этом по опыту проектов освоения сланцевых толщ в США по высокопродуктивным скважинам отмечается резкое снижение дебитов в короткое время.

Необходимо отметить, что фактически ведётся освоение не глинистых толщ в целом, а только зон низкопроницаемых карбонатов, т.е. зон, где сохраняется матрица породы, в том числе трещины и где можно проводить ГРП для формирования искусственной трещиноватости.

Одной из главных проблем в толщах, имеющих преимущественно глинистый состав (баженовская и дома-

никова свиты), является отсутствие жесткого скелета пород не позволяющего эффективно использовать технологии горизонтального бурения и МГРП при освоении.

Можно выделить две модели освоения зон развития трещинной проницаемости. В наиболее распространенном случае развития субвертикальных трещин (перпендикулярно напластованию), связанных с тектоническими процессами складкообразования, проведение гидроразрыва будет эффективным в зоне верхней части пласта и особенно в случае отсутствия подошвенной воды и наличия карбонатного каркаса породы. Вариант, когда матрица практически не имеет трещин, проницаемый разлом создает вокруг себя анизотропную систему трещин, связанную с этим разломом. Начальный дебит нефти может быть выше, чем на удалении от разлома, но катастрофически будет расти обводнение. Необходимо избегать бурение в зоне крупных разломов, не перфорировать зоны разломов. Бурение скважин необходимо проводить параллельно системе разломов.

Трещиноватость горных пород по морфологической характеристике, генезису и возрастным генерациям, согласно исследованиям ВНИГРИ (Дорофеева Т.В.), представлена тремя группами:

– I группа трещин, возникшая в результате постседиментационного преобразования осадка породы в процессе диагенеза и эпигенеза. Трещины ориентированы вдоль плоскостей напластования пород или под небольшим углом к ним. Заполнитель таких трещин различный, часто мономинеральный. Такие трещины нередко служат основой образования каверн и другого типа пустот, появляющихся в результате гидрохимических процессов в породе.

– II группа – трещины, образующиеся под воздействием тектонических подвижек, как остаточная реакция породы на различные типы напряжений (тектонические трещины). Тектонические трещины либо возникают в монолите породы, либо развиваются по существующим нетектоническим трещинам (I группа), следы трещин представлены чаще ломаной линией, секущей породу под небольшим углом к слоистости.

– III группа – возникшие под воздействием механических и физико-химических процессов на породу, расположенную в зоне гипергенеза. Чаще всего зарождение этих трещин обязано уже имеющимся в породе ослабленным зонам (плоскости напластования, лито- и тектонические трещины, закарстованные зоны и др.).

Глинистые породы характеризуются отсутствием трещин, повышенным содержанием битумоидов, заполняющим практически всё ёмкостное пространство, тогда как карбонатные разности характеризуются трещинообразованием, и соответственно возможностью проведения гидроразрыва, но отличаются низким содержанием некарбонатного углерода и нефтенасыщенностью. По геохимическим данным содержание некарбонатного углерода в различных литотипах существенно варьирует. Чем более карбонатный состав, тем меньше некарбонатный углерод.

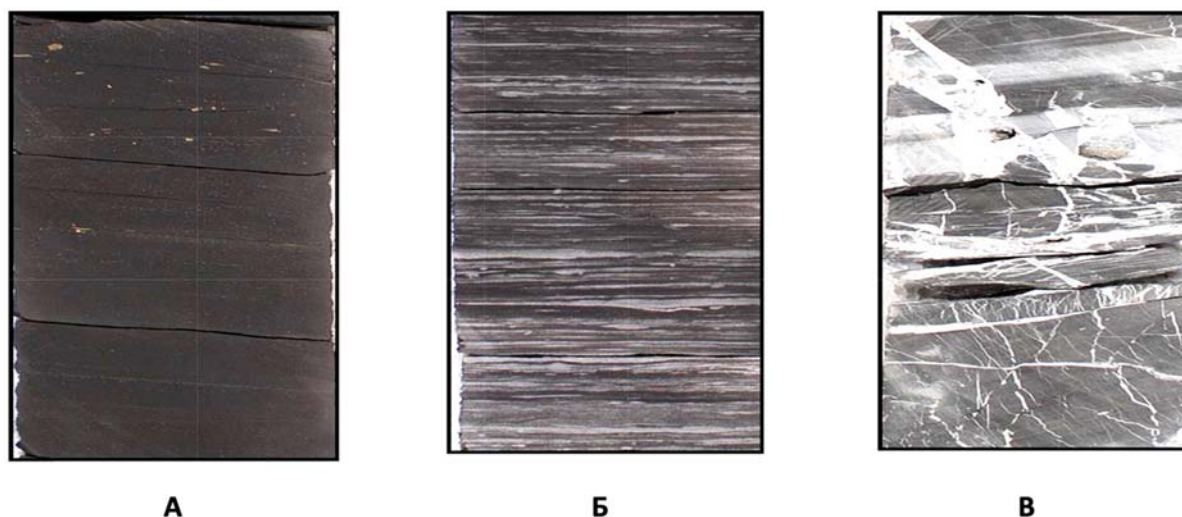


Рис. 1. А – амикрослоистый черный сланец, Б – сланцевый темноцветный алевролит, В – сильно трещиноватый темный сланец.

Распределение концентраций некарбонатного углерода в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, осреднённых на литотипы и мощность позволяет выбрать наиболее перспективные районы. Это одно из направлений прогноза. Рентгеноструктурные исследования позволяют получить представление о минеральном составе, карбонатности и глинистости низкопроницаемой матрицы. Практически всё ёмкостное пространство и поры и трещины в глинистых разностях пород заняты битумами.

Как для баженовской, так и доманиковой низкопроницаемых высокоуглеродистых толщ изучено влияние на продуктивность скважин и накопленные отборы нефти от расстояния до разломов. Выявлено, что для баженовской свиты характерна концентрация высокодебитных скважин на расстоянии до 100 м от разлома. В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции такой закономерности не выявлено для существенно глинистых толщ при отсутствии воды. Но для объектов с высокой долей в разрезе карбонатных пород также с приближением к

разломам наблюдалось увеличение продуктивности и обводнение росло гораздо более высокими темпами, чем у скважин на удалении.

Наиболее существенным является вывод о вкладе разрывных нарушений в формирование дополнительных каналов естественной проницаемости, а также возможность локализации таких зон с помощью сейсмических методов изучения, и их влияние на перераспределение УВ за счёт вторичной миграции и эпигенетических процессов, приводящих к формированию неограниченных по площади (по размерам) скоплений УВ, являющихся предметом будущих исследований. Также стоит отметить неоднозначное влияние разломов на продуктивность скважин в сугубо карбонатных коллекторах, что объясняется теми же эпигенетическими изменениями, приводящими к «залечиванию» ранее сформированных трещин.

Поиск критериев выделения зон повышенной продуктивности и разработка технологий извлечения УВ низкопоровых и низкопроницаемых глинисто-карбонатных толщ, базирующаяся на оценке влияния глубинной разломной тектоники позволит рассматривать высокоуглеродистые толщи как ближайший резерв нефтедобычи в промышленно развитых районах.

Баженовская свита в Западно-Сибири и доманиковой формации в Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях являются классическим примером низкопроницаемых сложных порово-трещинных и трещинных резервуаров, которые отличаются такими особенностями, как смыкание трещин при снижении давления, а также характеризуются специфической системой обмена флюидами между матрицей и трещинами.

На современном уровне изучения отложений баженовской свиты и доманикоидных формаций можно утверждать, что в них содержатся значительные скопления нефти промышленного значения, приуроченные к зонам трещиноватости глинисто-карбонатно-кремнистых пород, так называемые «Sweet Spots».

Объёмы «остаточной» нефти – не эмигрировавшей подвижной части генерированных углеводородов, оцененные в поровом и трещинном пространстве высокоуглеродистой «сланцевой» формации, развитой как непосредственно в доманиковых отложениях, так и её вышележающих фациальных аналогах, свидетельствует об огромном потенциале (5,3 млрд. т.) с объёмами всех аккумулированных УВ в традиционных коллекторах (6 млрд.т.) провинции, что позволяет рассматривать этот объект как важнейший резерв добычи нефти в условиях высоких цен на углеводороды в хорошо освоенных регионах европейской части России.

Разработка и применение современных технологий выявления и освоения нетрадиционных ресурсов нефти и газа позволит России с её крупнейшим природным потенциалом сохранять лидирующие позиции в нефтегазовой отрасли многие десятки лет.

## Литература

1. *Неручев С.Г.* Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко и др.; ВНИГРИ. – Л.: Недра, 1986. – 246 с.
2. *Прищепа, О.М.* Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.М. Жарков // Георесурсы. – 2013. – № 4(54). – С. 18–22.
3. *Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д.* Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России; под ред. О.М. Прищепы. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с. – Труды ВНИГРИ.
4. *Averyanova, O.; Morariu, D.* Variability of estimates of the hydrocarbon potential of oil and gas systems. *Pet. Geol.–Theor. Appl. Stud.* 2016, 11, 3.
5. *Jarvie, D. M.,* 2012, Shale resource systems for oil and gas: Part 2–Shale-oil resource systems, in J.A. Breyer, ed., *Shale reservoirs–Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97*, p. 89–119.

## УВЕЛИЧЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

М.С. Рагимова<sup>1</sup>, Г.И. Намазова<sup>2</sup>, Ш.М. Сулейманов<sup>2</sup>, Х.Дж. Рзаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности

<sup>2</sup>Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»

г. Баку, проспект Азадлыг, 16/21

rahimova\_mahluqa@mail.ru

Электрические центробежные погружные насосы получили широкое распространение для откачки самых различных жидкостей с забоя обводнившихся нефтяных скважин на дневную поверхность. Эти откачиваемые жидкости обладают различными физико-химическими свойствами и могут иметь различные реологические характеристики, которые поставили ряд задач, от их решения зависит эффективность работы отмеченных насосов.

Использование центробежных электрических погружных насосов (ЭЦПН-ов) для перекачки вязких жидкостей (нефти, нефтепродуктов и т.д.) выдвигает ряд задач, связанных с воздействием вязкости жидкости на работоспособность центробежных погружных и не погружных насосов. Разница между ними заключается в том, что размеры их рабочих колес разные, различны их направляющие аппараты, различны параметры работы и т.д.

Использование же ЭЦПН-а для откачки и перекачки обводнённых нефтей ставит ряд задач по исследованию влияния устойчивых эмульсий «вода в нефти» на работу центробежных насосов.

Промышленное использование этих насосов для откачки продукции нефтяных скважин дают дальнейший толчок к изучению их работы, когда откачиваемая жидкость является смесью вязкой жидкости и свободного газа.

Выше отмеченные проблемы появились с расширением области применения ЭЦПН-а, и сейчас находится в различных стадиях решения. Одни из этих проблем решены более и менее подробно, к решению других проблем приступили только в последние годы [1, 2].

Старые нефтяные месторождения, разрабатываемые на суше и на море, в настоящее время находятся в режиме истощения, большинство продуцирующих скважин обводнились и степень обводнённости их продукции в основном составляет 80÷90%, например, имеются скважины, имеющие дебит нефти 2÷3 м<sup>3</sup>/сут и дебиты пластовой воды 80÷90 м<sup>3</sup>/сут. С целью повышения эффективности процессов разработки всегда стараются изолировать пластовые воды или ограничивать притоки этих вод к скважине. Однако, в большинстве случаев, становится невозможным получение положительного результата, и поэтому вынуждены бывают осуществить форсированный отбор обводнённой продукции, чтобы получить нефть в определенном количестве.

В ряде случаев эти изоляционные работы дают положительные результаты, то скважины, эксплуатирующиеся установкой ЭЦПН-а, переводят на другой вид механизированных способов эксплуатации, т.е. на способ эксплуатации со штанговой глубиннонасосной установкой.

Электроцентробежные погружные насосы применяются с целью осуществления форсированного отбора продукции эксплуатационных нефтяных скважин, состоящей из меньшего количества нефти и высокого количества пластовой воды. Откровенно говоря, форсированный отбор обводнившейся продукции эксплуатационных нефтяных скважин, с точки зрения рациональности процессов разработки нефтяных месторождений, является серьёзным недостатком, так как при этом за короткое время разработки значение пластового давления резко понижается, и оно доходит до такого низкого значения, которое не позволяет прилагать допустимые значения депрессии, и поэтому дебиты нефтяных скважин уменьшаются, а время разработки месторождения увеличивается. Этот факт недопустим, особенно при разработке морских нефтяных месторождений. Потому что сроки службы гидротехнических сооружений, то есть стационарных платформ и эстакад составляет 25÷30 лет.

Здесь получается один вывод о том, что вместо осуществления форсированного отбора обводнившейся продукции в высоких процентах, следует выполнять изоляции пластовых вод. Здесь добываемая вода остаётся в пласте, дебит нефти растёт, дебит пластовой воды уменьшается, при этом можно считать, что в залежи осуществляется искусственное воздействие путём закачки в пласт чистой воды [3].

На рис. 1 представлена общая схема установки электроцентробежного погружного насоса. Эта установка состоит из следующих частей: в основном заполненный маслом электродвигатель 1, узел гидравлической охраны или протектор 2, приемная сетка насоса 3, многоступенчатый центробежный погружной электрический насос 4, насосно-компрессорная ко-

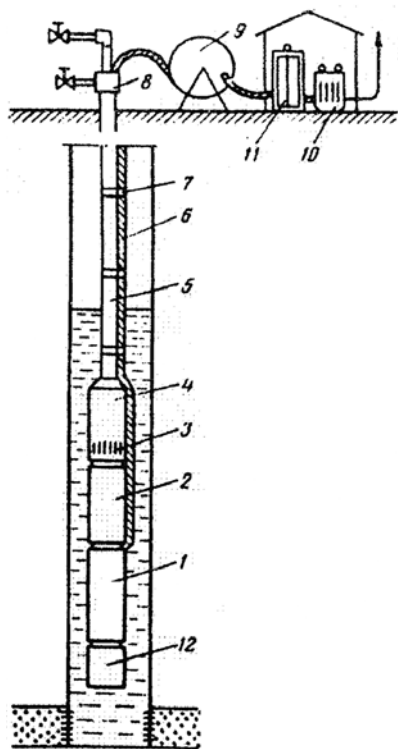


Рис. 1. Общая схема установки центробежных погружных электрических насосов.

лонна труб 5, трёхжильный электрический кабель 6, хомут 7, укрепляющий кабель колонны насосно-компрессорных труб, устьевая арматура 8, барабан 9 для обмотки кабеля, трансформатор или автотрансформатор 10, станция управления 11 и компенсатор 12.

Погружной насосный агрегат состоит из погружного электрического двигателя, узла гидравлической защиты (охраны) и компенсатора [4].

Электроцентробежный погружной насос по принципу работы практически не отличается от центробежных многоступенчатых насосов, используемых на поверхности земли для закачки жидкости из одного места к другому. ЭЦПН отличается от обычных центробежных насосов тем, что он состоит из нескольких разделов и направляющие аппараты собираются в многоступенчатой форме. Для нефтяной промышленности предусмотренный ЭЦПН имеет число ступеней от 130 до 415 штук.

Если все ступени, состоящие в показанном количестве рабочих колёс и направляющих аппаратов, собираются в одном корпусе, то её длина становится 15–20 метров. При транспортировке таких насосов могут возникать некоторые трудности, поэтому их изготавливают из отдельных разделов длинами не более 5,5 метров. Валы этих разделов связаны друг с другом шлицевыми муфтами и на устье скважины друг к другу прикрепляются болтовым соединением [5].

**ВЫВОДЫ:** Установка электроцентробежного погружного насоса применяется в обводнившихся нефтяных скважинах с целью откачки продукции с забоя на дневную поверхность. При эксплуатации обводнившихся нефтяных скважин, в том числе скважин с установками ЭЦПН, возникают пять главных осложнений и аварий, из которых получаются многочисленные производные осложнения.

Обводнение продукции нефтяных скважин является первым видом главных осложнений, происходящих в старых месторождениях, разрабатываемых в режиме истощения.

### Литература

1. Гурбанов В.Ш., Мустафаев С.Д., Эйвазова З.Э., Байрамов Ф.Г., Гулиев Р.А. Универсальный гидродинамический способ периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся насосных скважинах. Эко-Энергетика науч. тех. журн. – № 4. – 2019. – С. 23–26.

2. Самедов Т.А., Мустафаев С.Д., Ханалиев В.Б. Полифункциональное мероприятие, применяемые для повышения эффективности эксплуатации штанговых насосных нефтяных скважин. Булатовские чтения. Материалы Межд. науч. практ. конферен. (31 марта 2018 г.). Сборник статей. Том 3: Бурение нефт-х и газ-х скважин. – Краснодар. – 2018. – С. 289–294.

3. Муравьев Н.М., Мищенко И.Т. Эксплуатация погружных центробежных в вязких жидкостях и газоконденсатных смесях. Изд. «Недра». – Москва, 1969. – С. 248.

4. Муравьев Н.М., Базлов М.Н. и др. Технология и техника добычи нефти и газа. Изд. «Недра». – Москва, 1971. – С. 995, 399–411.

5. Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – Москва: «Недра», 1983. – С. 510, 418–452.

# СТРУКТУРНО-ГРУППОВОЙ СОСТАВ НЕФТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДОВ ЯМР СПЕКТРОСКОПИИ ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ

И.З. Рахматуллин, С.В. Ефимов, В.В. Клочков

Казанский федеральный университет, г. Казань, IZRahmatullin@kpfu.ru

Для определения состава нефти можно использовать метод группового анализа, при этом состав выражается в относительных количествах различных типов соединений, таких как ароматические молекулы, олефины, алканы и циклоалканы, а также их многочисленных изомерных аналогов. Фракции нефти можно описать как среднее соотношение структурных групп (структурно-групповой анализ). Это означает, что некоторая «средняя» молекула смеси определяется определённым набором чисел.

Спектроскопия ЯМР  $^1\text{H}$  – относительно быстрый метод, не требующий сложной пробоподготовки. Доступный спектральный диапазон протонных резонансов невелик, поэтому из прямого сравнения спектров  $^1\text{H}$  можно получить мало информации. Спектры ЯМР  $^1\text{H}$  сырых нефтей содержат большое количество сигналов, отражающих их химическую сложность [1]. Поэтому для использования полного информационного содержания данных ЯМР, полученных в сложных системах, были разработаны различные методы многомерного анализа данных [2]. Статистический анализ может быть успешно использован для прогнозирования важных свойств нефти (плотность Американского института нефти (API), углеродный остаток, температура появления парафинов и основной органический азот) на основе большого набора изученных образцов. Использование спектроскопии ЯМР  $^1\text{H}$  на образцах чистой сырой нефти в сочетании с моделированием методом частичных наименьших квадратов (PLS) имеет большой потенциал для прогнозирования свойств сырой нефти [3]. Если добавить данные по  $^{13}\text{C}$ , можно извлечь гораздо больше информации о химическом составе; однако это требует больше экспериментального времени. Данные ЯМР можно совмещать с другими экспериментами (масс-спектрометрия, элементный анализ и др.). Органические соединения, содержащиеся в горных породах, также можно изучать в твердой фазе с помощью ЯМР с использованием метода вращения под магическим углом; в качестве примера можно привести исследования керогена [4].

Некоторые примеры спектров ЯМР нефти и способ обработки описаны ниже. На рисунках 1–3 показаны одномерные  $^1\text{H}$  и  $^{13}\text{C}$  ЯМР спектры нефти. Образец нефти был разбавлен в  $\text{CCl}_4$ , чтобы уменьшить вязкость и улучшить качество спектра. Спектры протонов малоинформативны, так как резонансные линии органических фрагментов схожей структуры сливаются в широкие сигналы и становятся трудноразличимыми. Как правило, крайние правые сигналы с химическим сдвигом  $\sim 1$  ppm или меньше принадлежат метильным группам; следующий пик слева соответствует метиленовым группам. Сигналы за пределами  $\sim 6.5$  ppm принадлежат протонам ароматических ядер; их сигналы сдвинуты настолько далеко в слабое поле из-за кольцевого тока, индуцированного в циклических ароматических системах. Центральная часть спектра, показанного на рис. 1, содержит небольшое количество сигналов, но здесь мы ожидаем увидеть пики протонов в ненасыщенных фрагментах (например, при двойных связях  $-\text{CH}=\text{CH}-$ ) или сигнал примесной воды.

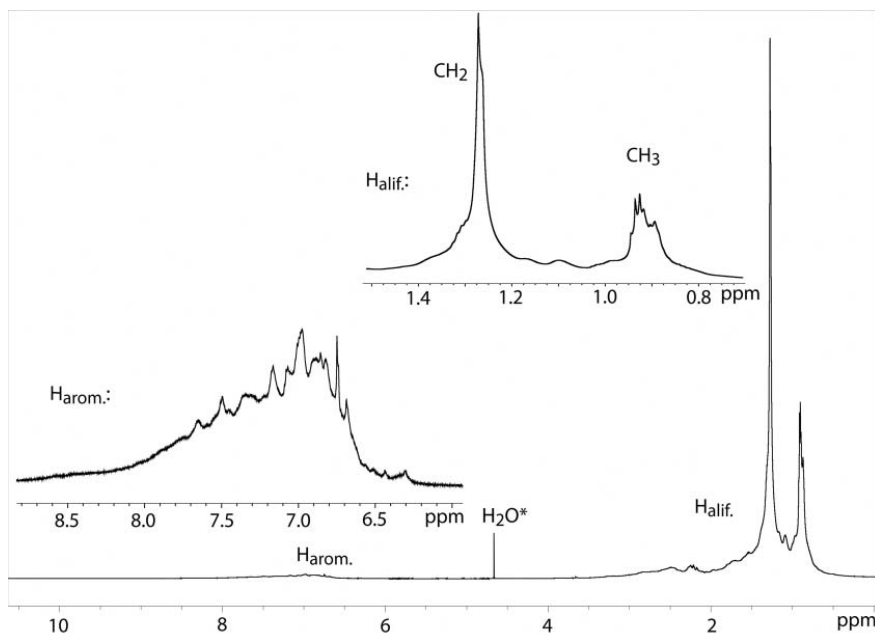


Рис. 1. Спектр ЯМР  $^1\text{H}$  (700 МГц) нефти в  $\text{CCl}_4$  (сверху показаны увеличенные сигналы ароматических и алифатических протонов).

Спектры ЯМР  $^{13}\text{C}$  содержат многочисленные различимые сигналы, которые могут быть отнесены к разным характерным областям и, таким образом, дают информацию о долях ароматических, первичных ( $\text{CH}_3$ ), вторичных

(CH<sub>2</sub>) и других типов атомов углерода (рис. 2, 3). Комбинация спектров ЯМР <sup>1</sup>H и <sup>13</sup>C позволяет оценить среднюю длину и разветвленность алифатических цепей.

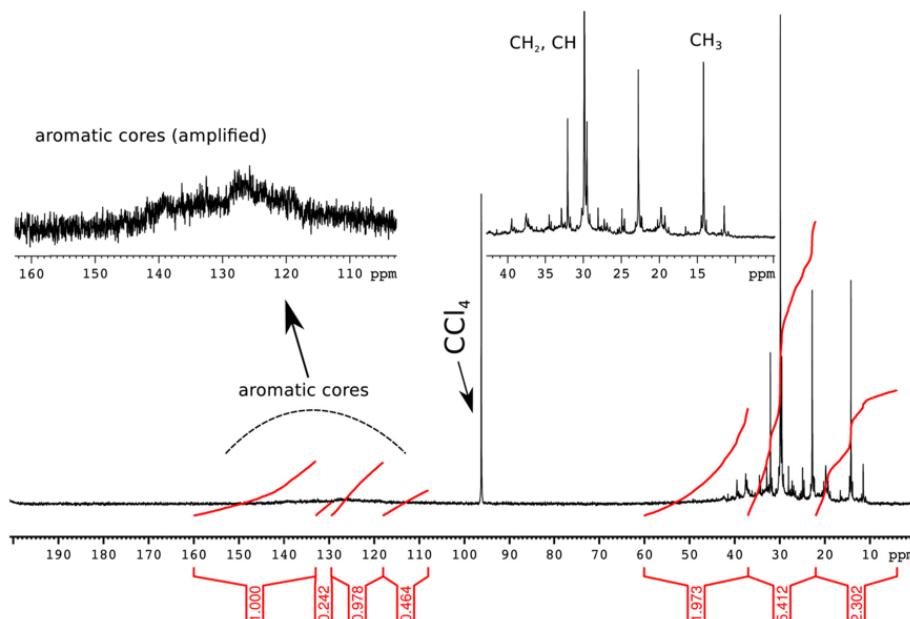


Рис. 2. Спектр ЯМР <sup>13</sup>C (700 МГц) нефти в CCl<sub>4</sub> (сверху показаны увеличенные сигналы ароматических и алифатических углеродов). Области интегрирования сигналов отмечены красным цветом.

Сигналы ЯМР <sup>1</sup>H и <sup>13</sup>C образцов нефти отнесены в соответствии с литературными данными [5]. Для определения мольных долей функциональных групп в образцах интегральные интенсивности сигналов ЯМР <sup>1</sup>H нормированы по числу протонов в каждой группе. Таким образом, интенсивности сигналов метильных групп делятся на 3; метиленовых групп на 2. При таком пересчете интегральные интенсивности сигналов в спектрах ЯМР <sup>1</sup>H можно представить в виде долей функциональных групп.

Эксперимент АРТ представляет собой более продвинутую версию регистрации спектров углерода (или других ядер, кроме протонов). В паре ядер <sup>1</sup>H и <sup>13</sup>C относительная разница населенностей на верхнем и нижнем энергетических уровнях больше для протонов, так как они имеют большее гиромагнитное отношение  $\gamma$ . С помощью специальной последовательности РЧ-импульсов на двух резонансных частотах можно увеличить относительную разницу заселенностей на уровнях <sup>13</sup>C, как если бы это была разница на уровнях <sup>1</sup>H; в результате сигналы становятся почти в 4 раза сильнее, а спектр с заданным отношением сигнал/шум можно получить в 16 раз быстрее. Кроме того, этот эксперимент позволяет различать атомы углерода, имеющие четное или нечетное число присоединенных протонов, что облегчает отнесение сигнала. Спектр, показанный на рис. 3, иллюстрирует эту особенность: сигналы атомов углерода в группах CH<sub>3</sub> и CH положительны (выше базовой линии), тогда как группы CH<sub>2</sub> и четвертичные атомы углерода дают отрицательные пики.

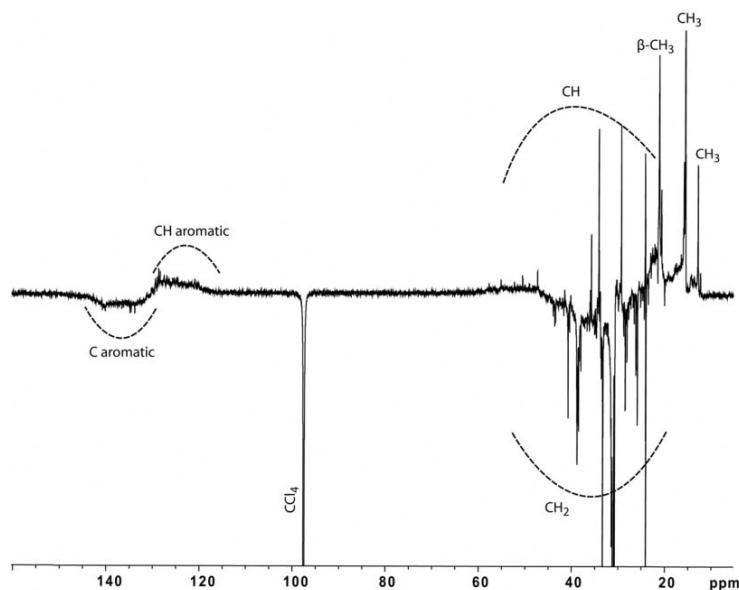


Рис. 3. Спектр ЯМР <sup>13</sup>C АРТ нефти в CCl<sub>4</sub>.



Таким образом, спектр ЯМР  $^{13}\text{C}$  содержит многочисленные отчётливые сигналы, которые можно отнести к разным типичным областям и, таким образом, предоставить информацию о долях первичных углеродов (метильные группы  $\text{CH}_3$ ), вторичных (метиленовые группы  $\text{CH}_2$ ) и четвертичных углеродов (С), третичных углеродов (метиновые группы  $\text{CH}$ ) и ароматических углеродов –  $\text{C}_{\text{ar}}$ . Оценка молярного содержания различных углеродных групп может быть получена путём интегрирования соответствующих участков спектров ЯМР  $^{13}\text{C}$  [6]. Данные по структурно-групповому составу нефти, полученные из анализа  $^{13}\text{C}$  ЯМР спектров, могут объяснить различные процессы, происходящие с углеводородной цепочкой нефтяного образца, а также качественно и количественно судить о термических и каталитических процессах, проведённых для улучшения качества нефти [7].

### Литература

1. *Kushnarev D., Afonina T., Kalabin G., Presnova R., Bogdanova N.* Investigation of the composition of crude oils and condensates from the south of the siberian platform using  $^1\text{H}$  and  $^{13}\text{C}$  NMR Spectroscopy, *Petrol. Chem. U.S.R.R.*, 1989, 29, 149–159.
2. *Alam T., Alam M.* Chemometric analysis of NMR spectroscopy data: a review, *Annu. Rep. NMR Spectrosc.*, 2004, 54, 41–80.
3. *Masili A., Puligheddu S., Sassu L., Scano P., Lai A.* Prediction of physical-chemical properties of crude oils by  $^1\text{H}$  NMR analysis of neat samples and chemometrics, *Magn. Reson. Chem.*, 2012, 50, 729–738.
4. *Bushnev D., Burdelnaya N.* Organic matter in silurian rocks from the Chernov uplift, *Geochem. Int.*, 2012, 50, 683–691.
5. *Калабин Г.А., Каницкая Л.В., Кушнарёв Д.Ф.* Количественная спектроскопия ЯМР природного органического сырья и продуктов его переработки. Химия, Москва, 2000.
6. *Rakhmatullin I.Z., Efimov S.V., Varfolomeev M.A., Klochkov V.V.* Nuclear magnetic resonance characterization of petroleum. *Encyclopedia of Analytical Chemistry*, 2022, 1–9. <https://doi.org/10.1002/9780470027318.a1828.pub2>
7. *Rakhmatullin I.Z., Efimov S.V., Klochkov A.V., Gnezdilov O.I., Varfolomeev M.A., Klochkov V.V.* NMR chemical shifts of carbon atoms and characteristic shift ranges in the oil sample. *Petroleum Research*, 2022, 7, 269–274. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.10.001>.

## О РЕЖИМАХ ВЫЗВАННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ: НЕОДНОЗНАЧНЫЙ ЭФФЕКТ И ПРОТИВОРЕЧИВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

М.В. Родкин<sup>1,2</sup>, Д.Г. Яраханова<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ГБУН Институт проблем прогноза землетрясений и математической геофизики РАН,  
г. Москва, rodkin@mitp.ru

<sup>2</sup>ГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

<sup>3</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань, dilyara.yar@mail.ru

До 2009 года большинство землетрясений в США происходило в Калифорнии. Но затем на первое место по числу событий вырвались штаты центральной и восточной части Соединённых Штатов. Ранее, с 1978 по 2008 год здесь произошло 844 землетрясения магнитудой 3 и более. Но за период с 2009 по 2013 год этот показатель подскочил до 2897 землетрясений – многократный рост активности, аналог которого не наблюдался нигде и никогда более чем сильный рост – и продолжил расти. Только в 2014 году было зарегистрировано 659 таких М3+ землетрясений. Было довольно естественно связать этот рост сейсмичности с добычей сланцевых УВ методом гидравлического разрыва пласта. В конце концов, каждый эпизод гидроразрыва ни что иное, как крохотное землетрясение. Данный эффект также наблюдается при проведении гидроразрыва пластов в горизонтальных скважинах [1, 2; и др.].

Естественно, возник вопрос – насколько опасен этот процесс, и не следует ли запретить использование метода гидроразрыва. Тем более, что примерно одновременно наблюдался рост сейсмичности в районе гигантского газового месторождения Гронинген (Нидерланды). В этом районе распространены слабые грунты и землетрясения ранее не наблюдались. И даже относительно слабые вдруг возникшие землетрясения иногда вызывали разрушения. Под давлением общественности, а также под угрозой исков о возмещении ущерба в 2015 г. было принято решение об ограничении добычи. В самом начале 2018 г. произошло новое относительно сильное землетрясение, после чего правительство Нидерландов приняло решение вдвое сократить добычу на месторождении Гронинген, а к 2030 г. и вовсе закрыть это некогда крупнейшее в Европе месторождение, в значительной степени обеспечивавшее снабжение газом страны Бенилюкса.

Вообще говоря, сильный эффект от интенсивных горных разработок или добычи нефти и газа был известен и ранее. В районах горных разработок неоднократно фиксировались аномальные просадки земной поверхности. А в районах газонефтедобычи иногда происходили неожиданно сильные и часто разрушительные землетрясения. Таковы, например, серия разрушительных землетрясений Газли (8 апреля и 17 мая 1976 года, а также 20 марта 1984). Но во всех этих случаях изменения природного режима не было столь эффективным, систематическим и практически однозначно техногенными. Естественно и в США возникли призывы к прекращению добычи сланцевых УВ и были приняты меры, направленные на уменьшение ущербов от землетрясений.

Одновременно, правда, высказывались и мнения, что жёсткой связи между временем и местом землетрясений и режимом добычи УВ и объёмами закачек отработанных вод не наблюдается. И что рост сейсмичности связан не столько с собственно ростом сейсмичности, как с постановкой большого числа сейсморегистраторов. Первому автору статьи довелось рецензировать такую статью для одного американского журнала. Заметим, что такие аргументы не лишены оснований. Действительно, чёткой связи между режимом техногенного воздействия и сейсмичностью выявить не удаётся, а роль увеличения числа датчиков несомненна. Но всё же не вызывает сомнений и факт антропогенного воздействия на режим сейсмичности. При этом следует отметить, что такой эффект наблюдается далеко не во всех случаях такого техногенного воздействия. В этом смысле случай вызванной сейсмичности при добыче сланцевых УВ аналогичен эффекту вызванной сейсмичности при заполнении водохранилищ. Вызванная сейсмичность наблюдается далеко не во всех случаях заполнения водохранилищ с достаточно большим столбом воды и площади ложа водохранилища.

Выше обсуждались данные по Северной Америке и району гигантского газового месторождения Гронинген. В качестве другого примера сейсмичности, связанной с закачками отработанной воды, приведём пример по данным для нагнетающей станции на Сахалине представлено на рис. 1, где временной ход числа землетрясений вокруг нагнетающей скважины (а) и нормированные на год и на площадь графики повторяемости землетрясений для более широкой окрестности области закачки воды (б); (1) – до начала закачки воды, (2) – после начала закачки, по [3]. Видно, что наклон графика повторяемости землетрясений сохранился, но уровень сейсмичности вырос примерно вдвое.

Уже отмеченный выше неясный характер связи между техногенным воздействием и откликом на него в сейсмическом режиме затрудняет эффективное принятие мер предотвращения опасных последствий вызванной сейсмичности. Эффект в виде инициированного землетрясения может наблюдаться на большем расстоянии от скважины и с большей задержкой по времени, чем это обычно предполагается, в частности, согласно методике предотвращения ущербов от вызванной сейсмичности «Семафор». В связи с этим последствия техногенного воздействия могут быть сложными и соответственно, менее прогнозируемыми. В частности, сильнейшие землетрясения часто оказываются не связанными с максимальными техногенными воздействиями. В этом смысле последствия вызванной сейсмичности могут оказаться более тяжелыми, чем это обычно имеется в виду.

Но, с другой стороны, в последние годы появляются указания, что рост техногенной нагрузки не приводит

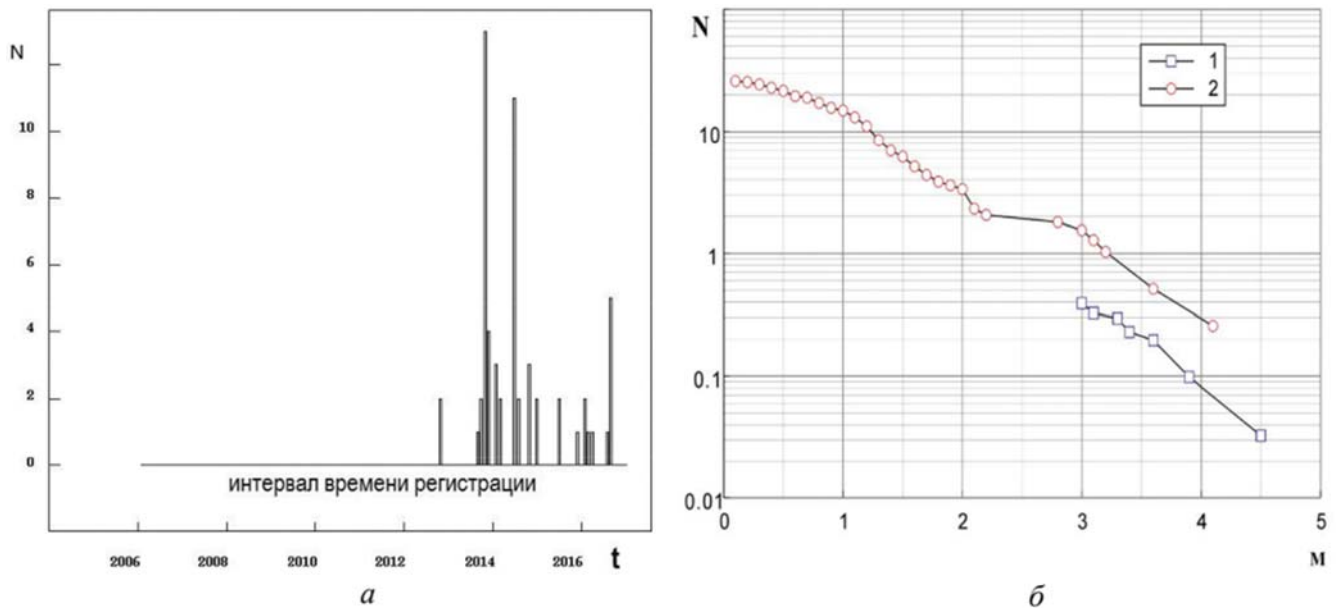
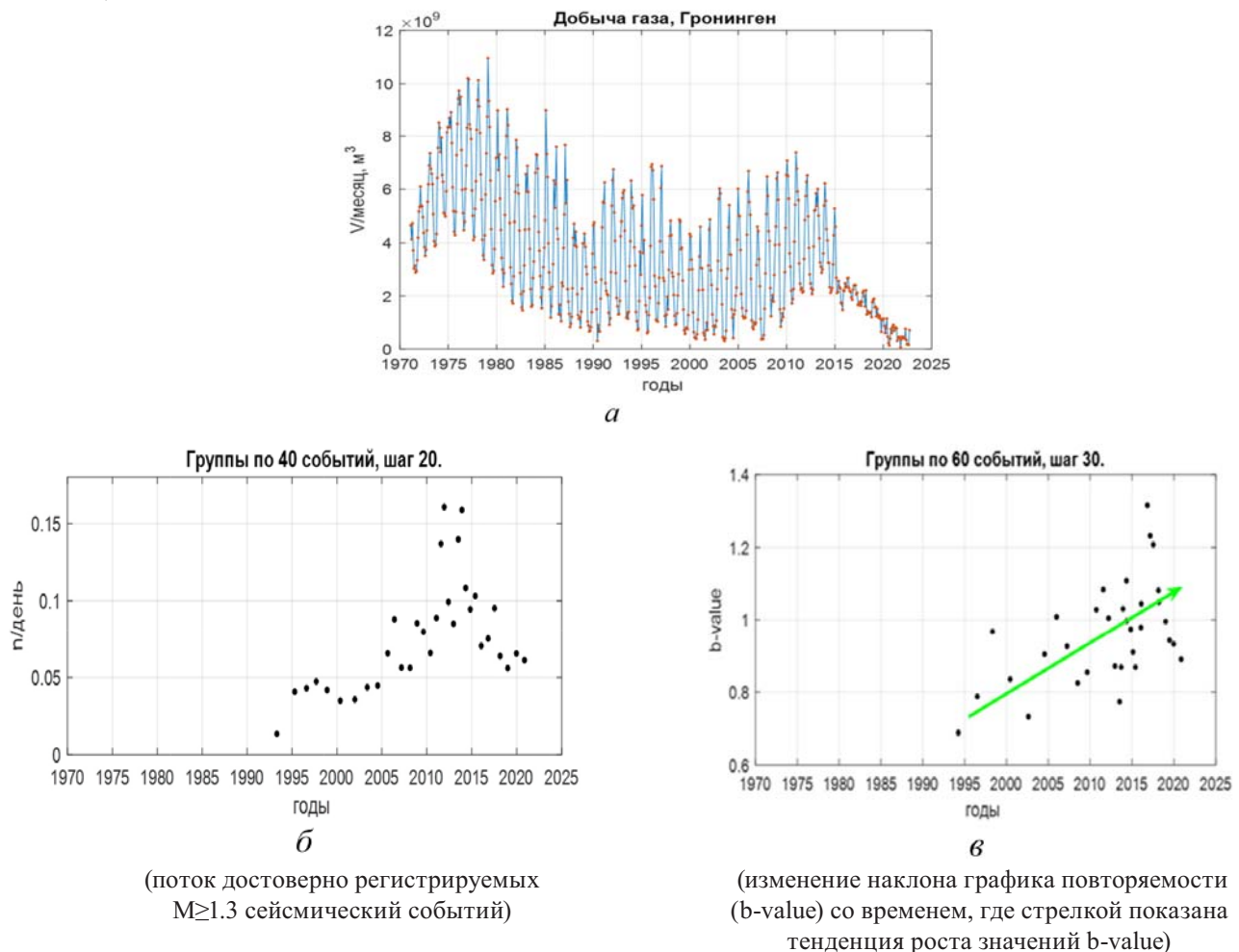


Рис. 1. Временной ход числа землетрясений вокруг нагнетающей скважины [3].

к соответствующему росту вызванной сейсмичности. На рис. 2 приведены данные по изменению со временем величин добычи газа, числа землетрясений и наклона графика повторяемости землетрясений  $b$ -value. Как уже отмечалось выше развитие вызванной сейсмичности привело к принятию решений о резком уменьшении добычи газа. Такие изменения видны на графике рис. 2 а, начиная с 2015 года. Можно думать, что именно с этим связано уменьшение числа надежно регистрируемых землетрясений, магнитудой  $M \geq 1.3$  (рис. 2 б). Но при этом скользящие значения угла наклона графика повторяемости  $b$ -value весь период времени имели тенденцию к росту (рис. 2 в), что означает, что относительная доля более сильных событий все время уменьшалась.



(поток достоверно регистрируемых  $M \geq 1.3$  сейсмических событий)

(изменение наклона графика повторяемости ( $b$ -value) со временем, где стрелкой показана тенденция роста значений  $b$ -value)

Рис. 2. Изменение режима добычи газа на месторождении Гронинген, Северная Америка.

Аналогичный характер изменений сейсмического режима выявляется по данным о вызванной сейсмичности Северной Америки [4 и др.]. Причём в этом случае уменьшение потенциальной сейсмической опасности фиксируется и по результатам анализа шумовой компоненты деформационных GPS измерений [4]. С ростом техногенной нагрузки вклад относительно длиннопериодной компоненты шума сначала растёт, а потом начинает уменьшаться. Такое изменение можно интерпретировать вначале как рост неравновесности, как бы «возмущённости» геофизической среды, а потом как её стабилизацию.

Подводя итоги, отметим, неоднозначность характера сейсмического отклика на внешнее техногенное воздействие. Вызванная сейсмичность возникает далеко не во всех случаях техногенного воздействия.

Следует различать следующие виды сейсмичностей:

- вызванную (в большей степени приурочена в техногенному воздействию) и
- инициированную (носит триггерный характер, когда среда была почти готова к возникновению землетрясения и внешнее воздействие только инициировало его возникновение).

При этом, в случае длительного и сильного техногенного воздействия, по-видимому, происходит разрядка внутренних напряжений в среде и уровень сейсмичности уменьшается.

## Литература

1. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами / Д.Г. Яраханова // Георесурсы (научно-технический журнал). – 2015. – № 3(62). Т. 1. – С. 53–55.

2. Yarakhanova D.G, Hossain M.E., Algorithm for selecting systems horizontal wells and mathematical models for unconventional reservoirs//Russian Journal of Earth Sciences. – 2020. – Vol. 20. – Is.6. – Art. № 2020ES000727.

3. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Вызванная сейсмичность: серьёзная угроза добыче сланцевой нефти? // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 3(22) 2018. 11 с. DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art 39.

4. Родкин М.В., Пунанова С.А., Любушин А.А. О негативных эффектах в районах добычи сланцевых углеводородов и их мониторинге // Научный журнал Российского газового общества. – 2022. – № 4(36). – С. 52–63. DOI 10.55557/2412-6497-2022-4-52-63.

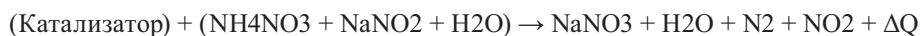
## ОЦЕНКА ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПОСЛЕ РАЗЛОЖЕНИЯ БИНАРНОЙ СМЕСИ ДЛЯ РАЗРЫВА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А. Рохас, М. Резаи, М.А. Варфоломеев, В.А. Судаков

ИГиНГТ, Казанский федеральный университет, ул. Кремлёвская, 4/5, 420008 г. Казань.,  
allanrojas5@gmail.com

Аналитическое [1] и с помощью гидродинамического моделирования [2] исследовано применение взрывчатых материалов типа аммиачной селитры для повышения нефтеотдачи коллекторов. В этих исследованиях оценивается термобарический эффект реакции разложения бинарной смеси нитрат аммония – нитрит натрия. Однако отсутствуют исследования, оценивающие геологические условия, при которых термобарический эффект разложения может быть максимальным в опытно-промышленных условиях. Важность этого подхода заключается в том, что чем выше давление в пористой среде, тем лучше улучшается проводимость пласта-коллектора за счет создания сети трещин при разложении взрывчатых материалов.

На основе экспериментальных данных и соответствующего определения кинетических констант реакции были разработаны гидродинамические модели. Схема реакции и отношение пористость-проницаемость [3] соответствуют приведенным ниже уравнениям. Подход к расчету высоконадежных гидродинамических прогнозов следует методологии, описанной в [4].



$$K = 6.4403\Phi - 14.899$$

Результаты гидродинамических моделей в масштабе месторождения показали устойчивый рост давления выше 600 бар в течение нескольких минут после реакции разложения бинарной смеси в пористой среде. Текущие результаты предлагают конкурентоспособный способ разрыва низкопроницаемых коллекторов методом высоконапорного газового удара. Мы наблюдали, что степень повышения давления сильно зависит от качества коллектора, а конкретнее, в коллекторах со значениями проницаемости ниже 50 мД. Кроме того, рост призабойного давления также зависит от объема закачки бинарной смеси. Помимо этого, и не менее важно, объем закачки, который вызывает соответствующее повышение давления, способное произвести разрыв пласта-коллектора, находится под рентабельным индексом. Результаты текущего исследования показали рентабельный объем закачки менее 5 м<sup>3</sup> для перфорированного участка скважины длиной 10 м. Термическое развитие в призабойной зоне показало температуру до 300 °С и эффективное тепловое проникновение до 1 м, что активизирует альтернативный механизм повышения нефтеотдачи, так как удаление тяжёлых фракцией нефти.

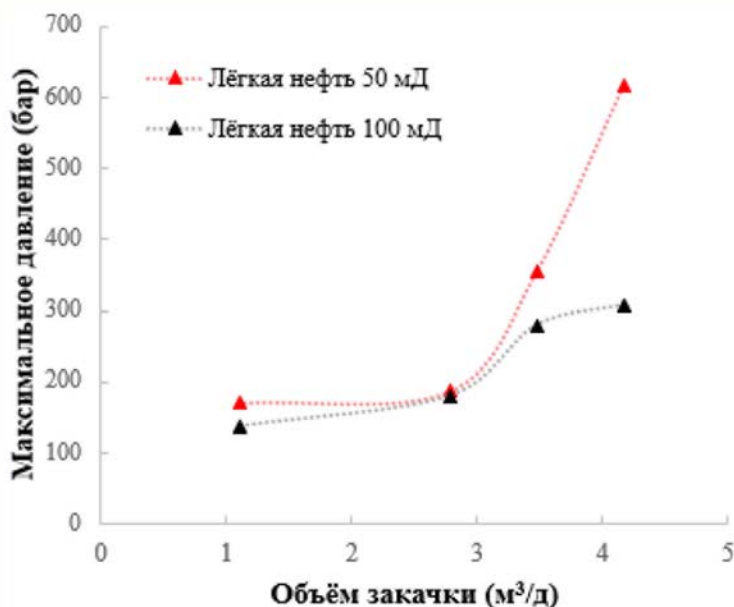


Рис.1. Эффект пластовой проницаемости и объема закачки на рост давления призабойной зоны после разложения бинарной смеси.

#### Благодарность

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

#### Литература

1. Kuznetsov, N.M., Aleksandrov, E.N., 2017. Safety in applying binary mixtures for oil production stimulation. *Georesursy* 19. <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.12>
2. Vershinin, V., Fedorov, K., Lishchuk, A., 2016. Mechanisms of thermal-pressure induced impact of binary mixture reaction near wellbore, in: Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016. <https://doi.org/10.2118/182048-ms>
3. Yousef, I., Morozov, V., Sudakov, V., Idrisov, I., 2021. Cementation Characteristics and Their Effect on Quality of the Upper Triassic, the Lower Cretaceous, and the Upper Cretaceous Sandstone Reservoirs, Euphrates Graben, Syria. *Journal of Earth Science* 32. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1065-8>
4. Allan Rojas, Denis Shevchenko, Vladislav Sudakov, Sergey Usmanov, Michael Kwofie. Numerical Simulation of Catalytic In Situ Oil Upgrading Process. Chapter 10. Book: Catalytic in-situ upgrading of heavy and extra-heavy crude oils. Editors: Jorge Ancheyta, Mikhail Varfolomeev, Chengdong Yuan, June 2023. John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9781119871507.ch10>

## ВЫЧИСЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗА В ГАЗОПРОВОДАХ С УЧЁТОМ МАССОВОЙ СКОРОСТИ

Г.А. Сапармурадова

*Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева,  
Туркменистан, г. Ашхабад, saparmuradowagulnazik83@gmail.com*

Движение газа в различных газопроводах во многих случаях является нестационарным, т.е. переменным во времени. Давление и температура газа в трубопроводе меняются как по длине, так и во времени, которых требуются определять во многих случаях.

Как известно, формула баланса полного количества тепла исходя из первого начала термодинамики в обобщённой аналитической форме, предложенная Н.И. Белоконом [1] для реальных газов имеет вид:

$$\delta Q = \delta Q^* + \delta Q^{**} = dI - VdP,$$

где  $\delta Q$  – полное количество тепла, полученное или отданное газом;  $\delta Q^*$  – количество тепла внешнего теплообмена;  $\delta Q^{**}$  – количество тепла, внутреннего теплообмена;  $dI$  – энтальпия газа;  $V$  – объём газа;  $P$  – давление газа в газопроводе.

Исходя из этой формулы выведена следующая формула [2]:

$$t = t_0 + (t_H - t_0) \cdot \exp\left(-\frac{k\pi D x}{M C_p}\right) - \frac{(w_l - w_0)^2}{l^2 C_p} \left[\frac{x}{a} - \frac{1}{a^2} (1 - e^{-ax})\right] - \frac{1}{a} \left(\frac{w_l - w_0}{l C_p} w_0 + D_i \frac{P_0 - P_x}{l} + \frac{g \Delta z}{C_p l}\right) (1 - e^{-ax}) \quad (\Phi)$$

где  $P_0$  – начальное давление;  $t_H$  – начальная температура;  $t_0$  – температура окружающей среды;  $x$  – расстояние от начальной точки до рассматриваемой точки;  $P_x$  – искомое давление в рассматриваемой точке;  $w_0, w_l$  – скорости газа в начальной и конечной точках;  $\rho_{x_0}, \rho_{x_l}$  – плотность газа в начальной и конечных точках;  $D$  – диаметр газопровода;  $D_i$  – коэффициент Джоуля-Томсона;  $C_p$  – массовая теплоёмкость газа при  $P_0$ ;  $k$  – коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду;  $\Delta z$  – наклонность газопровода:

$$a = \frac{k\pi D}{M C_p}, \quad M = 3,14 \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 \cdot \left(\rho_{x_0} - \frac{\rho_{x_0} - \rho_{x_l}}{l} x\right) \cdot \left(\frac{w_l - w_0}{l} x + w_0\right),$$

где  $t_H, t_0, \rho_{x_0}, \rho_{x_l}, D, D_i, C_p, k, \Delta z, l, P_0$  – постоянные параметры,  $P_x, w_0, w_l, x$  – переменные параметры.

### 1. Математическая модель задачи

Пусть в поперечном сечении  $x = l$  трубопровода установлен компрессор. При  $\tau \geq 0$  компрессор начинает работать и движение газа в трубопроводе становится неустановившимся. Пусть

$$P = P_0 \text{ при } x = 0, \quad (1)$$

где  $P_0$  – заданное давление.

Движение газа в трубопроводе задаётся уравнением [3]:

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial \tau} = \kappa \frac{\partial^2(\rho w)}{\partial x^2}, \quad (2)$$

где

$$\kappa = \frac{c^2}{2a}, \quad 2a = \frac{\lambda w}{2D} = \text{const}$$

Пусть при  $\tau = 0$  задана массовая скорость газа:

$$(\rho w)(x, 0) = \rho_{\tau_0}(x) w_{\tau_0}(x). \quad (3)$$

где  $\rho_{\tau_0}(x), w_{\tau_0}(x)$  – плотность и скорость газа изменяется по следующим законам, соответственно:

$$\rho_{\tau_0}(x) = \rho_{x_0} - \frac{\rho_{x_0} - \rho_{x_l}}{l} x, \quad w_{\tau_0}(x) = w_{x_0} + \frac{w_{x_l} - w_{x_0}}{l} x,$$

их численные значения обратно пропорциональны, так как массовый расход постоянный.

При  $x = 0$  массовая скорость

$$(\rho w)(0, 0) = (\rho w)_{x_0}(0) = (\rho w)_{\tau_0}(0) = \rho_{x_0} w_{x_0}$$

по условию согласованности будет:

$$(\rho w)(0, \tau) = (\rho w)_{x_0}(\tau). \quad (4)$$

При  $x = l$  массовая скорость будет:

$$(\rho w)(l, \tau) = \rho_{x_l} w_{x_l}. \quad (5)$$

## 2. Решение задачи

Задачу (1)–(5) решим методом Фурье. Собственные функции и собственные значения имеют вид:

$$X_m(x) = C_m \sin \mu_m x, \quad C_m = \frac{2}{l} \mu_m = \frac{m\pi}{l}, \quad m \in Z_+. \quad (6)$$

Следовательно, собственные функции

$$X_m(x) = \frac{2}{l} \sin \frac{m\pi}{l} x, \quad m = 1, 2, 3, \dots \quad (7)$$

образуют полную ортонормированную систему в пространстве  $L_2(0, \pi)$ .

Поэтому любую функцию из этого пространства можно разложить в следующий ряд

$$(\rho w)(x, \tau) = \sum_{m=1}^{\infty} (\rho w)_m(\tau) X_m(x). \quad (8)$$

Умножая на  $X_m(x)$  уравнение (2) и интегрируя в отрезке  $[0; l]$  и учитывая граничные условия (4)–(5), получим:

$$(\dot{\rho w})_m(\tau) + \kappa \mu_m^2 (\rho w)_m(\tau) = F_m(\tau), \quad (9)$$

где

$$F_m(\tau) = \kappa \mu_m ((\rho w)_{x_0}(\tau) - (-1)^m (\rho w)_{x_l}(\tau)).$$

Начальные условия для уравнения (9) получим из равенства (3):

$$(\rho w)_m(0) = \frac{2}{l} \int_0^l \rho_{\tau_0}(x) w_{t_0}(x) \sin \mu_m x dx = B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3}, \quad (10)$$

где

$$D = -\frac{2}{\pi} [\rho_{x_0} w_{x_l} - \rho_{x_0} w_{x_0} + \rho_{x_l} w_{x_0} + (\rho_{x_0} - \rho_{x_l})(w_{x_l} - w_{x_0})],$$

$$B = -\frac{2}{\pi} \rho_{x_0} w_{x_0}, \quad E = -\frac{4}{\pi^3} (\rho_{x_0} - \rho_{x_l})(w_{x_l} - w_{x_0}).$$

Решая задачу Коши (9)–(10), получим:

$$(\rho w)_m(\tau) = \left[ B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] e^{-\kappa \mu_m^2 \tau} + \int_0^{\tau} F_m(\xi) e^{-\kappa \mu_m^2 (\tau - \xi)} d\xi. \quad (11)$$

Следовательно, изменение массовой скорости в трубопроводе выражается следующей формулой:

$$\begin{aligned} (\rho w)(x, \tau) = & \frac{2}{l} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{2a l^2} \tau} \left[ B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] + \right. \\ & \left. + \frac{c^2 m \pi}{2a l} \cdot \int_0^{\tau} [(\rho w)_{x_0}(\xi) - (-1)^m (\rho w)_{x_l}(\xi)] e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{2a l^2} (\tau - \xi)} d\xi \right\} \sin \frac{m\pi}{l} x. \end{aligned} \quad (12)$$

Учитывая решение (12), из уравнения

$$\frac{\partial P}{\partial x} + 2a \rho w = 0$$

можем определить разность давления между  $x = 0$  и любым поперечным сечениям трубопровода:

$$\Delta P(t) = P(0, \tau) - P(x, \tau).$$

Интегрируя это уравнение по  $x$  в фиксированном времени, получим:

$$\Delta P(t) = P(0, \tau) - P(x, \tau) = 2a \int_0^x (\rho w)(\eta, \tau) d\eta.$$

Отсюда  $x = l$  получим:

$$\Delta P(\tau) = P(0, \tau) - P(l, \tau) = 2a \int_0^l (\rho w)(x, \tau) dx. \quad (13)$$

А также, учитывая (12), интегрируя уравнения

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial \tau} = 0$$

можем определить абсолютное значение давления:

$$P(x, \tau) = P(x, 0) - c^2 \int_0^{\tau} \frac{\partial(\rho w)(x, \xi)}{\partial x} d\xi. \quad (14)$$

Пусть при  $\tau = \tau_0$  массовая скорость газа в трубопроводе изменяется по следующему закону

$$(\rho w)_{\tau_0}(x) = \rho_{\tau_0}(x)w_{\tau_0}(x) = \left(\rho_{x_0} - \frac{\rho_{x_0} - \rho_{x_l}}{l}x\right)\left(w_{x_0} + \frac{w_{x_l} - w_{x_0}}{l}x\right)$$

Если в граничных точках массовые скорости постоянны

$$(\rho w)_{x_0}(\tau) = \rho_{x_0}w_{x_0} = \text{const},$$

$$(\rho w)_{x_l}(\tau) = \rho_{x_l}w_{x_l} = \text{const},$$

то из (12), получим:

$$\begin{aligned} (\rho w)(x, \tau) &= \frac{2}{l} \sum_{m=1}^{\infty} e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{l^2} \tau} \sin \frac{m\pi}{l} x \left\{ \left[ B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] \right. \\ &+ \left. \frac{c^2 m \pi}{2a} \int_0^{\tau} (\rho_{x_0} w_{x_0} - (-1)^m \rho_{x_l} w_{x_l}) e^{\frac{c^2 m^2 \pi^2}{l^2} \xi} d\xi \right\} = \frac{2}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \left[ B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] - \right. \\ &- \left. \frac{1}{m} [\rho_{x_0} w_{x_0} - (-1)^m \rho_{x_l} w_{x_l}] \right\} e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{l^2} \tau} \sin \frac{m\pi}{l} x + \\ &+ \rho_{x_0} w_{x_0} \cdot \frac{2}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} \sin \frac{m\pi}{l} x - \rho_{x_l} w_{x_l} \cdot \frac{2}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{(-1)^m}{m} \sin \frac{m\pi}{l} x. \end{aligned} \quad (15)$$

Учитывая[4]:

$$\sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} \sin \frac{m\pi x}{l} = \frac{\pi - \frac{\pi x}{l}}{2} = \frac{\pi}{2} \left(1 - \frac{x}{l}\right), \quad \sum_{m=1}^{\infty} \frac{(-1)^m}{m} \sin \frac{m\pi x}{l} = \frac{\pi - \frac{\pi x}{l}}{2} = \frac{\pi x}{2l},$$

из решения (15), получим:

$$\begin{aligned} (\rho w)(x, \tau) &= \frac{2}{\pi} \sum_{m=1}^{\infty} \left\{ \left[ B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] - \right. \\ &- \left. \frac{1}{m} [\rho_{x_0} w_{x_0} - (-1)^m \rho_{x_l} w_{x_l}] \right\} e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{l^2} \tau} \sin \frac{m\pi}{l} x + \rho_{x_0} w_{x_0} \left(1 - \frac{x}{l}\right) + \rho_{x_l} w_{x_l} \frac{x}{l}. \end{aligned} \quad (17)$$

Из равенства (13) найдем разность давления для любого момента времени:

$$\begin{aligned} \Delta P(\tau) = P(0, \tau) - P(l, \tau) &= 2a \int_0^l (\rho w)(x, \tau) dx = \frac{4al}{\pi^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} \left\{ \left[ B \frac{1}{m} + D \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] - \right. \\ &- \left. \frac{1}{m} [\rho_{x_0} w_{x_0} - (-1)^m \rho_{x_l} w_{x_l}] \right\} e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{l^2} \tau} [1 - (-1)^m] + \\ &+ 2a \left( \rho_{x_0} w_{x_0} \frac{l}{2} + \rho_{x_l} w_{x_l} \frac{l}{2} \right) = al(\rho_{x_0} w_{x_0} + \rho_{x_l} w_{x_l}) + \\ &+ \frac{4al}{\pi^2} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{m} \left\{ \left[ (B - \rho_{x_0} w_{x_0}) \frac{1}{m} + (D + \rho_{x_l} w_{x_l}) \frac{(-1)^m}{m} + E \frac{1 - (-1)^m}{m^3} \right] \right\} \cdot e^{-\frac{c^2 m^2 \pi^2}{l^2} \tau} [1 - (-1)^m]. \end{aligned}$$

При  $\tau = 0$  получим:

$$\begin{aligned} (\Delta P)_{\tau=0} &= P(0,0) - P(l,0) = \\ &= al(\rho_{x_0} w_{x_0} + \rho_{x_l} w_{x_l}) + \frac{8al}{\pi^2} \left[ (B - D - \rho_{x_0} w_{x_0} - \rho_{x_l} w_{x_l}) \frac{\pi^2}{8} + E \sum_{m=0}^{\infty} \frac{1}{(2m+1)^4} \right]. \end{aligned} \quad (17)$$

Используя формулы из [4, с.188] и подставляя значения выражения  $B, D, E$ , упрощая получим:

$$\begin{aligned} (\Delta P)_{\tau=0} &= P(0,0) - P(l,0) = \\ &= \frac{\lambda l w_{x_l}}{D} \left[ \frac{1}{\pi} (2\rho_{x_0} w_{x_l} - 2\rho_{x_0} w_{x_0} + 2\rho_{x_l} w_{x_0} - \rho_{x_l} w_{x_l}) - \right. \\ &- \left. \rho_{x_0} w_{x_0} - \frac{\pi}{3} (\rho_{x_0} - \rho_{x_l})(w_{x_l} - w_{x_0}) \right]. \end{aligned} \quad (18)$$

Подставляя значение разности давления в формуле (Ф) найдём температуру газа в любой точке трубопровода с учётом массовой скорости газа.



## Литература

1. Белоконь Н.И. Основные принципы термодинамики. – М.: Недра, 1968. – 417 с.
2. Сапармурадова Г. Вычисление распределения температуры в магистральных теплотрассах. // Проблемы и перспективы технологического образования в России и за рубежом. – Тюмень: 2022. – С. 193–197.
3. Чарный И.А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах. – М.: Гостехиздат, 1951. – 296 с.
4. Толстой Г.П. Ряды Фурье. – М.: Гос. изд. физ.-мат. лит., 1960. – 390 с.

## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ ПО ГРАВИТАЦИОННЫМ АНОМАЛИЯМ

З.М. Слепак

*Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, г. Казань, Zakhar.Slepak@kpfu.ru*

### Введение

Основными объектами нефтяной геологии являются нефтеносные структуры, месторождения битумов, кристаллический фундамент, изучаемые и прогнозируемые по новым технологиям геологической интерпретации.

По разработанным в Институте геологии Казанского федерального университета ИГиНГТ технологиям геологическая интерпретация аномального гравитационного поля выполняется на количественном уровне и оценивается их достоверность по априорным данным. Это позволяет повышать достоверность выявления нефтеносных структур в отличие от применяемых других методов интерпретации, основанных на трансформированных (математически обработанных) полях, содержащих большие погрешности. Разработанный автором метод гравитационного моделирования (ГМ) основан на результатах изучения плотностных особенностей земной коры и решении прямых задач. Он нацелен на прогнозирование потенциально нефтеносных структур и изучение блокового строения кристаллического фундамента. Метод заключается в решении обратной линейной задачи гравиразведки [1-4] и, исключая применение используемых на практике трансформаций поля, позволяет непосредственно по аномалиям Буге одновременно с подбором полей создавать модели объектов нефтяной геологии и оценивать их геологическую достоверность. Нацеленность метода на установленном закономерном разуплотнении пород на участках нефтеносных структур создаёт возможности для их успешного выявления.

Основываясь на выработанных модельных представлениях об объектах прогнозирования и установленных закономерных особенностях изменчивости плотностей в их пределах, автором рассматривается горизонтально-слоистая двухслойная модель земной коры, состоящая из осадочного комплекса и кристаллического фундамента с изменяющейся в латеральном направлении плотностью. Такая модель сравнительно просто отображается двухслойной математической моделью. Верхний слой модели аппроксимирует латеральную изменчивость плотностей в осадочном комплексе, нижний – в подстилающем его кристаллическом фундаменте.

Применение метода ГМ позволяет извлекать достаточно надёжные сведения об изменчивости плотностей, достоверность которых может быть проконтролирована по лабораторным измерениям и данным ГИС. Глубина поверхности зоны латеральной изменчивости плотностей на участках структур  $H_1$  определяется с требуемой точностью по данным бурения или других геофизических методов. Согласно теоретическим расчётам, определение нижней кромки зоны  $H_2$  может определяться достаточно приближенно. В процессе решения обратных задач методом ГМ осуществляется подбор теоретического и измеренного полей с требуемой точностью, что является чрезвычайно важным для высокой геологической достоверности решаемых задач [1-5, 7].

Метод гравитационного моделирования (МГМ) успешно применён на многих локальных поднятиях Волго-Уральского и некоторых других регионов с иными особенностями геологического строения. Он показал высокую геологическую достоверность получаемых решений. Ниже приводятся некоторые примеры геологической интерпретации изученных и прогнозируемых структур по данным высокоточных гравиметрических измерений в вариантах 2Д и 3Д и при создании моделей кристаллического фундамента.

**Ямашинская структура** (Республика Татарстан) относится к локальным поднятиям второго порядка и располагается на западном склоне Южно-Татарского свода.

На участке структуры выполнены профильно-площадные высокоточные гравиметрические измерения и проведены решения обратной задачи в вариантах 2Д и 3Д (рис. 1 и 2).

В пределах модели выделяются дополнительные детали латеральной изменчивости плотностей: просматриваются участки разуплотнения пород, соответствующие в плане локальным поднятиям более высокого порядка. Латеральная изменчивость плотностей, отображенная на модели, подтверждается данными ГИС.

Результаты решения обратной задачи методом ГМ на участке структуры Уртабулак в Узбекистане.

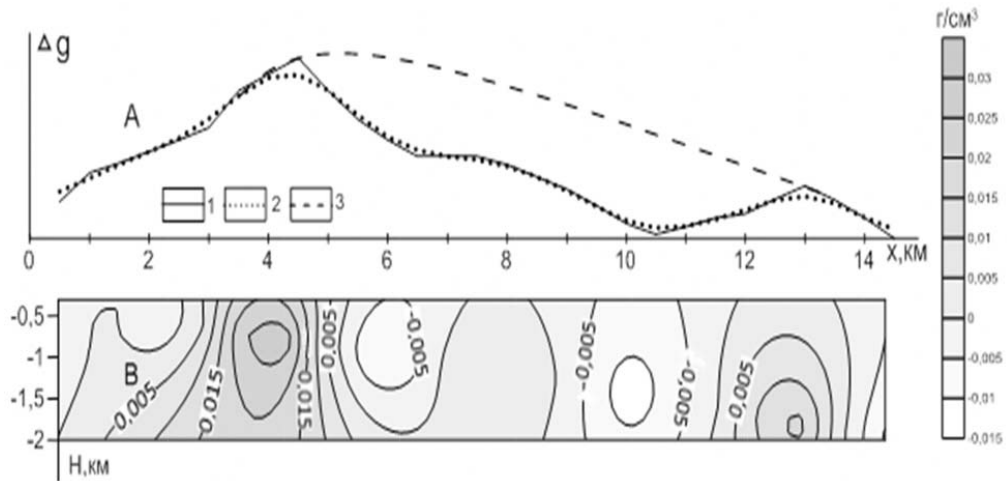


Рис. 1. Физико-геологическая интерпретационная модель Ямашинской структуры по профилю 3. А – аномальное гравитационное поле; В – плотностная модель разреза; 1 – наблюдаемое поле; 2 – теоретическое (рассчитанное) поле; 3 – фоновая составляющая локального минимума. 3Д модели участка структуры (рис. 3).

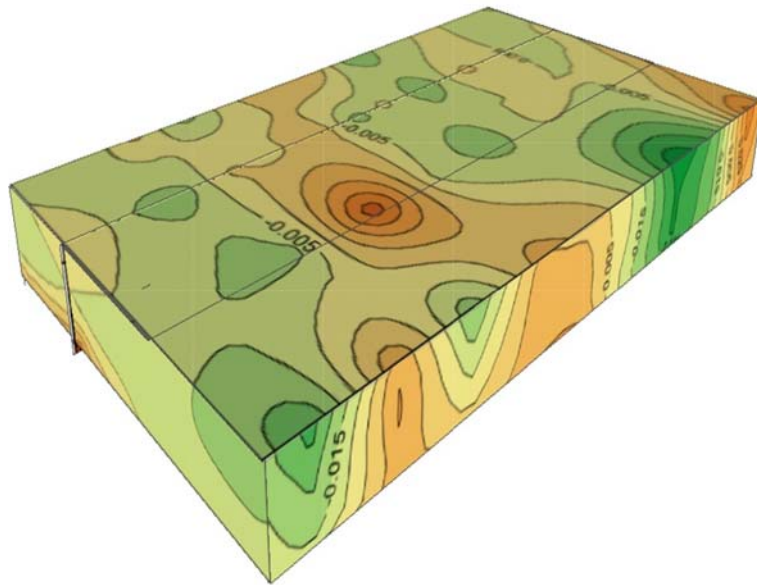


Рис. 2. Плотностная 3Д модель осадочного комплекса на участке Ямашинской нефтеносной структуры (изолинии плотностей в  $г/см^3$ ).

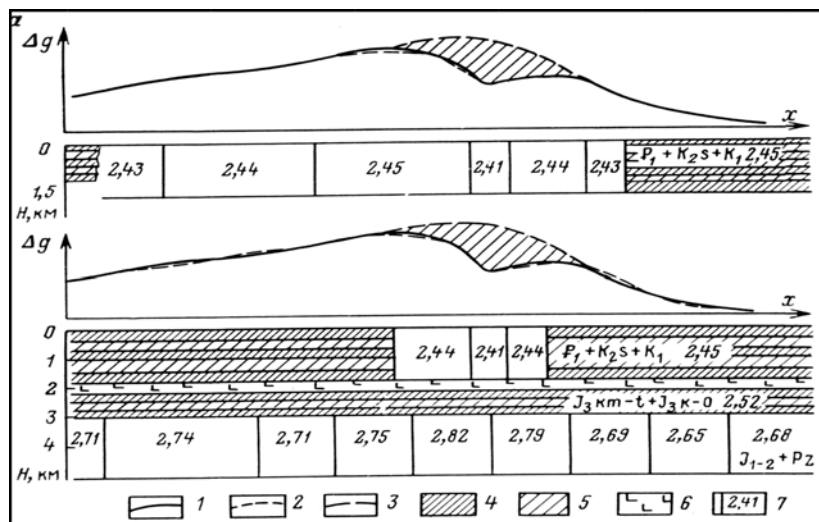


Рис. 3. Физико – геологическая интерпретационная модель для структуры Уртабулак (измеренное поле по А. Орловскому и др.) 1 – измеренное поле; 2 – подобранное методом ГГМ поле; 3 – восстановленный локальный минимум; 4 – терригенные породы; 5 – карбонатные породы; 6 – каменная соль; 7 – модель зоны.

Как видно, измеренное и подобранное поле (поле от модели) практически совпадают.

Аналогичные результаты решения обратных задач получены для Ярейюсской, Арланской, Бондюжской, Степновской и других структур Урало-Поволжья и для структуры Уртабулак в Узбекистане с другим геологическим строением: терригенными пластами с прослойками каменной соли [1-4].

Результаты решения задачи методом ГГМ при изучении строения кристаллического фундамента приведены на рис. 4 и 5.

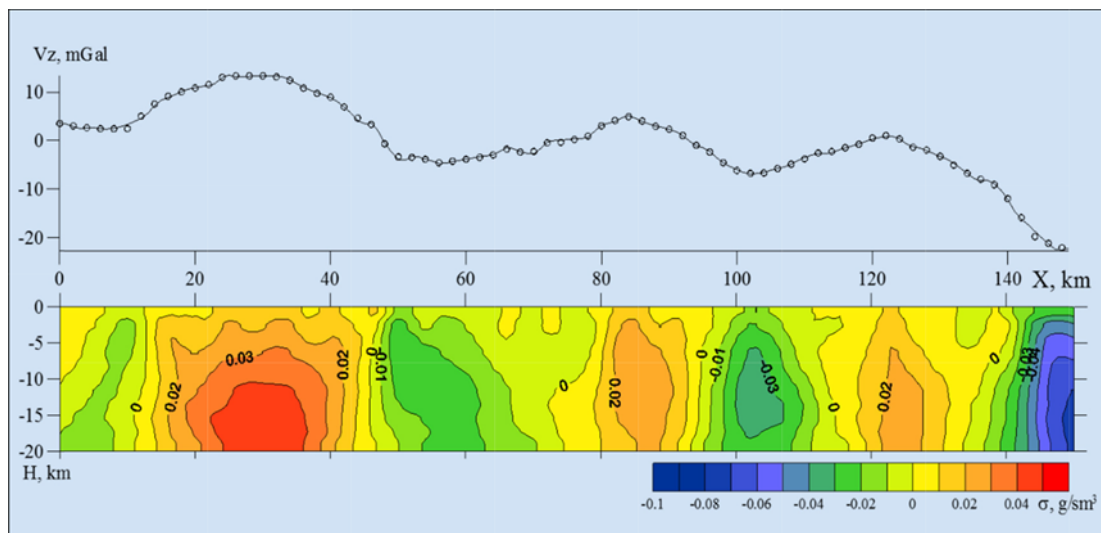


Рис. 4. Результаты решения обратной задачи методом ГГМ по профилю IV.

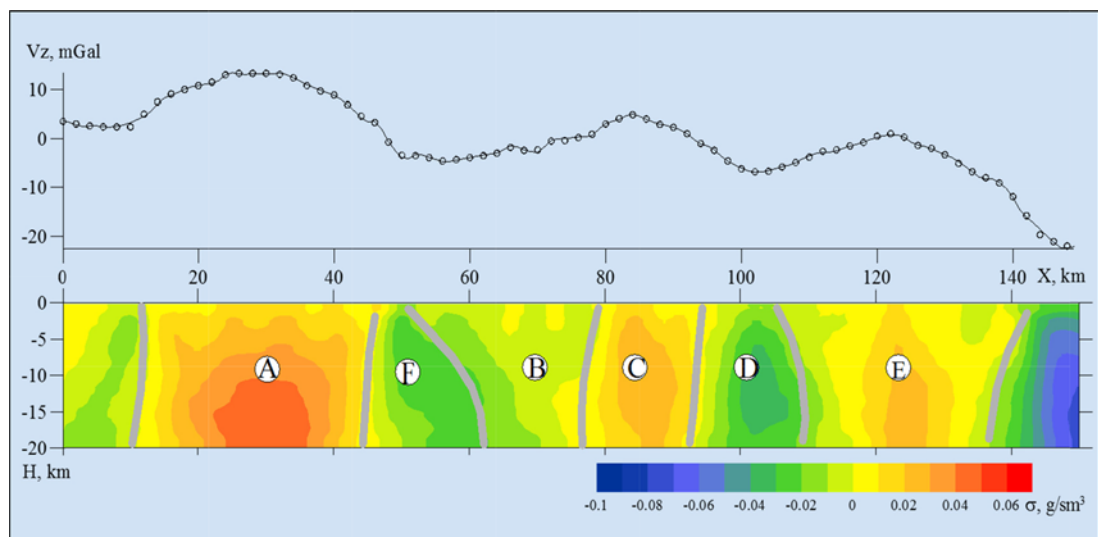


Рис. 5. Схематический геолого-геофизический разрез по профилю IV с отображением блокового строения кристаллического фундамента.

Как видно на рисунках, измеренное поле (аномалии Буге) и полученное в результате решения обратной задачи (поле, создаваемое моделью) полностью совпадают.

Таким образом, приведённые примеры решения обратных задач свидетельствуют о практическом совпадении измеренных полей с подобранными и высокой геологической достоверности создаваемых плотностных моделей методом ГГМ. Гравиметрический метод является результативным методом решения задач нефтяной геологии и рекомендуется автором для дальнейшего широкого применения.

## Литература

1. Сленак З.М. Гравиразведка. Новые технологии прогнозирования нефтяных месторождений. – Казань: изд-во Казанского университета. – 2015. – 168 с.
2. Сленак З.М. Гравиразведка – новые возможности изучения геологического строения и прогнозирования нефтяных месторождений для повышения эффективности бурения. «Бурение и нефть». – 2019. – № 2. – С. 3–9.

3. *Слепак З.М.* Гравиразведка при прогнозировании нефтяных месторождений. – Казань: изд-во Казанского университета. – 2019. – 204 с.
4. *Слепак З.М.* Планета Земля. Строение и энергетика планеты. Нефтяная геология. Геофизика. Экология. Зеленые технологии: Электронное издание Казанского федерального университета. – 2022. – 177 с.
5. *Старостенко В.И.* Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: «Наукова думка». – 1978. – 228 с.
6. *Хаин В.Е.* Общая геотектоника. – М.: Недра. – 1973. – 511 с.
7. *Z.M. Slepak* New Opportunities of High-Resolution Gravimetry for the Studies of Subsurface Geology and Prediction of Oil Fields. –14<sup>th</sup> International Multidisciplinary Scientific GeoConference on Science and Technologies in Geology Exploration and Mining. Volume1. Bulgaria, 2014, pp. 743–750.

## НЕКОТОРЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВ

**С.М. Сопьев, А.Б. Моммадов, Э.П. Бабаева**

*Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,  
г. Ашгабат, Туркменистан, s.seyilbay@gmail.com, emirhanov1988@gmail.com.*

Изменение температуры на забое скважин отражает распределение давления вдоль пути фильтрации жидкости и газа к скважинам, или фактическое распределение давления по пласту. Это свойство дроссельного эффекта впервые установлено Б.Б. Лапуком и впоследствии глубоко изучено Э.Б. Чекалюком, который установил взаимосвязь гидро- и термодинамических процессов. Подобная взаимосвязь открывает новые возможности в области использования термометрических исследований нефтяных и газовых залежей для определения важнейших параметров, знание которых необходимо при разработке и эксплуатации пластов, проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, эффективного радиуса скважины, критической точки выкристаллизовывания парафина в пласте и в стволе скважины.

Э.Б. Чекалюк впервые установил взаимосвязь между изменением пластовых температур и давлений во времени и в пространстве при стационарном режиме работы скважины. При этом, Э.Б. Чекалюк отмечает, что в условиях постоянного отбора из скважины жидкости или газа, кривая забойной температуры в координатах температура – время копирует в известном масштабе форму кривой распределения давлений в пласте в координатах давление – расстояние от скважины. На этом основании метод исследования скважины путём наблюдений за изменениями забойной температуры назван методом термодинамического зондирования пласта. Кривая изменения забойной температуры  $t_{заб} = f(t)$  после трансформации в систему координат  $(P, r)$  изображает кривую пластовых давлений  $P(r)$  вокруг забоя скважины.

В работе отмечается, что переходные температурные процессы после пуска скважины в работу отражают геометрию призабойной зоны, а установившиеся возмущения естественного теплового поля позволяют определить интервалы притока и поглощения и их продуктивность.

Температура в стволе действующей скважины соответствует температуре потока движущихся в скважине жидкостей и газов и зависит от скорости потока, интенсивности теплообмена между потоком и окружающей породой, от эффекта адиабатического расширения в стволе скважины, дроссельного эффекта в пласте, калориметрического эффекта при смешивании потоков с различными исходными температурами. Основой для выделения продуктивных и поглощающих интервалов, определения их мощности и производительности и выявления состояния призабойной зоны являются различия между геотермой и термограммой действующей скважины, вызываемые перечисленными выше явлениями.

Из краткого анализа работ, посвященных термометрическим исследованиям скважин следует, что все работы, выполненные в этом направлении можно разбить на два типа. В работах первого направления термограммы скважин используются для качественного анализа процессов, протекающих в скважине (установление высоты подъёма цементного раствора и возможности циркуляции вод в затрубном пространстве, установление места повреждения обсадной колонны и др.).

В работах второго направления делается попытка получить количественную информацию. Так, например, в работах предлагается использовать термограммы для определения дебитов пластов продуктивного горизонта.

Однако, следует отметить, что в работах для определения дебитов продуктивных пропластков используются термограммы действующей скважины (после пуска) и фактическая геотерма, замеренная после длительной остановки (иногда месяцы) скважины. Как известно, длительная остановка скважины на такой период нецелесообразна. Следует также отметить, что последнее время для прогнозирования состояния работы скважины и дебитов различных продуктивных пропластков проводят комплекс термометрических и дебитометрических исследований, что в свою очередь связано с большими затратами.

В работах отмечалась возможность использования термодинамических методов исследования для определения важнейших параметров пласта и дебитов различных продуктивных пропластков.

Несмотря на это, до настоящего времени термодинамические методы исследования скважин и пластов в нефтегазопромисловой практике не получили должного, применения. В настоящее время термодинамические ме-

тоды исследования скважин и пластов успешно используются только в отдельных нефтегазовых районах, в частности в Азербайджане и в Татарстане, а в остальных районах они используются в небольших объёмах.

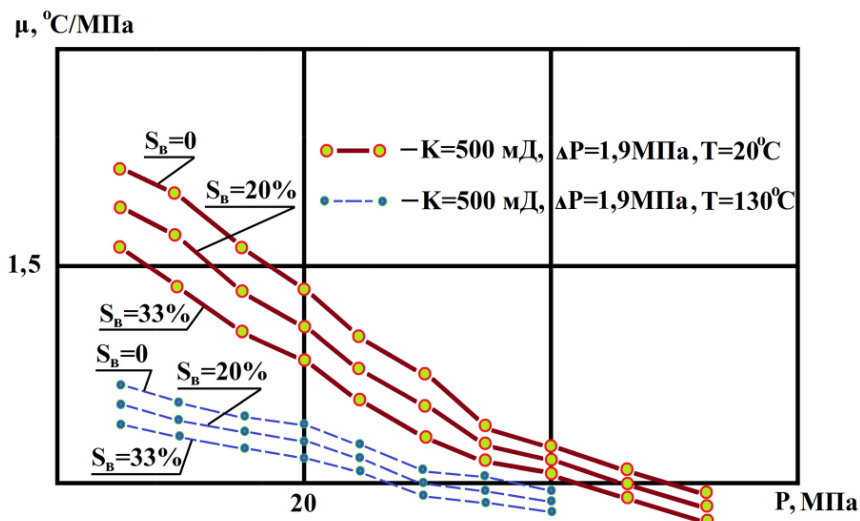


Рис. 1. Зависимость  $\mu = f(P)$  при различных водонасыщенностях и температурах для сухого газа.

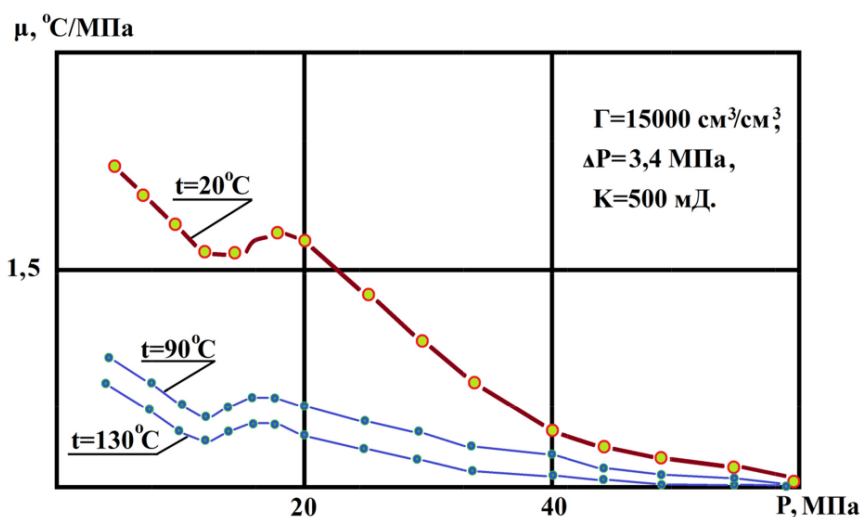


Рис. 2. Зависимость  $\mu = f(P)$  при различных значениях начальной температуры для газоконденсатной смеси с ГФК=15000 см³/см³.

На разрабатываемых месторождениях Концерна «Туркменгаз» термодинамические методы исследования в основном применяются для контроля за продвижением газо-водяного контакта, уточнения конструкции низа насосно-компрессорных труб с пакером, определения места установки пакера, определения возможно негерметичных мест эксплуатационной колонны и для качественной характеристики работающих интервалов.

Для прогнозирования состояния работы скважин и дебитов различных продуктивных пропластков на разрабатываемых месторождениях ВПО «Туркменгазпром» проводят комплекс термометрических и дебитометрических исследований. Причём термометрические исследования, как и отмечалось выше, используются лишь для качественной характеристики работающих интервалов. Следует отметить, что с помощью дебитометрических исследований достаточно точно определяются границы газоотдающих пропластков и их дебиты. Однако, несмотря на это, дебитометрические исследования имеют ряд недостатков:

- а) погрешность определения дебитов газа различных продуктивных пропластков, как отмечалось в работе, увеличивается, если из пропластков поступает газожидкостная смесь;
- б) по результатам дебитометрических исследований очень трудно, а в ряде случаев невозможно определить, что притекает из продуктивных пропластков (газ или жидкость);
- в) выделение работающих интервалов и определение их дебитов в разрезе скважины, перекрытом насосно-компрессорными трубами с помощью дебитометрических исследований не представляется возможным.

Кроме того, следует отметить, что определение работающих интервалов и их дебитов по результатам комплекса термометрических и дебитометрических исследований связана с большими затратами. В работах отмеча-

ется возможность использования термограммы действующих скважин в качестве дебитомеров. Для определения дебитов продуктивных пропластков в работах используются термограммы действующих скважин и фактическая геотерма замеренных после длительной остановки скважин.

В работах рассматривались возможности прогнозирования интервалов притока газа из продуктивных горизонтов и определение их дебитов по результатам термометрических исследований скважин. Однако, следует отметить, что в ряде случаев (межколонное проявление, переток газа на вышележащие горизонты из-за нарушения целостности обсадной колонны и др.) из-за невозможности дальнейших исследований проводятся или термометрические или манометрические исследования скважин.

В настоящее время результаты этих исследований используются для качественной оценки интервалов поглощения и притока газа из продуктивных пропластков. Вопросы количественной оценки изучены относительно мало.

В работах рассмотрены влияние различных факторов на коэффициент Джоуля-Томсона при фильтрации в пористой среде газов и газоконденсатных систем и составлены корреляционные уравнения для его вычисления. Получена формула для расчёта температурных полей при неизотермической фильтрации газов и газоконденсатных смесей в пористой среде. На основе проведённых экспериментальных исследований авторы работ отмечают, что качественно процесс дросселирования газа с учётом и без учёта теплообмена со скелетом пористой среды и окружающей средой одинаков, однако, в количественном отношении результаты опытов заметно отличаются друг от друга. Оценочные расчёты показали, что основной причиной различия в количественном отношении процесса дросселирования является теплообмен газа и газоконденсатной смеси со скелетом пористой среды.

Следует отметить, что в работах при проведении экспериментальных исследований начальное давление изменялось от 5,0 до 35,0 МПа, а температура от 20 до 90°C.

Таким образом, краткий анализ работ, посвященных изучению изменения температуры за счёт дроссельного эффекта при наличии теплообмена позволяет отметить, что в основном этот вопрос изучался при относительно низких давлениях и температурах.

Поэтому для более детального и глубокого изучения закономерностей изменения температуры газа и газоконденсатных систем при высоких давлениях, температуры и наличии теплообмена, как со скелетом пласта, так и с окружающей средой, требуется проведение специальных лабораторных исследований. К тому же следует отметить, что к настоящему времени также недостаточно полно изучены прогнозирование интервалов притока, поглощения газа, определение их дебитов по результатам термометрических и манометрических исследований скважин.

### Литература

1. *Чарный И.А.* Подземная гидрогазодинамика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы. – 1963.
2. *Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П.* Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964.
3. *Пыхачев Г.Б.* Подземная гидравлика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы. – 1961.
4. *Разумов Г.А.* Расчёт радиальных систем горизонтальных скважин. Труды лаборатории инженерной гидрогеологии ВОДГЕО, сборник № 4. – М.: 1962.
5. *Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейн-заде М.А.* Движение газа в газопроводе путевым отбором. – М.: Наука, 1972.
6. *Черных В.А.* Новая математическая модель стационарного притока реального газа к не обсаженной горизонтальной скважине. Научно-методические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями. – М.: ВНИИГАЗ, 1990.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

С.М. Сопыев, А.Б. Моммадов, Э.П. Бабаева

Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,  
г. Ашгабат, Туркменистан, s.seyilbay@gmail.com, emirhanov1988@gmail.com.

Для изучения дроссельных эффектов, происходящих в пористой среде при фильтрации газа и газоконденсатных систем, была сконструирована специальная установка. Конструкция модели и принципиальная схема экспериментальной установки приведена на рисунке 1.

Экспериментальная установка состоит из четырех узлов: подготовки и закачки в пласт газоконденсатной смеси и газа, модели пласта, замера давления и расхода газа и узла для замера изменения температуры газа.

Первый узел состоит из установки PVT-7 (22), в которой приготавливается газоконденсатная смесь, баллонов с газом (1, 2), ёмкостной высокого давления (6, 7) и измерительных прессов (20, 21).

Бомба PVT-7 снабжена смотровым стеклом, двумя поршнями со штоками и шкалой, по показаниям которых определяется объём пробы и жидкой фазы. Объём пробы, заключенный между поршнями, вычисляется по формуле:

$$V_{\text{пр}} = 2,69 + 3,85(N_{\text{л}} + N_{\text{п}}), \quad (1)$$

где:  $V_{\text{пр}}$  – объём пробы;  $N_{\text{л}}$ ,  $N_{\text{п}}$  – соответственно показания левого и правого поршня.

Объём жидкой фазы определялся по показаниям левого поршня, когда ёмкость высокого давления (22) установлена под углом  $45^\circ\text{C}$  и уровень жидкости находится на середине смотрового стекла.

Для создания рабочей температуры бомбы (6, 7, 22) помещались в рубашку, через которую прокачивалась термостатируемая жидкость из ультратермостата. Поверхность бомбы (6, 7, 22) была покрыта тепловой изоляцией. Для создания термодинамического равновесия между газом и жидкостью ёмкости высокого давления (6, 7, 22) качались вокруг своей горизонтальной оси на  $180^\circ$ .

В качестве модели пористой среды (13) использовался толстостенный сосуд высокого давления (рис. 2), представляющий собой цилиндр из стали высокой прочности.

Чтобы избежать проскальзывания газа между колонной и песком, на внутренней поверхности сосуда нарезается мелкая резьба, после чего сосуд обклеивается песком при помощи клея БФ-2. Для предотвращения выноса песка на входе и выходе модели установлены тонкий слой войлока и сетчатый фильтр. Модель пласта рассчитана на рабочее давление до 70,0 МПа и рабочую температуру до  $200^\circ\text{C}$ .

Узел для замера давления и расхода газа, проходящего через пористую среду состоит из газового счётчика (16), образцовых манометров (9, 10) и грузопоршневого манометра (19) с ртутным разделителем (15). Узел для замера изменения температуры фильтрующегося газа состоит из датчика температуры (11, 12) и потенциометров типа ЭПП-17 (17, 17).

Газоконденсатные системы приготавливались в ёмкостях высокого давления (6, 7, 22) в таком количестве, что до начала прокачки в бомбе (22) объём пробы был равен, примерно, трём объёмам порового пространства модели. Модель пористой среды заполнялась природным газом. Исходя из заранее определённого объёма пор рассчитывалось то количество конденсата, которое надо было добавить в колонну, чтобы получить газоконденсатную смесь, идентичную по составу смесям, приготовленным в ёмкостях высокого давления (6, 7) и (22). Конденсат, рассчитанный на долю модели пористой среды, заправлялся в ёмкость высокого давления (6 или 7).

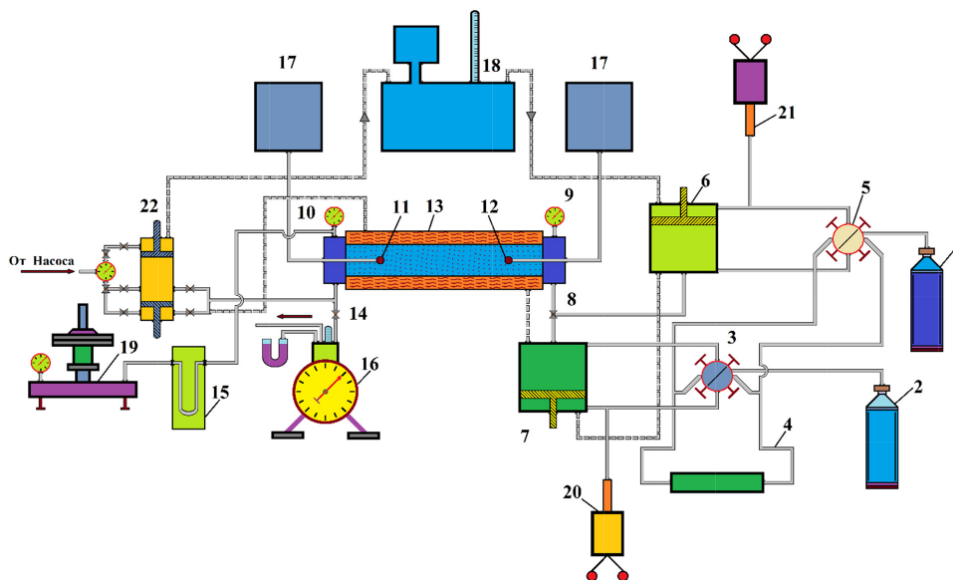


Рис. 1. Принципиальная схема экспериментальной установки.

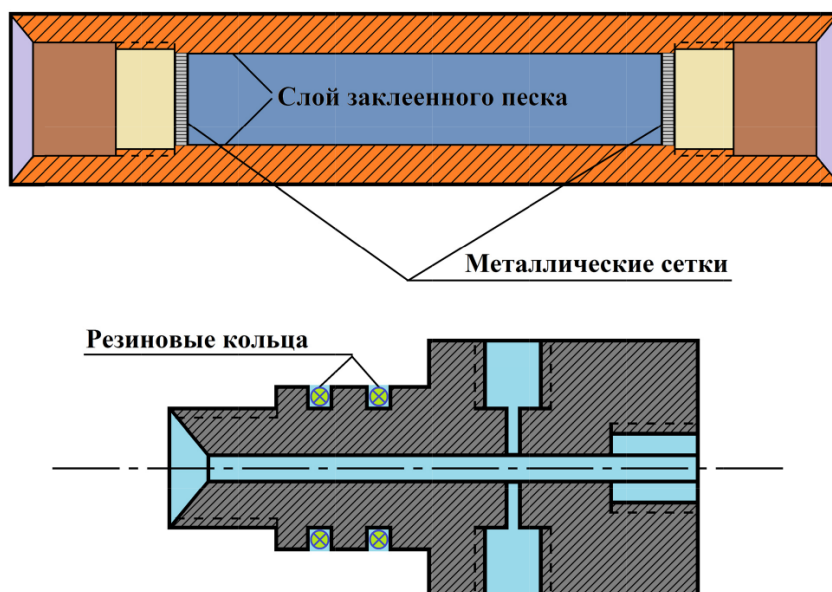


Рис. 2. Модель пласта.

Необходимое количество конденсата для составления рекомбинированной пробы, определённого газоконденсатного фактора подсчитывалось по формуле:

$$V_K = \frac{V_G P T_o q \lambda}{Z T P_o}, \quad (2)$$

где:  $V_G$  – объём газа ( $\text{см}^3$ ) при давлении  $P$  и температуре  $T$ ;  $q$  – газоконденсатный фактор  $\text{см}^3/\text{см}^3$ ;  $\lambda$  – коэффициент усадки конденсата;  $P_o$  – 1,033  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ,  $T_o = 295^\circ\text{K}$ ;  $Z$  – коэффициент сжимаемости газа.

Коэффициент сжимаемости газа рассчитывался по его компонентному составу. Для определения состава газа отбирали пробы газа в стеклянные ёмкости. В качестве запорной жидкости использовали насыщенный раствор поваренной соли. После этого, поддерживая давление в системе, газоконденсатной смесью природный газ вытеснялся из бомбы (22) в е.в.д. (6 или 7). После полного расширения ёмкость высокого давления (6 или 7) подвергалась 40 минутной раскачке для установления равновесия между жидкой и газовой фазами.

Для получения термодинамического равновесия между скелетом пористой среды и газоконденсатной смесью прокачка пробы из одной бомбы в другую и, наоборот, продолжалась в течение 6–7 часов. В общей сложности через модель циркулировалось при этом 15–20 объёмов смеси до достижения идентичности составов на входе и выходе из колонки. Следует отметить, что насыщение модели пористой среды велось при температуре, соответствующей пластовой. С этой целью ёмкости высокого давления (6, 7, 22) и модель пористой среды во время насыщения термостатировались.

В конце прокачки ёмкость высокого давления (22) отсоединялась от системы и в ней определяли давление начала конденсации.

Подготовка модели к опытам состояла в следующем. В качестве пористой среды использовали смесь песка с глиной. Песок с глиной тщательно перемешивался на паровой мельнице до получения однородной смеси. Затем глина с песком высушивалась в термостате при температуре  $100^\circ\text{C}$ , после этого загружали в модель. Загрузка производилась порциями по 100–150 г через верхние открытые отверстия с последующим уплотнением каждой порции в течение 5 минут на вибрационной установке. При уплотнении соблюдалась максимальная осторожность для того, чтобы распределение фракции было равномерным по длине колонки. После полной насыпки надевалась верхняя крышка и модель герметизировалась. Далее модель заполнялась азотом до давления, превышающего рабочее на 1,5–2,0 МПа и спрессовывалась. После опрессовки приступали к определению фильтрационных характеристик модели пласта.

Перед началом исследования на модели пласта определяли геометрический объём, объём перового пространства и проницаемость.

Геометрический объём определялся по результатам заполнения модели дистиллированной водой. Для этого модель переводилась в вертикальное положение, и замерялось количество воды, помещающегося в модели (без пористой среды).

Объём пор определялся из уравнения материального баланса при заполнении модели азотом:

$$V_{\text{пор}} = \frac{V_o P T}{\frac{P_1}{Z_1} - \frac{P_2}{Z_2}}, \quad (3)$$



где:  $P_1$  – начальное давление в колонне с пористой средой, кгс/см<sup>2</sup>;  $P_2$  – конечное давление в колонке, после прохождения определённого количества газа, атм.;  $P_o$  – атмосферное давление, кгс/см<sup>2</sup>;  $V_o$  – объём газа, выходящего из пористой среды при снижении давления от  $P_1$  до  $P_2$  при атмосферных условиях;  $Z_1, Z_2$  – коэффициент сжимаемости соответственно при  $P_1$  и  $P_2$ .

Пористость модели пласта вычислялась по результатам измерений первого и геометрического объёмов пласта:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{геом}}} \quad (4)$$

Для контроля пористость пласта была вычислена по данным о весе песка загруженного в модель:

$$m = 1 - \frac{g\gamma}{V_{\text{геом}}}, \quad (5)$$

где:  $g$  – вес песка, загруженного в модель;  $\gamma$  – удельный вес песка.

Проницаемость определялась по формуле:

$$K = \frac{2Q\mu l T}{T_o F (P_1^2 - P_2^2)}, \quad (6)$$

где:  $K$  – проницаемость образца, мкм<sup>2</sup>;  $V_o$  – количество газа, прошедшего через образец, см<sup>3</sup>/сек;  $\mu$  – вязкость газа, сантипуаз;  $l$  – длина образца, (модели пласта), см;  $F$  – площадь поперечного сечения образца, см<sup>2</sup>;  $T_1, T_o$  – соответственно пластовая и стандартная температуры;  $P_1, P_2$  – соответственно давление в начале и в конце колонки, МПа.

Насыщение колонки водой производилось в вертикальном положении. Сосуд с водой, установленный на высоте 1 м от верхнего конца колонки, соединялся гибким шлангом с нижним вентиляем колонки. Вода предварительно фильтровалась и вакууммировалась в течение 4-х часов.

После насыщения образца водой она вытеснялась сухим газом. Вытеснение воды производилось при вертикальном расположении колонки сверху вниз при малых градиентах давления (0,10 МПа) до прекращения капель. После этого процесс вытеснения продолжался при постоянно возрастающих градиентах давлений (до 3,5 МПа). При этом градиент давления поддерживался до тех пор, пока не достигалась определённая величина водонасыщенности, что контролировалось взвешиванием колонки. Следует отметить, что перепад давления при проведении опытов не превышал 3,5 МПа.

Количество остаточной водонасыщенности определялось весовым способом, а также проверялось методом падения давления. Таким образом, опыты были проведены с остаточной водонасыщенностью 20 и 33%.

### Литература

1. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы. – 1963.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недр. – 1964.
3. Пыхачев Г.Б. Подземная гидравлика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1961.
4. Разумов Г.А. Расчёт радиальных систем горизонтальных скважин. Труды лаборатории инженерной гидрогеологии ВОДГЕО, сборник № 4. – М.: 1962 г.
5. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейн-заде М.А. Движение газа в газопроводе путевым отбором. – М.: Наука. – 1972.
6. Черных В.А. Новая математическая модель стационарного притока реального газа к не обсаженной горизонтальной скважине. Научно-методические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями. – М.: ВНИИГАЗ. – 1990.

## ПРИМЕНЕНИЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ В КАТОДНОЙ ЗАЩИТЕ ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ БИОКОРРОЗИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Е.В. Спиридонова

Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ),  
г. Казань, Kyte-92@yandex.ru

В настоящее время все предприятия нефтегазовой промышленности полностью оснащены электротехническим оборудованием и автоматизированы. Для безопасной и бесперебойной работы, необходимо качественное электроснабжение. Применяемое в промышленности электрооборудование очень часто является дорогостоящим и имеет установленные технические требования к использованию и технические параметры, не позволяющие введение в эксплуатацию данного оборудования при некачественном напряжении питания со сколь-нибудь даже самым малым отклонением напряжения от нормы. Поэтому, использование в промышленности стабилизаторов напряжения является как нельзя более актуальным.

Стабилизатором напряжения называется устройство, поддерживающее неизменным напряжение на нагрузке при изменении значений питающего напряжения, температуры окружающей среды и при воздействии других дестабилизирующих факторов, которые могут привести к изменению напряжения на нагрузке [1].

С материальной точки зрения стабилизатор напряжения – это электротехническое устройство, выполненное с использованием технических элементов, которые исполняют свои определённые функции в совокупности поддерживая напряжение на заданном уровне.

В настоящее время на рынке стабилизаторов предложено большое количество типов приборов от самых разных производителей для стабилизации напряжения, как в быту, так и в производстве. Условно стабилизаторы напряжения можно разделить:

по количеству фаз в сети:

- однофазные стабилизаторы напряжения
- трехфазные стабилизаторы напряжения

по принципу работы:

- сервоприводные стабилизаторы напряжения;
- ступенчатые (электронные) стабилизаторы напряжения;
- релейные стабилизаторы напряжения;
- симисторные стабилизаторы напряжения (тиристорные);
- феррорезонансные стабилизаторы напряжения;
- стабилизаторы напряжения с двойным преобразованием энергии;
- стабилизаторы с подмагничиванием. [2]

На данный момент усовершенствование катодной защиты изучается учёными в разных отраслях производства, и данные работы были и остаются актуальными. В работах А. А. Фатхуллина, И. Г. Гараева, А. А. Анашкина и В. В. Чулючкина [3] регулярно проводятся исследования по совершенствованию системы катодной защиты от коррозии морских судов, платформ для бурения и добычи нефти, трубопроводов, вертикальных стальных резервуаров и другого ёмкостного оборудования нефтегазовой отрасли.

Для эффективного функционирования системы катодной защиты должны обеспечивать как высокоточное задание требуемого значения защитного потенциала корпуса оборудования, так и высокоточное автоматическое поддержание текущего значения защитного потенциала на уровне его требуемого значения с ошибкой, не превышающей 1% от требуемого значения защитного потенциала, на основании сравнения текущего значения потенциала, снимаемого с установленного на корпусе электрода сравнения, с заданным требуемым значением.

Использование в аналогах параметрических стабилизаторов напряжения на основе полупроводникового стабилизатора с балластным резистором и регулирующего потенциометра в качестве источника эталонного напряжения и операционных усилителей для сравнения текущего значения потенциала, снимаемого с электрода сравнения, с заданным требуемым значением в виде эталонного напряжения, то есть элементов аналоговой электронной техники, работающих в условиях широкого диапазона изменения температуры, не позволяет обеспечить их соответствие современным требованиям по точности. Исследования по подбору наиболее эффективного стабилизатора напряжения продолжаются.

В одном из последних исследований в данном направлении была усовершенствована существующая система катодной защиты с применением импульсного стабилизатора напряжения.

На основе данного исследования авторы делают вывод, что полученный источник электрической энергии будет иметь стабильный выходной электрический сигнал и по сравнению с существующими аналогами обладает следующим рядом преимуществ:

- широкий температурный диапазон (способен сохранять работоспособность до  $-60^{\circ}\text{C}$ );
- высокий срок эксплуатации;
- низкие массогабаритные показатели;
- отсутствие необходимости постоянного обслуживания.

Научная группа при Гомельском государственном техническом университете имени П.О. Сухого, Респуб-

лика Беларусь, провела исследования по диагностированию дефектов катодной защиты трубопроводов, методом измерения электрических потенциалов «труба-земля» (Германия, Россия). Данный метод наиболее универсален и перспективен, поскольку он, в отличие от других методов, позволяет не только обнаружить имеющиеся дефекты, но и определить потенциально опасные участки трассы, где в последствии могут возникнуть очаги коррозии [4].

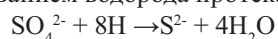
Опыт пользования потенциальным методом показывает, что для корректного вывода об эффективности работы станций катодной защиты (СКЗ) необходимо измерять вдоль трассы трубопровода поверхностные потенциалы и градиенты напряжения как при включенной, так и при отключенной внешней поляризации трубы, когда гарантировано постоянное напряжение защитного потенциала. Да и само качество защиты от коррозии во многом определяется не только правильным выбором величины потенциала «труба-земля», но и его стабильностью в процессе работы трубопровода. По результатам данного исследования было доказано, что устройства стабилизации обеспечивают постоянство потенциала «труба-земля» при реально существующих колебаниях сетевого напряжения. После завершения испытаний устройства стабилизации были установлены и включены на постоянную работу на станциях катодной защиты РУП «Гомельтранснефть «Дружба». Наблюдения за их работой в течение первых двух месяцев показали, что колебания защитного потенциала «труба-земля» на этих станциях прекратились [4].

Есть предположение, что применение стабилизаторов напряжения будет эффективно и с подавлением биокоррозии. Литературно-статейный обзор показывает, что любое смещение потенциала усиливает активизацию бактерий СВБ в 5–6 раз, соответственно стабилизация наиболее важна.

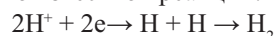
Основное участие микроорганизмов в процессе коррозии сводится к катодной деполяризации путём удаления водорода и электронов в результате непосредственного действия ферментов; образованию агрессивных веществ в следствии метаболизма.

Кюри и Ван-дер Влагт [5] ещё в 30-х годах обратили внимание на следующее обстоятельство сопровождающее метаболизм СВБ в нейтральных средах и в отсутствии кислорода: в процессе своей жизнедеятельности бактерии поглощают значительное количество водорода.

Процесс сульфатредукции с использованием водорода протекает по схеме:



Когда в среде, где культивируются бактерии, находится металл и он подвергается коррозии с водородной деполяризацией (т.е с выделением водорода) по известной реакции:



то источником водорода может служить катодный процесс его выделения на корродирующем металле. Кюри Ван-дер Влагт предположили, что усиление коррозии железа или стали под действием СВБ происходит именно благодаря поглощению водорода с катодных участков металла. Поскольку самопроизвольное удаление водорода с поверхности металла является одной из деполяризующих стадий катодного процесса электрохимической коррозии, Кюри Ван-дер Влагт выдвинули предположение о том, что облегчение этого процесса СВБ обуславливает деполяризацию указанной стадии и усиливает коррозию железа или стали в присутствии СВБ. Коррозионные процессы на металле в присутствии СВБ представлены следующими химическими, электрохимическими и биологическими реакциями:

1.  $8\text{H}_2\text{O} \rightarrow 8\text{OH}^- + 8\text{H}^+$  (в среде);
  2.  $2\text{Fe} \rightarrow 4\text{Fe}_2^+ + 8\text{e}$  (на анодном участке металла);
  3.  $8\text{H}^+ + 8\text{e} \rightarrow 8\text{H}$  (на катодном участке металла);
  4.  $\text{SO}_4^{2-} + 8\text{H} \rightarrow (\text{бактерии}) \text{S}^{2-} + 4\text{H}_2\text{O}$  (катодная деполяризация);
  5.  $\text{Fe}^{2+} + \text{S}^{2-} \rightarrow \text{FeS}$  (на аноде);
  6.  $3\text{Fe}^{2+} + 6(\text{OH})^- \rightarrow 3\text{Fe}(\text{OH})_2$  (на аноде);
- Суммарная реакция  $4\text{Fe}_{2+} + 4\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{FeS} + 3\text{Fe}(\text{OH})_2 + 2\text{OH}^-$ .

В процессе жизнедеятельности СВБ из среды поглощается водород, а затем на поверхности металла и в объёме среды появляется чёрный осадок сульфида железа и сравнительно небольшое количество гидрата закиси железа. Сульфид железа сначала тормозит процесс коррозии железа, а затем стимулирует удаление выделившегося водорода бактериями и является основной причиной деполяризующего действия СВБ при коррозии.

Таким образом, механизм участия СВБ в коррозионном процессе весьма своеобразен и довольно сложен. В основном, стимулирование коррозионного процесса в присутствии СВБ связано не только с самим участием бактерий в электрохимических реакциях коррозии, сколько с влиянием продуктов жизнедеятельности этих бактерий на кинетику электродных процессов коррозии.

Очевидно, что появление в среде, где развиваются СВБ, сероводорода и, возможно, кислорода существенным образом изменяет агрессивность такой среды, как нейтральные минерализованные электролиты (пластовые и сточные воды нефтепромыслов). Сероводород, как известно, активно влияет на анодный и катодный процессы коррозии. Кислород – сильнейший деполяризатор кислородной коррозии металлов. Появление сульфида железа и элементарной серы создаёт условия для образования микрогальванических пар, что заметно усиливает локальную коррозию металла в местах скопления этих осадков.

Анализируя данную информацию можно сделать вывод, что при отсутствии реакции выделения атомарного водорода, которая является наиболее питательной средой для бактерий, бактерицидную обработку можно про-

вести более эффективно при минимальных затратах. Следовательно применение стабилизаторов необходимо и в условиях хранения и подготовки нефти, на примере РВС.

Соответственно интенсификация системы катодной защиты стабилизаторами напряжения действительно положительно сказывается на качестве ЭХЗ, и необходима практически во всех отраслях промышленности.

### Литература

1. *К.С. Сайкин, В.В. Тоголев*, Методическая разработка для лабораторного практикума по радиофизике и радиоэлектронике. – Казань, 1997.

2. «Как выбрать стабилизатор напряжения для загородного дома» С. Серомашенко [Электронный ресурс]: URL: <http://elektrik.info/main/electrodom/285-kak-vybrat-stabilizator-dlya-zagorodnogo-doma.html>

3. *С.Ю. Труднев*. Исследование работы импульсного стабилизатора напряжения для питания катодной защиты морских платформ / С.Ю. Труднев, А.О. Шуваева // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С.О. Макарова. – 2018. – Т. 10. – № 4. – С. 818–827.

4. Разработка, изготовление и внедрение устройства стабилизации потенциала «труба–земля» на станциях катодной защиты трубопроводов РУП «Гомельтранс-нефть «Дружба» // Научно-технический отчет, № ГР 20002797. – Гомель: ГО БИА, 2000. – 16 с.

5. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией нефтепромыслового оборудования и трубопроводов/ И.В. Стрижевский. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979.

# ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ПЛАСТОВЫХ ВОД ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮТС КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

А.С. Старцева (Федотова)<sup>1</sup>, М.С. Шипаева<sup>1</sup>, А.А. Шакиров<sup>2</sup>, И.П. Новиков<sup>3</sup>

<sup>1</sup> ФГАОУ ВО К(П)ФУ, г. Казань, anast.startsewa2013@yandex.ru

<sup>2</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань

<sup>3</sup> АО «Татнефтепром», г. Альметьевск

## АННОТАЦИЯ

В данной работе приведены результаты исследований геоиндикаторного (гидрогеохимического) состава добываемой и закачиваемой воды на протяжении 13 месяцев периодического отбора образцов. В ходе мониторинга установлены отличительные признаки как различных пластов по составу, так и воды системы ППД, прослежено их изменение. Пластовые воды исследуемых тульского и бобриковского горизонтов относятся к общему визейскому терригенному водоносному комплексу, а в качестве воды, используемой системой ППД, используются попутно-добываемые воды с этих же пластов, поэтому использование макрокомпонентов, полученных стандартным шестикомпонентным анализом, не позволяет найти отличия в концентрациях компонент для каждого пласта. Для решения данной проблемы были использованы высокоточные методы геохимических исследований микрокомпонентов, предел обнаружения которых может достигать сотых долей в ppb. На основании полученных данных с применением методов математической статистики проведён расчёт долей притока воды, определены источники поступления пластовой воды в продукцию скважин, определены нарушения в конструкции ствола скважин, проверены негерметичности скважинного оборудования. Таким образом, данное исследование является важным шагом в изучении гидрогеохимического состава пластовых вод, что может помочь в управлении добычей на близкозалегающих тульско-бобриковских пластах.

**Цель:** определение источника обводнения и профиля притока для скважин, перфорированных на несколько пластов, оценка проведённых ГТМ.

**Задачи:** отбор проб с устьев добывающих скважин, проб системы ППД, характеристика гидрохимической зональности, определение источника обводнения и профиля притока для скважин, перфорированных на несколько пластов, оценка проведённых ГТМ.

## ВВЕДЕНИЕ

Гидрогеохимические методы активно используются в нефтедобывающей практике для оценки сложных внутрипластовых процессов, протекающих при разработке залежей нефти [2]. По отдельным гидрогеохимическим показателям и их изменению во времени можно успешно фиксировать не только реакцию добывающих скважин на действие системы ППД, но и определять степень участия нагнетаемых вод в вытеснении нефти, направления и скорости их движения на различных участках залежи [3], определить основной обводняющий горизонт, выявить нарушения в конструкции скважин, а также оценить успешность выполнения ГТМ [2].

## ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Объектом исследования являются залежи тульско-бобриковского возраста одного из месторождений Республики Татарстан. Месторождение приурочено к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [1], тектонически приурочено к западному склону Южно-Татарского свода. На участке проведённых исследований нефтенасыщенными толщами являются нижнекаменноугольные терригенные отложения (визейский ярус – тульский и бобриковский горизонты). По исследуемому месторождению в целях геохимического мониторинга на протяжении 13 месяцев было исследовано 367 образцов устьевых проб, в число которых входили опорные скважины на тульский и бобриковский горизонты, скважины, эксплуатирующие два данных горизонта совместно, и пробы воды системы ППД. На данном этапе разработки пластовые воды представляют собой смесь исходных пластовых вод и растворов, закачивающихся в систему ППД.

## МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геохимические исследования пластового флюида проводятся путём измерения элементного состава попутно-добываемой пластовой воды и воды системы ППД с использованием высокоточных методов масс-спектрометрии на скважинах. Выборка скважин для определения характерных признаков пластов осуществляется автоматизированным алгоритмом. На выбранных скважинах устанавливаются закономерности изменения состава добываемого флюида как по площади, так и по разрезу. Полученные данные обрабатываются методами математической статистики (метод максимального правдоподобия для линейной нормальной модели), позволяющими оценивать происхождение источника обводнения при работе скважин на нескольких пластов с совместной добычей [4, 5].

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Все пробы прошли пробоподготовку (деэмульгирование, термообработку, фильтрацию).

По полученным результатам лабораторных исследований построены графики распределения геохимичес-

кого состава образцов воды со скважин по маркеру М12, которые позволяют достаточно точно идентифицировать каждый из пластов по гидрогеохимическому составу несмотря на то, что они относятся к общему визейскому терригенному гидрогеологическому комплексу и по макрокомпонентам практически идентичны (рис. 1).

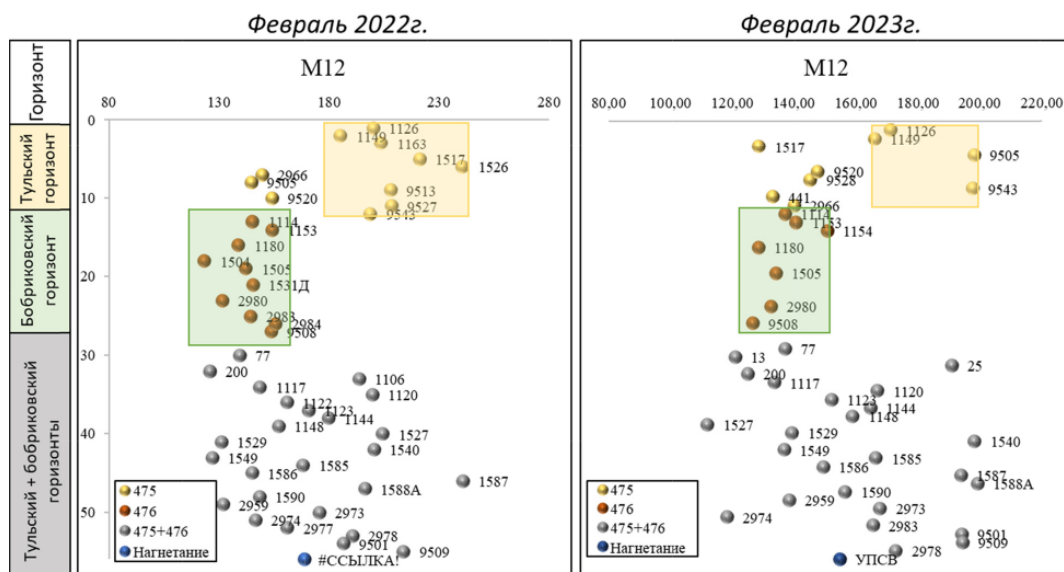


Рис. 1. Распределение концентрации по маркеру М12 (февраль 2022 и 2023).

В партии февраль 2022 на рисунке 1 отмечается различие содержания М12 по тульскому и бобриковскому горизонтам с диапазонами содержания **185,1–221,2 ppm** и **123,3–154,0 ppm** соответственно. Образец с УПСВ характеризуется значением 168,6 ppm по М12. Вода, используемая с целью ППД имеет близкий состав с составом воды с опорных скважин, так как для закачки используются попутно-добываемые воды в смеси данных пластов (тульский, бобриковский) и на графиках состав воды с УПСВ расположен между значениями по опорным скважинам. В то же время чётко выделяются опорные скважины №№ 2966, 9505, 9520, перфорированные на тульский горизонт, по ним даётся заключение заколонный переток – вода не свойственна эксплуатируемому горизонту.

В партии февраль 2023 на рисунке 1 отмечается различие содержания М12 по тульскому и бобриковскому горизонтам с диапазонами содержания **165,8–198,1 ppm** и **126,5–150,55 ppm** соответственно. Образец с УПСВ характеризуется значением 154,7 ppm по М12. Также выделены скважины №№ 1517, 9520, 9528, 441, 2966, перфорированные на тульский горизонт, по ним даётся заключение заколонный переток.

За период мониторинга по нескольким скважинам, по которым было дано заключение заколонный переток, был проведён ремонт. По скважине № 9505 по результатам геохимического анализа была выявлена аномалия – по составу вода соответствовала не перфорированному тульскому горизонту, а бобриковскому нецелевому пласту. В декабре 2022 года на скважине дважды был произведен ТРС в связи с негерметичностью пакера, после чего в феврале 2023 прослеживаются явные изменения – проба со скважины по геохимии соответствует тульскому горизонту, аномалии не наблюдается.

По скважине № 1517 напротив – за период мониторинга был зафиксирован прорыв воды с другого горизонта, ремонт пока не проводился.

Аномалии по скважинам №№ 2966, 9520, 9528, 441 фиксируются на протяжении всего мониторинга. По скважинам №№ 2966 и 441 предполагается наличие нарушения в изоляции бобриковского горизонта, который ранее долгое время эксплуатировался, а потом был изолирован цементом. По скважине № 9528 подтверждена заколонная циркуляция с глубины 1131,4 м (бобриковский горизонт) результатами ПГИ. По скважине № 9520 в конструкцию внедрён пакер (выше самого верхнего продуктивного тульского горизонта), предполагается заколонный переток с вышележащих более пресного по составу, предположительно, алексинского пласта, методами ГИС пока не подтверждено (не проводились).

По скважинам с совместной эксплуатацией двух горизонтов на основе геохимического состава и при использовании математического алгоритма выполнено разделение долей притока воды (рис. 2). Результаты расчётов свидетельствуют о том, что приток воды наблюдается преимущественно с бобриковского горизонта.

Все заключения, сделанные по результатам гидрогеохимического анализа, были сопоставлены с заключениями по ГИС, по всем скважинам с имеющимися свежими данными получена хорошая сходимость результатов. Резльтирующая таблица представлена ниже (табл. 1).

Для всего добывающего фонда был произведён расчёт коэффициентов влияния нагнетания на обводнённость продукции, на их основе построены карты изменения Квл для всего периода мониторинга (рис. 3).

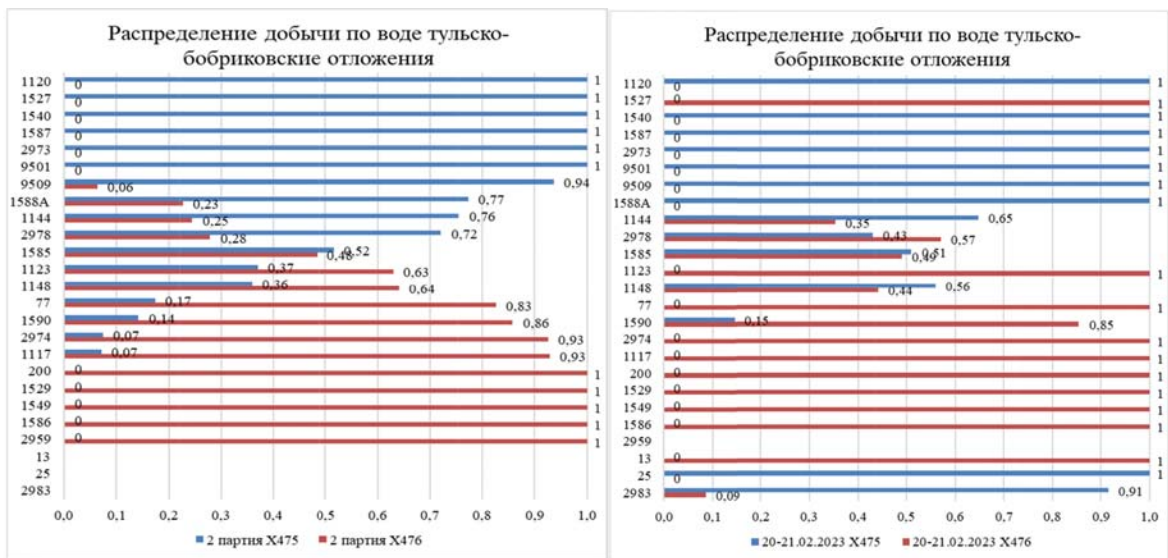


Рис. 2. График по разделению долей притока по воде тульско-бобриковских отложений (февраль 2022 и 2023).

Таблица 1

Сопоставление заключений по геохимии с заключениями по ГИС

№ п/п	Скв.	Перфорация	Заключение по геохимии	Заключение по ГИС	Состояние
1	9505	475	Негерметичность пакера	Негерметичность пакера	Устранено
2	1517	475	ЗКЛП	ЗКЛП	Даны рекомендации по устранению
3	2966	475	ЗКЛП	ЗКЛП	Даны рекомендации по устранению
4	9520	475	ЗКЛП	-	Не устранено
5	9528	475	ЗКЦ	ЗКЦ	Даны рекомендации по устранению
6	441	475	Негерметичность э/к	Негерметичность э/к	Даны рекомендации по устранению

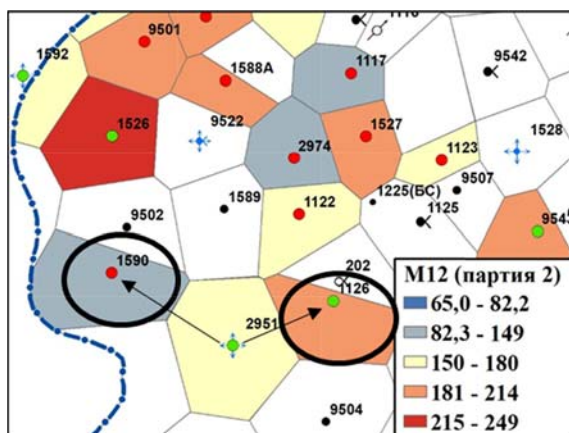


Рис. 3. а) – Карта концентрации маркера M12 на изучаемом участке.

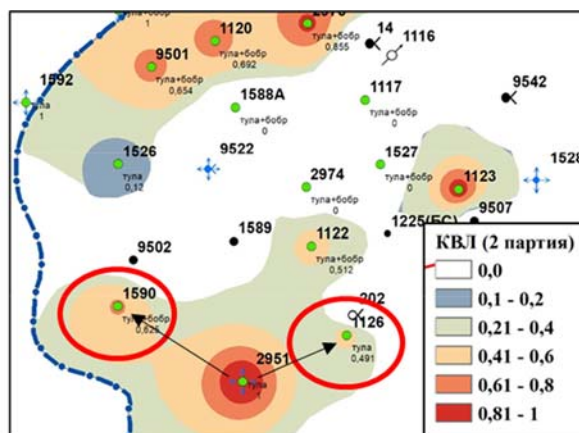


Рис. 3. б) – Карта изменения Квл на изучаемом участке.

Одним из примеров может служить скважина № 1590, где отмечаются высокие значения Квл, обусловленные влиянием близлежащей нагнетательной скважины № 2951, осуществляющей закачку по тульскому горизонту (475), а после её отключения в конце июня наблюдается резкое уменьшение Квл до 0,069 д.е. (таблица 2), обусловленное остаточным влиянием нагнетаемой ранее воды (рис. 2). Соседняя добывающая скважина № 1126 характеризуется схожими значениями Квл: после отключения нагнетательной скважины влияние к августу снизилось до 0,082 д.е. В феврале 2023 года после включения скважины № 2951 в работу Квл вновь возрос до 0,801 д.е. На примере скважины № 1590, перфорированной на тульский и бобриковский горизонты, выявлено, что обводнение происходит по тульскому горизонту. Таким образом, становится ясным, какая из нескольких нагнетательных скважин участка оказывает больший вклад в обводнение продукции.

Доли нагнетаемой воды в добывающих скважинах

№ п/п	Скв	Пласт	Обв	Коэффициент влияния от ППД (Квл)/ Объем закачки по нагнетательной скважине м <sup>3</sup> /мес					
				февраль 2022	март 2022	май 2022	июль 2022	август 2022	февраль 2023
1	1592н	475		56	31	62	58	62	75
2	2951н	475		480	528	315	0	0	497
3	1590	475+476	71,3	0,625	0,659	0,903	0,732	0,069	0,801
4	1126	475	63,5	0,491	0,497	0,472	0,438	0,082	0,636

\*голубым цветом в таблице отражены периоды работы нагнетательных скважин

## ВЫВОДЫ

В ходе масштабного мониторинга было проведено исследование гидрогеохимического состава пластовых вод, которое позволило идентифицировать состав каждого из исследуемых пластов (рис. 3), выявлены нарушения в конструкциях скважины, установлена активность существующей системы ППД. Время реагирования добывающих скважин на осуществляемую закачку в среднем около 1 месяца. На примере скважины № 1590, перфорированной на оба горизонта, выявлено, что обводнение происходит по тульскому горизонту.

## БЛАГОДАРНОСТЬ

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075–15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. Багманова С.В. и др. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: учебное пособие для обучающихся по образовательной программе высшего образования по специальности 21.05.02 Прикладная геология. – 2019.
2. Шипаева М.С. Применение геоиндикаторной технологии для выявления источника обводнения в продукции добывающих скважин и совмещение с результатами ГИС / А. А. Шакиров, М. С. Шипаева, А. С. Старцева [и др.] // Геомодель, 2022. Москва: Общество с ограниченной ответственностью «ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ», 2022. – С. 340–343.
3. Скримскис, Г.Э. Оценка эффективности заводнения объекта ЮВ1 Кошильского месторождения на основании гидрогеохимических данных / Г. Э. Скримскис, Н. Р. Кривова // Нижневартовск: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 233–241.
4. Kytüría Sabina L. de Figueredo, Carlos A. Martinez-Huitle, Antonio Bernardo R. eixeira, Andrü Luis S. de Pinho, Carla A. Vivacqua, Djalma R. da Silva, Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different production zones of mature fields in the Potiguar Basin – Brazil, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 116, 2014, pp. 109–114.
5. Shipaeva M.S., Nuriev I.A., Evseev N.V., Miftahov T.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A. (2020). Improving efficiency of oil recovery and finding a source of watering in multi-zone deposits by geochemical methods of research. Georesursy = Georesources, 22(4), pp. 93–97.

## СВЯЗЬ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРАСКОВЕЙСКО-АЧИКУЛАКСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ С ПАЛЕО ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ИХ СЕДИМЕНТАЦИИ

З.В. Стерленко, Е.Ю. Туманова, Т.В. Ибрагимова, К.С. Голованов

ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь, sterlenko34@mail.ru

**Аннотация.** В работе рассматривается зависимость коллекторских свойств песчано-алевритовых пород-коллекторов от палеогидродинамических режимов осадконакопления. При проведении палеогеографических реконструкций среды седиментации прежде всего решается вопрос восстановления палеогидродинамических условий и энергетических уровней этой среды.

Петрофизические параметры пород определяются в значительной степени их литологическими особенностями, которые обусловлены палеогидродинамической обстановкой седиментации, в частности активностью среды осадконакопления, что даёт возможность выявить и проанализировать взаимосвязь между ними.

При обработке фактического материала использовались методы математической статистики.

**Ключевые слова:** коллекторские свойства, палеогидродинамический режим, осадконакопление, математическая статистика.



Проведена графическая обработка данных гранулометрического анализа, что позволило получить аналитическое и графическое выражение связей между различными петрофизическими параметрами и гидродинамической активностью, а также коэффициенты корреляции, оценивающие тесноту этих связей. В процессе исследования были изучены песчано-алевролитовые породы продуктивных пластов нижнего мела нефтяных месторождений Прасковейско-Ачикулакской зоны нефтегазонакопления, проведена графическая обработка данных гранулометрического анализа и их генетическое истолкование, выявлена связь петрофизических параметров с обстановками осадконакопления.

При статистической обработке петрофизических параметров, из рассмотрения исключались образцы известняков, мергелей, глин и аргиллитов, так как они не являлись коллекторами.

Для воссоздания физико-географических обстановок геологического прошлого используется комплекс приёмов и методик, позволяющих на основании литологических признаков и свойств осадочных пород устанавливать условия осадконакопления, которые влияют на фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) пород, формирующиеся и изменяющиеся на всех стадиях литогенеза. Поэтому выявление определяющей роли седиментационных или постседиментационных факторов, а также направленности их влияния является важнейшей задачей литологических исследований [1].

Восстановление условий осадконакопления песчано-алевритовых пород-коллекторов является одной из основ при прогнозировании литологических и стратиграфических залежей нефти и газа, а также при выявлении пропущенных участков и отдельных прослоев, сформировавшихся в активной гидродинамической среде и представленных породами – коллекторами с высокими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС).

По данным анализов керна было проведено сопоставление пористости ( $K_p$ ) с проницаемостью ( $K_{пр}$ ) для исследуемых отложений. Ниже приведён график взаимосвязи этих параметров (рис. 1).

Для обоснования критических значений петрографических параметров ФЕС использовалось граничное значение коэффициентов проницаемости. В качестве граничного использовалось значение  $K_{пр.кр} = 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, принятое для нижнемеловых отложений Восточного Предкавказья (Гудок, 1967).

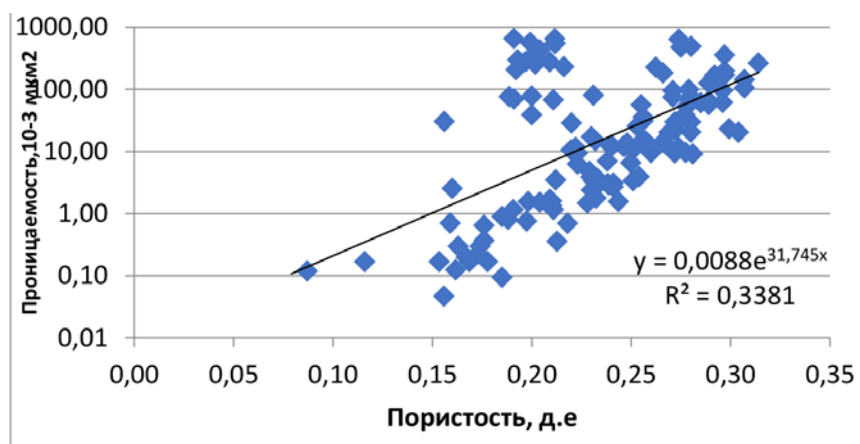


Рис. 1. Зависимость проницаемости от пористости.

Между изучаемыми параметрами существует прямая довольно тесная связь (коэффициент корреляции  $R = 0,78$ ). Используя эту зависимость определили, что критическому значению  $K_{пр.кр} = 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответствует значение  $K_p = 0,15$  д.ед. Эта величина и принята в качестве критического значения пористости для пород-коллекторов Прасковейско-Ачикулакской зоны нефтегазонакопления.

Аналогичным путём были определены критические значения глинистости и остаточной водонасыщенности. Таким образом, для исследуемых продуктивных пластов можно принимать следующие критические значения, которые позволяют разделить породы продуктивных пластов на коллектора и неколлектора.

Критические значения: проницаемости  $K_{пр.кр} = 1 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>; пористости  $K_{п.кр} = 0,15$  д.ед., глинистости  $K_{гл.кр} = 0,3$  д.ед.; остаточной водонасыщенности  $K_{ов.кр} = 0,75$  д.ед.

Кроме того, построенные графики зависимости пористости и проницаемости от остаточной водонасыщенности и глинистости с высокой степенью достоверности показали, что увеличение содержания глинистых частиц и остаточной воды способствует снижению показателей ФЕС – пористости и проницаемости.

В данной работе для восстановления обстановок осадконакопления использовались данные гранулометрического анализа: были рассчитаны гранулометрические коэффициенты (по Траску) для терригенных пород нижнемеловых отложений Прасковейско-Ачикулакской зоны нефтегазонакопления. Эти параметры находятся в тесной зависимости от динамики среды седиментации. На участках, где преобладали высокие палеогидродинамические уровни, концентрировался наиболее грубый обломочный материал и формировались песчаные тела коллектора [2].

Как известно, гранулометрический состав осадков формируется под действием динамики среды, а каждой обстановке седиментогенеза присущи свойственные только ей особенности динамического режима, которые

отражаются на грансоставе. Для определения активности среды осадконакопления использовалась методика В.С. Муромцева [3].

По методике В.С. Муромцева были определены уровни активности среды осадконакопления для терригенных образований альбского яруса нижнего мела. По имеющимся данным была построена гистограмма распределения уровней гидродинамической активности (рис. 2). Анализ гистограммы показал, что исследуемые образования формировались в условиях II, III и IV уровней, причём основная часть исследуемых пород (68,9%) формировалась в условиях низкой (IV) активности среды осадконакопления. При этом накапливались песчано-глинистые алевролиты и мелкозернистые песчаники, для которых характерна волнистая, линзовидная и горизонтальная слоистость.

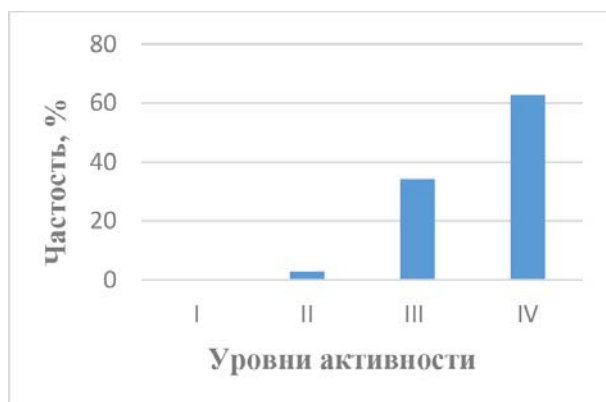


Рис. 2. Гистограмма распределения уровней активности среды осадконакопления терригенных образований альбского яруса нижнего мела.

Для оценки влияния режимов осадконакопления на коллекторские свойства пород были построены графики зависимости некоторых петрофизических параметров и коллекторских свойств от активности среды осадконакопления. Для всех построенных графиков характерна линейная зависимость с высокими коэффициентами корреляции ( $R = 0,65-0,8$ ).

Анализ этих графиков позволил установить, что при уменьшении уровня активности от II до IV:

– глинистость пород увеличивается с 0,2 д.ед. до  $\approx 0,3$  д.ед., достигая критического значения. Можно предположить, что при формировании пород при V уровне активности коллектора не образуются.

– пористость уменьшается с 0,28 д.ед. до 0,22 д.ед.;

– остаточная водонасыщенность увеличивается до 0,73 д.ед., приближаясь к критическому значению.

Заключение. Произведен анализ петрофизических параметров и ФЕС продуктивных пластов альбских отложений Прасковейско-Ачикулакской зоны нефтегазонакопления, дано обоснование их критических значений.

Определены уровни активности среды осадконакопления для терригенных образований альбского яруса нижнего мела.

Установлены корреляционные зависимости петрографических параметров пород-коллекторов от уровней активности режимов осадконакопления.

Таким образом, можно констатировать, что в условиях высокой активности гидродинамической среды осадконакопления образуются породы с лучшими коллекторскими свойствами, формируются песчаные тела, в пределах которых можно проектировать комплекс геолого-геофизических исследований для выявления зон нефтегазонакопления.

## Литература

1. Рейнек, Г.Э. «Обстановки терригенного осадконакопления» / Рейнек Г.Э, Сингх И.Б. – Москва: «Недра». – 1981. – 439 с.

2. Туманова Е.Ю., Стерленко З.В., Абакаров М.А., Чумаченко Ю.Д., Котосина Т.А. Сравнительная характеристика палеогидродинамических режимов седиментации отложений альбского яруса Ачикулакского и Белозерского нефтяных месторождений // Актуальные проблемы наук о Земле: материалы VIII (65-ой) ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону» / ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет». – Ставрополь, 2021. – 396 с.

3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: «Недра». – 1984. – 260 с.

**АПРОБАЦИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ РЕАКТОРНЫХ СТЕНДОВ ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИДАТА  
УТИЛИЗАЦИЕЙ ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ  
ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ**

**Э.Т.М. Темраз Белал, С.А. Ситнов, А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих, А.В. Вахин**  
*ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань*  
E-mail: Belaltamraz3@gmail.com

Ресурсы трудноизвлекаемых запасов в мире составляют более 200 млрд т. Кроме того, подсчитано, что более 60% мировых запасов нефти находятся в карбонатных коллекторах, и большая часть из них дополнительно осложнена наличием высоковязких нефтей [1]. Только на Россию приходится 67% «трудной» нефти. В связи с этим энергетические, экологические и промышленные сообщества, в целях создания новых высокоэффективных и адаптации существующих технологий повышения нефтеизвлечения на месторождениях, сосредоточены на процессах декарбонизации, в частности, на утилизацию попутного нефтяного газа (ПНГ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) [1]. Кроме того, освоение месторождений нефти с карбонатом типом коллектора сопряжено с определенными сложностями. В данной работе представлены и апробированы лабораторные реакторные стенды с применением реактора периодического действия и проточного типа для каталитического окисления легких углеводородов (УВ). Данные реакторные системы являются прототипами промышленного внутрискважинного реактора для утилизации ПНГ и ШФЛУ, и дальнейшей обработки карбонатного коллектора продуктами их окисления (оксидатом), включающие смесь органических кислот, УВ растворителей, что сочетает в себе методы кислотной обработки, закачки растворителя и термического воздействия [2].

На первом этапе был сконструирован стенд для установления возможности протекания каталитического окисления легких УВ и получения оксидата с наибольшим содержанием органических карбоновых кислот (рис.1).

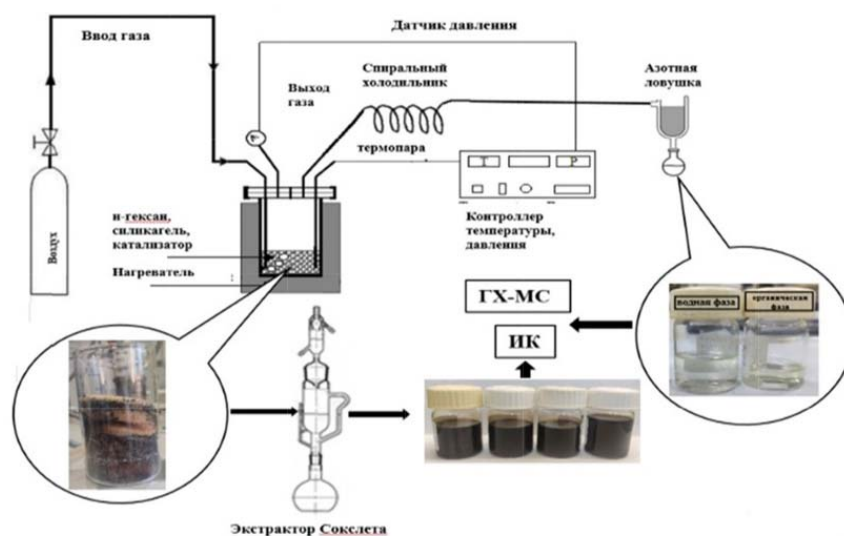


Рис. 1. Схема установки с реактором периодического действия.

Данный комплекс (см. рис. 1) включает реактор периодического действия ( $T_{\max} = 300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P_{\max} = 130\text{ бар}$ ), в котором непосредственно проводили некаталитическое и каталитическое (в присутствии Fe, Ni, Cr) окисление, источник окисляющего агента (баллон с воздухом), контроллер температуры и давления, а также азотная ловушка для улавливания жидких продуктов окисления; в качестве ШФЛУ, как идеальную модель, использовали н-гексан. Изменение температуры и давления в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов приведено на рис. 2 и 3, соответственно.

На основании результатов выявлено, что все эксперименты характеризуются превышением заданной температуры 180 °С и давления 50 бар на начальном этапе, причем резкое повышение давления и температуры связано с образованием гидропероксидов при взаимодействии кислорода воздуха с н-гексаном с разрывом связи в молекуле последнего. При этом молекула кислорода присоединяется к углеводороду с разрывом только одной связи и с образованием гидропероксида в качестве первичного молекулярного продукта. Последние, в свою очередь, нестабильны: под действием температур и катализаторов они распадаются по связи -О-О-. Образовавшиеся радикалы вступают в реакции рекомбинации, образуя молекулярные продукты окисления – спирты, альдегиды, кетоны, эфиры и органические карбоновые кислоты.

В результате проведения процесса окисления при 180 оС и 50 бар в течение 2 часов было установлено, что самую высокую эффективность проявил катализатор на основе железа, который обеспечил протекание процесса в режиме автокатализа.

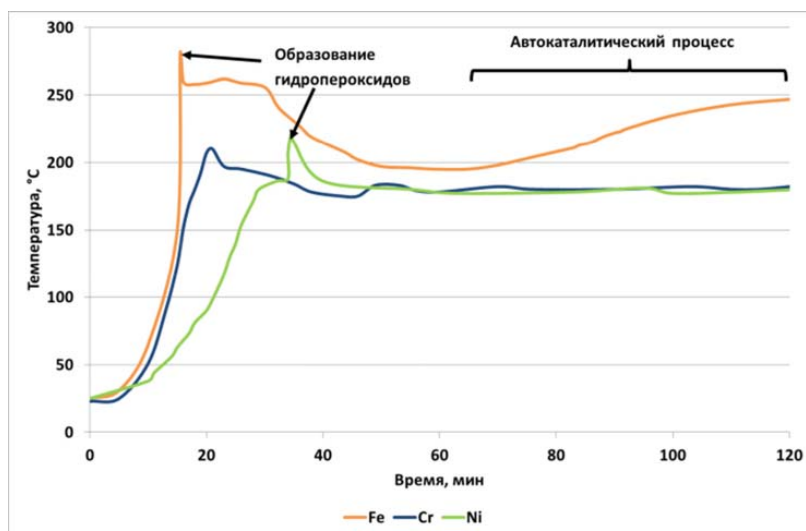


Рис. 2. Изменение температуры в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов.

В результате применения данного катализатора выход по целевому продукту – уксусной кислоте оказался по сравнению с катализаторами на основе Cr и Ni наивысшим – 52 % при отсутствии данной кислоты в продуктах других каталитических опытов. Кроме того, для опыта с железным катализатором также характерно наличие в небольших количествах таких спиртов, как пропанол, бутанол. В присутствии хрома образуются в основном кетонные вещества – ацетон и 2-бутанон, а также альдегиды низших кислот, для никеля – образование большого количества метилового спирта.

Выявлено высокое содержание ацетальдегида в водных фазах после эксперимента в присутствии хрома и никеля по сравнению с железным катализатором. Это может говорить о катализатором о незавершенности процесса окисления и низкой каталитической активности Ni и Cr, так как конверсия n-гексана в целевые продукты – карбоновые кислоты, в частности, уксусную кислоту, протекает в меньшей степени, по сравнению с железным [3, 4].

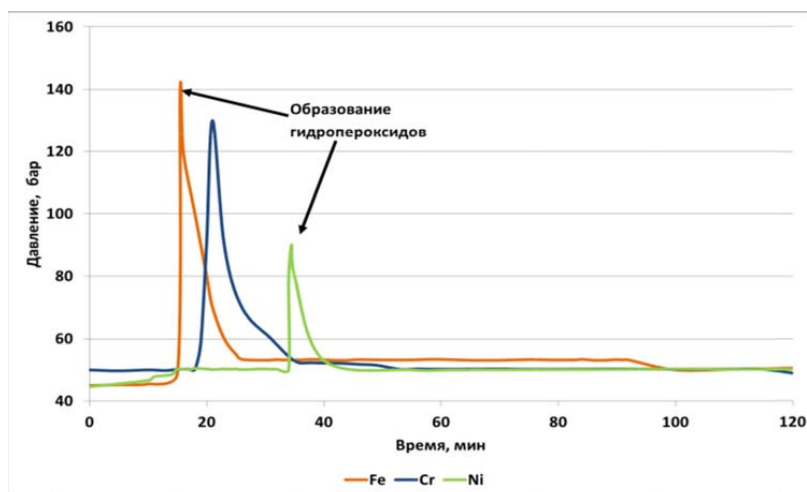


Рис. 3. Изменение давления в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов.

Для большего приближения к пластовым условиям было принято решение о модернизации первоначальной установки. Усовершенствованный стенд представлен на схеме на рис. 5. Автоклав периодического действия был заменен на проточный реактор (как уменьшенная модель промышленного внутрискважинного реактора), который напрямую совмещается с кернодержателем (получаемый оксидат будет продвигаться в кернодержатель для взаимодействия с карбонатным керном размером 30 x 50 мм). На входе в реактор установлен тройник для предварительного смешения ШФЛУ и окисляющего агента. ШФЛУ подается с помощью плунжерного насоса, обороты которого (и, соответственно, ход поршня), регулируются с помощью частотного преобразователя. Такая схема позволяет приблизить предлагаемую технологию к промышленной реализации на промысле, где ПНГ или ШФЛУ будет смешиваться с окислителем во внутрискважинном реакторе и продукты окисления будут впрыскиваться сразу в пласт. Но также при использовании этой технологии необходимо и важно учитывать все возможные риски и внедрять ее с учетом соответствующих мер безопасности и защиты окружающей среды.

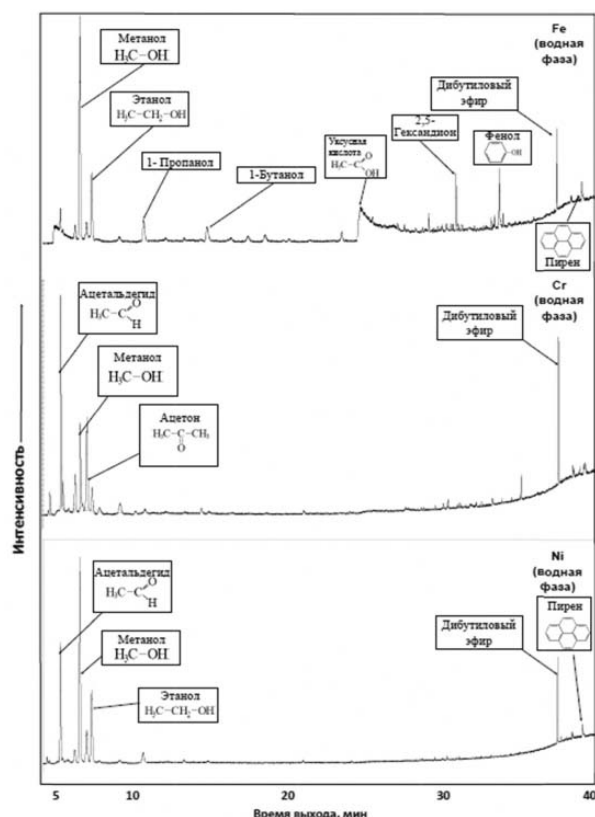


Рис. 4. ГХ-МС спектры продуктов каталитического окисления n-гексана.

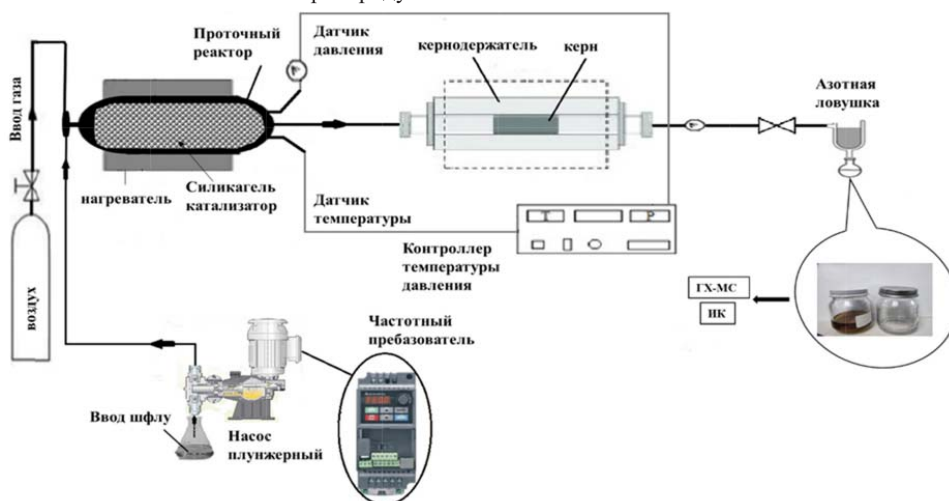


Рис. 5. Схема установки с проточным реактором и кернодержателем.

## Литература

1. *Narozhnyy, I.; Narozhnaya, E.; Ilyenko, A.* Economic Evaluation of Applying the Technology of Water-Gas Stimulation of Formation to Enhance Oil Recovery. In Proceedings of the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; IOP Publishing, 2021; Vol. 720, p. 12035.
2. *Colman, D.A.; Cooper, J.B.* Process of the Producing of Acetic Acid. L.A.R. U.S. Patent No. 6057475, 2 May 2000.
3. Патент RU 2765941 С1. Способ термохимической обработки нефтяного карбонатного пласта для добычи высоковязкой нефти и устройство для его осуществления / Шагеев А.Ф., Вахин А.В., Яруллин Р.С., Ситнов С.А., Нургалиев Д.К., Байгильдин Э.Р., Лукьянов О.В. 07.02.2022. Заявка № 2021124686 от 20.08.2021
4. *Sitnov, S.A.; Shageev, A.F.; Aliev, F.A.; Bajgildin, E.R.; Davletshin, R.R.; Feoktistov, D.A.; Dmitriev, A.V.; Vakhin, A.V.* The Liquid Phase Oxidation of Light Hydrocarbons for Thermo-Gas Chemical Enhanced Oil Recovery Method. Processes 2022, 10, 2355. <https://doi.org/10.3390/pr10112355>

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЯМР РЕЛАКСОМЕТРИИ  
НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**  
М.Г. Фазлыяхматов<sup>1</sup>, Б.В. Сахаров<sup>1,2</sup>, В.Я. Волков<sup>1</sup>, Н.М. Хасанова<sup>1</sup>,  
И.Н. Шаманов<sup>1</sup>, Варфоломеев М.А.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, mfazlyjy@kpfu.ru  
<sup>2</sup>ФБУН ГНЦ Прикладной микробиологии и биотехнологии, п. Оболенск, г.о. Серпухов

**Введение.** Ранее промышленное извлечение нефти из коллекторов нефти, насыщенных подвижными углеводородами (УВ) составляло треть от общего содержания, не затрагивая битумы межзерновой области с содержанием твёрдой фазы в виде асфальтенов до 65% и керогена с содержанием 90% и более. Асфальтены в отличие от керогена растворяются в органическом растворителе. Встала задача диагностики упущенной информации о состоянии органического вещества (ОВ) и возможности извлечения УВ из реликвидных скважин. Очевидно, что возвращение и реанимирование скважин может стать наиболее рентабельным и быстро окупаемым направлением. С другой стороны проблема освоения низкопроницаемых керогенсодержащих пород, способных при тепловом воздействии генерировать сланцевую нефть, является актуальной и для России. Доманиковые отложения на территории Татарстана, как с высоким, так и низким содержанием ОВ, относятся к малоизученным локально-нефтеносным горизонтам.

Неинвазивная технология ЯМР-релаксометрии, разработанная для численной диагностики органического вещества и группового состава тяжёлой нефти [1-3], показала свою эффективность при исследовании нетрадиционных коллекторов ОВ, в частности битумонасыщенной породы продуктивного пласта месторождения Vocade Jaruco (Куба) с высоким содержанием в минеральном составе кальцита [4]. Цель настоящего сообщения не только применить технологию ЯМР-релаксации для численной диагностики в доманиковых отложениях содержания ОВ с карбонатным цементом, но провести сравнительный анализ с битуминозной породой.

Измерения проводили на ЯМР релаксметре «Хроматэк-Протон 20М» (ЗАО СКБ «Хроматэк», Россия), работающем на резонансной частоте протонов 20 МГц, временем парализации приемника не более 10 мкс и диаметром пробирки 10 мм [1]. Специальная программа управления автоматически настраивает прибор на резонансные условия, измеряет сигнал спада свободной индукции (ССИ), переключается на измерение амплитуд сигналов эха в серии импульсной последовательности Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (КПМГ), что обеспечивает одновременную регистрацию ССИ и КПМГ, и выполняет совместную обработку экспериментальных данных. Фиттинг осуществляется по полуэмпирическим математическим моделям в виде классического разложения на компоненты, где определяются амплитудно-релаксационные характеристики твердотельных и жидкофазных спадов для истинной восстановленной кривой  $A_0$  (в нулевое время), твердофазной ( $A_{0s}$ ) и жидкофазной ( $A_{0L}$ ) компонент.

**Битумонасыщенная порода.** Суммарная амплитуда сигналов  $A_0 = A_{0s} + A_{0L}$  отражает содержание ОВ, где в зоне пересечения одна и та же релаксационная кривая определяется обоими методами для жидкофазной  $A_{0LSSI} \cong A_{0LKPMG}$ , причём точность совпадения двух результатов подтверждает адекватность аппроксимации данных, для примера приведён образец на глубине 653 м (рис. 1) [4]. Истинное значение твердофазного сигнала в нулевое время  $A_{0s} = 8,50$  составляет 59,86% от общего сигнала, доля аморфной части  $f_{Sam} = 0,48$  показывает такое же твердотельное состояние асфальтена, как растворённого в нефти [1]. Отношение  $F = A_{0L}/A_{0s} = 0,67$  характеризует битумонасыщенность образца и широко применяется в термогравиметрии [5].

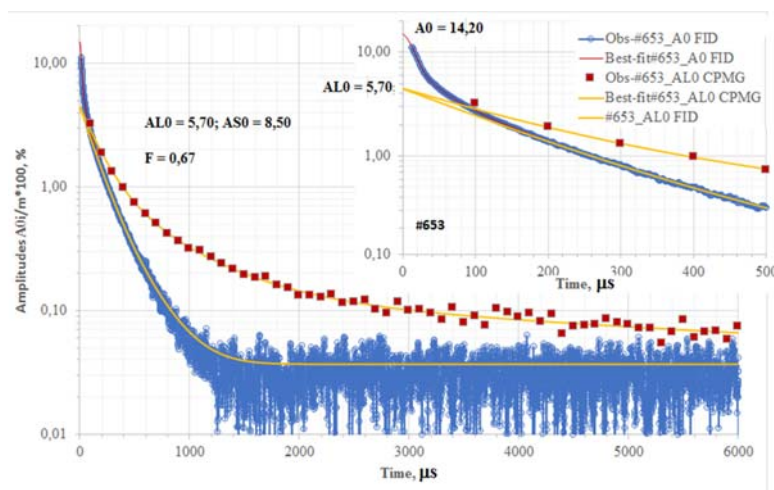


Рис. 1. Экспериментальные и фиттинговые сигналы ССИ и КПМГ битумонасыщенного образца на глубине 653 м. На вставке начальный участок в диапазоне 500 мкс.

Было установлено, что в битумонасыщенной породе по разрезу продуктивного пласта месторождения Vocade Jaruco [4]:

1. Суммарная амплитуда сигналов  $A_0 = A_{0S} + A_{0L}$  отражает количественное содержание ОБ в породе с надёжной корреляцией  $R^2 = 0,99$  по термогравиметрии  $OM_{TGA}$  и  $A_{0ЯМР}$  по формуле:  $OM_{TGA} = 1,07 \cdot A_{0ЯМР}$ . Подтверждает известные литературные данные об одинаковом содержании водорода (протонной плотности) в битуме и воде. Возможность напрямую измерять количественное содержание ОБ в одном из видов нетрадиционных (битумонасыщенных) коллекторов.

2. Амплитуда твердофазного сигнала  $A_{0S}$  составляет от 40 до 55% от  $A_0$  и коррелирует с содержанием асфальтенов в битумоиде, а жидкофазный сигнал полностью идентичен сигналу экстракта из породы и имеет компоненты в разложении, соответствующие компонентному составу SARA. Влияние породы на сигнал ЯМР не обнаруживается (рис.2).

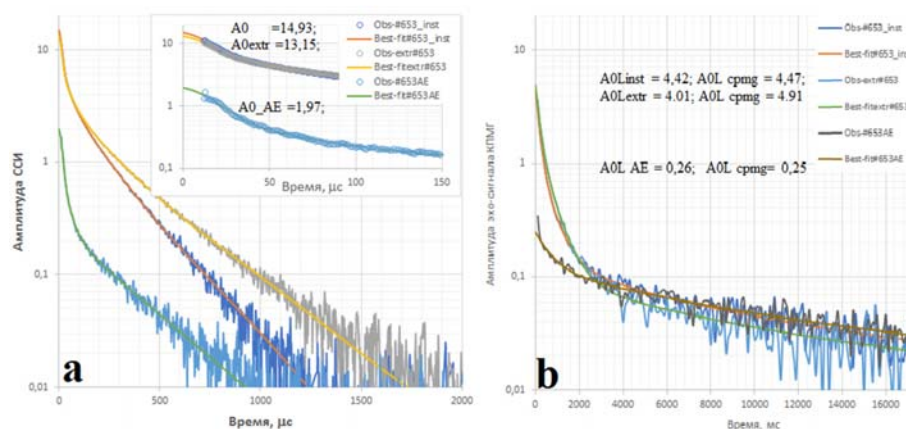


Рис. 2. Экспериментальные и фиттинговые сигналы породы на глубине 653м до (inst), после экстракции (AE) и экстракта (extr): а) ССИ; б) КПМГ.

**Доманиковые отложения.** Аналитическая технология ССИ-КПМГ была применена к другому виду нетрадиционных коллекторов, представленных доманиковыми отложениями (ДО) с высоким содержанием ОБ и минеральным составом с преобладанием карбонатов и кварца. На примере релаксационных сигналов ССИ и КПМГ образца на глубине 1678,25 м (рис. 3) следует, что истинное значение твердофазного сигнала в нулевое время  $A_{0S} = 9,20$  и составляет 85,98% от общего сигнала,  $f_{Sam} = 0,22$ , т.е. доля аморфной части очень маленькая и сопоставима для асфальтена, извлеченного из нефти ( $f_{Sam} = 0,31$ )[1]. Таким образом можно предположить, что доля  $f_{Sam} = 0,22$  показывает твердотельное состояние керогена.

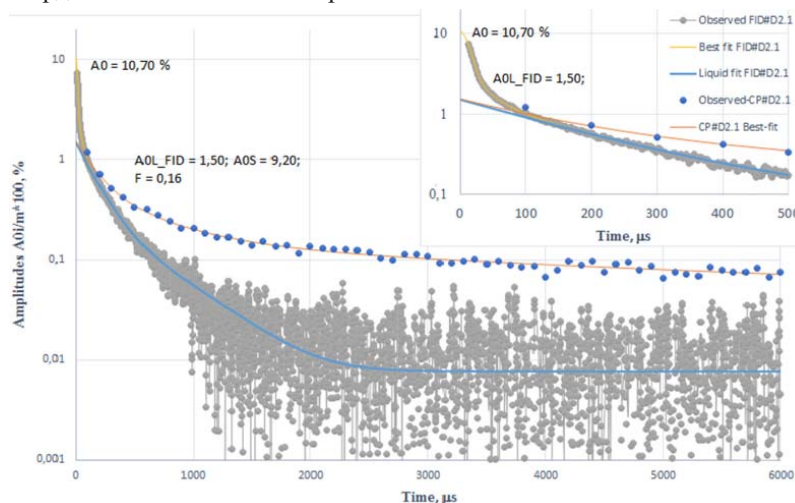


Рис. 3. Экспериментальные и фиттинговые сигналы ССИ и КПМГ образца доманиковых отложений, глубина 1678,25 м.

Второй диагностический признак  $F = A_{0L}/A_{0S} = 0,16$  соответствует значительному преобладанию твердотельного сигнала в кероген содержащей породе и контролирует низкую растворимость ОБ (2,4%). Таким образом установлено для 11 проб из доманиковых отложений трёх разных месторождений:

1. Суммарная амплитуда сигналов  $A_0 = A_{0S} + A_{0L}$  представляет численное содержание ОБ с надежной корреляцией  $R^2 = 0,99$  с результатами термогравиметрии ТГА:  $OM_{TGA} = 1,2796 \cdot OB_{ЯМР\_ДО}$ . Изменение коэффициента пересчёта в корреляционном уравнении свидетельствует о присутствии ОБ в доманиковой породе с более низкой протонной плотностью, чем в битуме  $OM_{TGA} = 1,07 \cdot OB_{ЯМР\_Бит}$ , предположительно керогене.

2. Амплитуда твердофазного сигнала  $A_{0S} = 7,20 = A_{0S-Битум} + A_{0S-кероген}$  в доманике (глубина 1720 м) составила 90,6% общего сигнала  $A_0 = 7,95$ , что соответствует присутствию в породе твердотельных образований после растворения битума, каковым является кероген. Релаксационные сигналы ССИ и КПМГ в породе до и после экстракции очень близки между собой по форме спада, а форма сигнала экстракта отличается от таковых из породы и имеет компоненты в разложении, не соответствующие компонентному составу SARA нефти (рис. 4). Для наглядности релаксационные сигналы нормированы на 100 %, что позволяет контролировать изменение формы сигналов. В породе АЕ#2 после экстракции (по стандартному протоколу горячим способом) общее содержание ОВ уменьшилось  $A_{0-AE} = 5,05\%$ , а твердотельная часть осталась равной содержанию керогена  $A_{0S-AE} = 4,62\%$  (91%), в котором доля аморфной части сохраняется также низкой  $f_{Sam} = 0,22$ . В экстракте, извлеченном холодным способом при ЯМР-контроле, общий сигнал составил  $A_{0-экстр} = 5,22\%$ , а твердотельный растворенный асфальтен битума равен  $A_{0S-экстр} = 3,18\%$  (60,9 % от общего ОВ), в котором доля аморфной части увеличилась и составила  $f_{Sam} = 0,59$ , как и для растворённого асфальтена в нефти. Фактор F в породе до и после экстракции был очень низким 0,1 (преобладание твёрдофазного сигнала 90%), а в экстракте подвижная часть углеводородов  $F=0,64$  характеризуется как битум, обогащённый асфальтенами по сравнению соответствующей нефтяной частью [5].

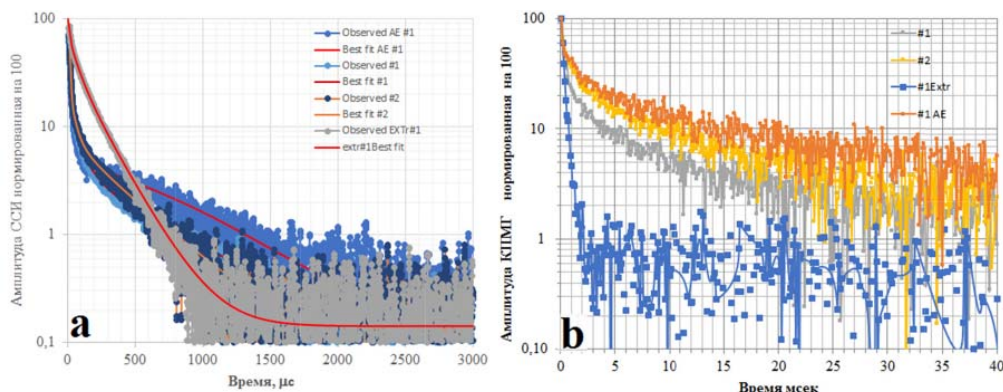


Рис. 4. Нормированные релаксационные сигналы образца доманиковых отложений на глубине 1720 м до (#1), после экстракции (#1AE) и экстракта (#1Extr): а) ССИ; б) КПМГ.

Таким образом, присутствие керогена оказывает сильное влияние на релаксационные характеристики битума в породе. Флюид в порах керогена утрачивает подвижность и фиксируется как твёрдотельный сигнал. Сильное организующее влияние керогена на флюид косвенно отмечается в работах Корба [6].

**Извлеченный порошок керогена из доманиковых пород.** Определены амплитудно-релаксационные характеристики твёрдотельных  $A_{0S} = 62,6\%$  (97,34% от  $A_0$ ) и  $f_{Sam} = 0,16$ , жидкофазных  $A_{0L} = 1,71$  ( $A_{0КПМГ} = 1,49$ ) компонент в нулевое время [7]. Экспериментальные и фитинговые релаксационные спады ССИ и КПМГ для извлеченного порошка керогена представлены на рис. 5.

Определены следующие диагностирующие признаки, превращающие метод ЯМР-релаксометрии в технологию одновременной регистрации ССИ-КПМГ сигналов и обработка экспериментальных кривых с помощью фитинга по полуэмпирическим математическим моделям [1], где определяются амплитудно-релаксационные характеристики твердотельных и жидкофазных компонент спадов в виде классического графического разложения на компоненты для решения как аналитических задач, так и технологических в процессе естественного протекания событий, не влияя на него процедурой отбора проб, увеличивая роль первичных данных, исключая артефакты [8].

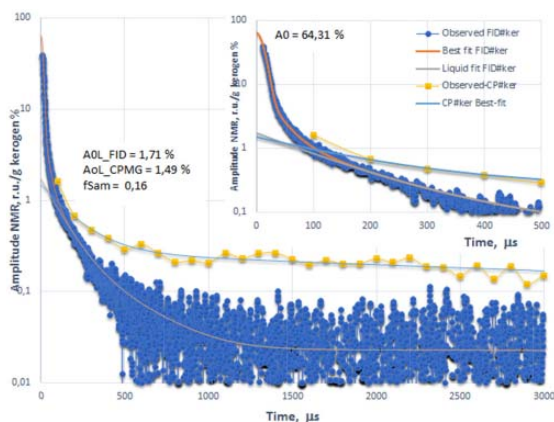


Рис.5. Экспериментальные и фитинговые сигналы ССИ и КПМГ порошка керогена, извлеченного из Доманиковых отложений.



### Основные выводы:

1. Суммарная амплитуда сигналов  $A_0 = A_{0s} + A_{0L}$  отражает содержание органического вещества. Надёжная корреляция  $A_{0-ЯМР}$  в битумонасыщенной породе с результатами  $OM_{-ТГА}$  по термогравиметрии:  $OM_{-ТГА} = k \cdot A_{0-ЯМР}$ , где коэффициент пересчёта  $k_{Бит} = 1,07$  и  $k_{DO} = 1,2828$  контролируют плотность ОБ. Этот коэффициент согласуется с известными литературными данными об одинаковом содержании водорода (протонной плотности) в битуме и воде ( $k_{Бит} = 1,07$ ). Оценка плотности керогена в породе через коэффициент пересчёта  $k_{DO} = 1,2828$  может быть проведена без его извлечения химическим путем.

2. Выявлен важный фактор  $F = A_{0L}/A_{0s}$  – доля подвижной жидкостной части, в нефти  $F > 1$  – преобладание жидкой части над твердотельной; в битуме  $1 > F > 0,5$ , в керогене:  $F < 0,5$  – преобладание твердотельной части.

3. Представлен новый управляющий фактор доля аморфной части  $f_{Sam} = 0,49$  характеризует твердофазный сигнал в битуме, в извлеченном твёрдом асфальтене составляет  $f_{Sam} = 0,31$ . В доманиковой породе если до экстракции доля равна  $f_{Sam} = 0,32$ , то после экстракции уменьшается  $f_{Sam} = 0,22$  и в самом экстракте  $f_{Sam} = 0,59$ .

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

### Литература

1. Volkov, V.Y. Analysis of the composition and properties of heavy oils in situ by low field NMR relaxation method / V.Y. Volkov, B.V. Sakharov, N.M. Khasanova [et al.] // Georesursy. – 2018. – V. 20, No.4. – P. 308–323. – doi: 10.18599/grs.2018.4.308-323.
2. Volkov, V.Y. Low-field NMR-relaxometry as fast and simple technique for in-situ determination of SARA-composition of crude oils / V.Y. Volkov, A.A. Al-Muntaser, M.A. Varfolomeev [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 196. – 107990. – doi: 10.1016/j.petrol.2020.107990.
3. Adiko, S.B. Processing of High-Paraffinic vacuum residues by thermocatalytic methods to obtain bitumen / S.B. Adiko, A.A. Gureev, N.M. Khasanova [et al.] // Construction and Building Materials. – 2021. – V. 285. – 122880. – doi:10.1016/j.conbuildmat.2021.122880.
4. Galeev, R.I. Novel low-field NMR method for characterization content and SARA composition of bitumen in rocks / R.I. Galeev, B.V. Sakharov, N.M. Khasanova [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – V. 214. – 110486. – doi: 10.1016/j.petrol.2022.110486.
5. Ganeeva, Y.M. Thermal analysis methods to study the reservoir bitumens / Y.M. Ganeeva, T.N. Yusupova, E.S. Okhotnikova // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2020. – V.139. – P.273–278.
6. Nicot, B. Magnetic expression in kerogen reveals impact on fluid transport / B. Nicot, J.P. Korb, I. Jolivet [et al.] // Magnetic Resonance. – 2022. – V. 3. – P. 125–136. – doi: 10.5194/mr-3-125-2022.
7. Fleury, M. Characterization of shales using T1–T2 NMR maps / M. Fleury, M. Romero-Sarmiento // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 137. – P. 55–62.
8. Stainforth, J.G. Practical kinetic modeling of petroleum generation and expulsion / J.G. Stainforth // Marine and Petroleum Geology. – 2009. – V. 26. – P. 552–572.

**«В ТОЧКУ» – СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
С УЧЁТОМ ЧАСОВ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ И ТРЁХЗОННОГО ТАРИФА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.  
АЛГОРИТМ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ  
ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАТРАТ**

**Г.Э. Фархутдинов**

*ООО «Газпромнефть-Оренбург», центр управления добычей, сектор оперативного управления  
Farkhutdinov.GE@gazprom-neft.ru*

1. Процесс формирования проекта можно разделить на следующие стадии:

– Утверждение проекта оптимизации затрат и проведение пробной реализации оптимизации электрооборудования в декабре – феврале 2022–2023 гг. на одном из месторождений ООО «Газпромнефть-Оренбург».

– Определение план-графика часов максимума нагрузки (далее по тексту – ЧМН) на 2023 г. Определение перечня потребителей, для корректировки режима работы согласно плану графика ЧМН на 2023 год (помесячно).

По результатам пробной реализации проекта расчёт экономии затрат за счёт снижения потребления электроэнергии с учетом ЧМН.

Разработка инструмента для внедрения в операционный ритм работы критерия с учётом часов максимума нагрузки и трёхзонного тарифа электроэнергии на механизированном фонде скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (далее по тексту – УЭЦН) (нефтяные скважины, водозаборные и т.д.) и прочем электрооборудовании.

2. Описание и предпосылки для создания проекта:

– Предпосылкой является высокая стоимость покупной электроэнергии для общества.

Решением – оптимизация режима работы электрооборудования с учётом часов максимума нагрузки и трёхзонной тарификации на оплату электроэнергии.

Результат – экономия операционных затрат на покупку электроэнергии без капитальных вложений для общества.

3. Оптимизация механизированного фонда скважин оборудованных УЭЦН (и электроцентробежных насосов для водозабора – далее по тексту ЭЦВ) и прочего электрооборудования с учётом пиковых зон (максимума нагрузки и часов полупика, пика и ночных зон) позволит получить снижение затрат на потреблении электроэнергии общества, оптимизация подразумевает под собой разобшение времени работы (по тому оборудованию которое предполагает циклический/периодический способ эксплуатации, с возможностью накопления (уровня) в периоды максимальной тарификации и эксплуатации вне зоны часы максимума нагрузки и пиковых зон).

4. Ландшафт внедрения проекта – оптимизации работы электрооборудования в ООО «Газпромнефть-Оренбург» на двух опытных объектах:

– Подобрано процессорное оборудование для оптимизации на двух объектах общества: цех добычи нефти и газа (далее по тексту – ЦДНГ) (скважины, оборудованные УЭЦН на нефтяном фонде) и цех подготовки и перекачки нефти (далее по тексту – ЦППН) (насосы, ЭЦВ, электродегидраторы).

– Оценен потенциал и часы максимума нагрузок (в основном попадают на вечерние часы между 18:00–20:00).

– Способ управления по механизированному фонду – корректировка режима под 24-х часовой цикл для скважин. Сдвиг цикла работы влево-вправо относительно часов максимума нагрузки и трёхзонной тарификации на оплату электроэнергии (чтобы середина часа максимума нагрузки приходилась на середину режима накопления скважины либо другого электрооборудования). Подстройка под часы максимума нагрузки после отключения скважины (для проведения работ, перерыв в электроснабжении). Плановая проверка подстройки режима под часы максимума нагрузки (каждый понедельник). На текущий момент проработка алгоритма автоматизации без вмешательства через дистанционную отстройку.

– Способ управления по электрооборудованию ЦППН:

Принудительное отключение электродегидраторов в часы максимума нагрузки; подстройка режима работы насосов под часы максимума нагрузки (работа до/после часов максимума нагрузки, в выходные дни).

Исполнение и диспетчеризация:

ЦДНГ – график работы скважины в цифровых инструментах, используемых для контроля работы подземного оборудования (УЭЦН, ЭЦВ и т.д.), создание автоматического алгоритма предполагающего корректировку времени работы подземного оборудования с учётом снижения затрат на электроэнергию.

ЦППН – ведомость работы насосного оборудования (двухчасовки). Графики электрических нагрузок насосов и электродегидраторов.

5. Наглядная схема по текущей схеме потребления электроэнергии на месторождении и внедренной схеме оптимизации оборудования (значения и суммы взяты условно, с целью демонстрации экономического эффекта):

– Стоимость 1МВт ставки за мощность составляет 910 тыс.руб, что сопоставимо 0,9 руб. к тарифу за ЭЭ.

– При правильно подобранном режиме работы за каждый 1МВт экономия по году составит 14,2 млн.руб на покупку электроэнергии.



Рис.1. Генерация и потребление электроэнергии (ценовая зона).



Рис.2. Текущая схема потребления электроэнергии по месторождению.

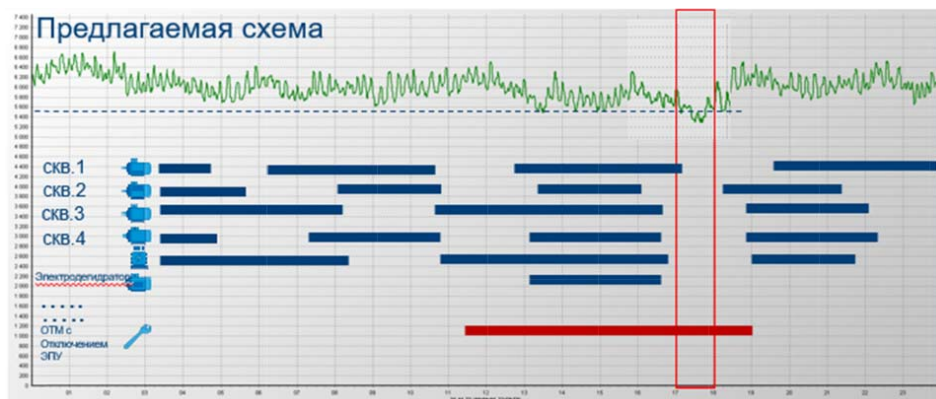


Рис.3. Оптимизированная схема потребления электроэнергии по месторождению.

Краткие выводы (тезисы):

- Данный проект реализован на двух объектах в ООО «Газпромнефть-Оренбург» собственными силами.
- Затраты на реализацию проекта отсутствовали.
- Сокращение затрат на добычу на 1 м<sup>3</sup>.
- Сокращение затрат на электроэнергию.
- Сокращение затрат по предприятию без капитальных вложений.
- Собственная идея, реализованная своими силами, на текущий момент прорабатывается алгоритм по автоматизации проекта.

6. Экономическая эффективность внедренного проекта на механизированной добыче и подготовке нефти (значения и суммы взяты условно, с целью демонстрации экономического эффекта):

мощность к снижению в ЧМН – 1,32 МВт

Снижение стоимости «ставки за мощность» –  $1,32 \times 0,894 = 1,18$  млн.руб/мес. (▼на 7,6% стоимости электроэнергии по факту 01.2023–05.2023 гг.)

$1,27 \times 12 = 8,26$  млн.руб за период внедрения.

Потенциал к дальнейшей оценке проекта:

Перенос работ организационно-технических мероприятий с отключением электроприемников на часы максимума нагрузки;

Опробование алгоритма по автоматическому регулированию часов максимума нагрузки на оборудовании.

## К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА САКМАРСКОГО ЯРУСА НА ЗАПАДЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Р. Хазиев, Б.В. Успенский, Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова,  
Л.З. Анисимова, К.Ю. Колузаева

*Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань, radmir361@mail.ru*

Приращение минерально-сырьевой базы старых нефтедобывающих регионов является наиболее приоритетной задачей для поддержания экономики и инфраструктуры как региона, так и страны в целом.

Один из возможных путей пополнения запасов углеводородов в Татарстане – открытие новых месторождений на малоизученных территориях; одним из которых является западная часть Республики Татарстан (РТ). Территория западной части РТ по удельным плотностям прогнозных ресурсов оценивается как перспективная средней степени (рис. 1), и существует вероятность открытия мелких или мельчайших месторождений битумов в данном районе.

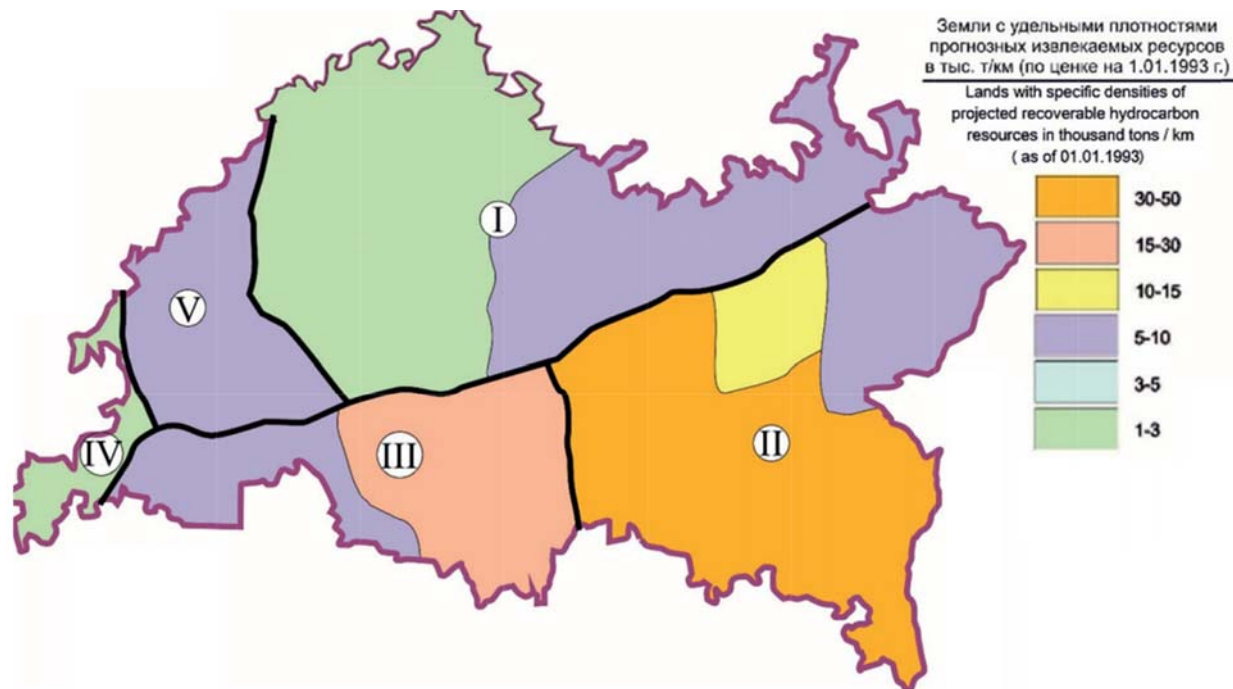


Рис. 1. Карта перспективных земель Татарстана на углеводородное сырье с градацией потенциальных извлекаемых ресурсов углеводородов. Масштаб 1:2 500 000.

I – Северо-Татарский свод; II – Южно-Татарский свод; III – Мелекесская впадина; IV – Токмовский свод;  
V – Казанско-Кировский прогиб [4].

На территории РТ основные нефтедобывающие регионы – центральная и восточная части [2, 5]. Однако, согласно литературным данным [5] в приграничной зоне Мелекесской впадины и Казанско-Кажимского прогиба есть открытые месторождения природных битумов (ПБ) в казанских отложениях.

В качестве перспективного объекта на дальнейшие геологоразведочные работы можно рассмотреть отложения сакмарского яруса; отложения в исследуемом районе представлены преимущественно карбонатными и карбонатно-сульфатными породами [1]. Как отмечается в [3] район также оценивается как перспективный в отложениях сакмарских карбонатов, где литотипы идентичны, как и в районе исследования.

Ввиду того, что сакмарский ярус в той или иной степени размыт на всей территории Татарстана, не исключены процессы вторичного порообразования в районе запада Татарстана, а именно выщелачивание матрицы породы пластовыми водами и, как следствие, формирование породы-коллектора.

По данным структурного бурения на изучаемой территории Татарстана авторами построена структурная карта по кровле сакмарского яруса (рис. 2). Структурный план сакмарского яруса из-за неравномерного размыва отличается от плана нижележащих маркирующих горизонтов (кровли ассельского яруса или верхнекаменноугольных отложений), однако и здесь прослеживаются локальные положительные структуры. Учитывая, что размеры этих структур варьируют от 5\*5 до 15\*10 км можно в той или иной степени судить о наличии довольно крупных ловушек, пригодных для формирования новых или, вероятно, наличия сформированных залежей битумов в данном регионе.

Толщины сакмарского яруса в исследуемом регионе варьируют от 35 до 117 м; для наглядности авторами построена карта изопакит сакмарских отложений (рис. 3). Увеличенные толщины наблюдаются в юго-восточной части РТ, что свидетельствует о наличии «потенциального» резервуара для углеводородов.

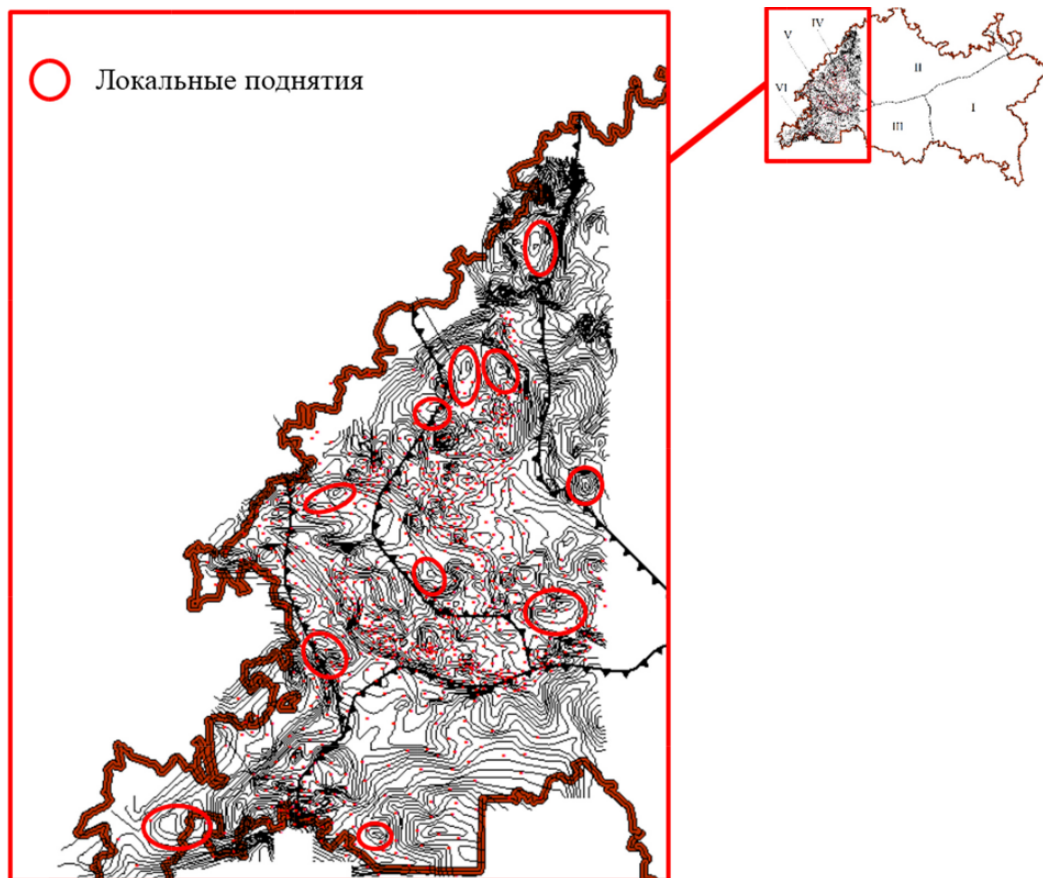


Рис. 2. Структурная карта по поверхности сакмарского яруса западной части Татарстана. Масштаб фрагмента 1:2 500 000 (I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кажимский прогиб, V – Казанская седловина, VI – Токмовский свод).

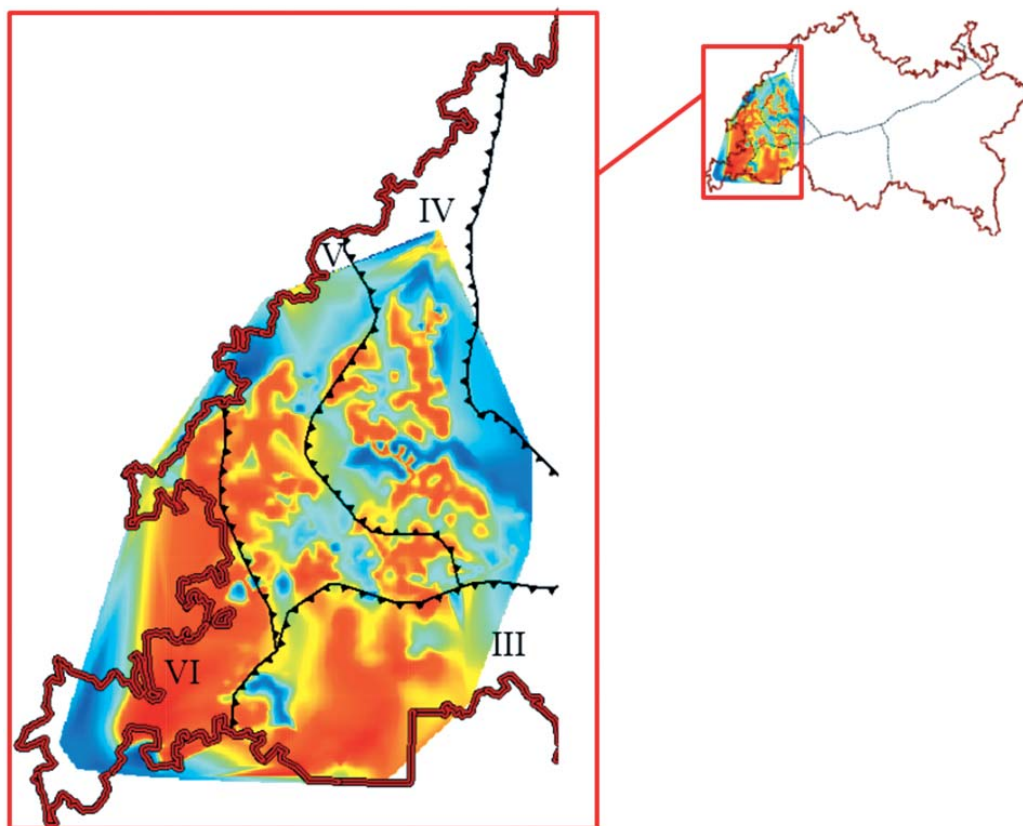


Рис. 3. Модельная карта изопахит сакмарского яруса запада Татарстана. Масштаб фрагмента 1:2 500 000. (Увеличение толщины яруса от синего к ярко-оранжевому цвету от 35 до 117 м).

Немаловажным фактором при формировании залежей является наличие пород покрышек в вышележащих отложениях имеющих большую толщину (не менее 10–15 м) и отсутствие проницаемых пропластков в этой толще чтобы исключить вероятность миграции углеводородов в вышележащие горизонты. Согласно данным [1] в изучаемом районе (в частности на западном борту Мелекесской впадины и окраине Токмовского свода) вышележащие отложения соликамского и шешминского горизонта представлены глинисто-сульфатными отложениями и красноцветными глинами. Данные литотипы вполне пригодны в качестве покрышки для сакмарского резервуара.

Следует отметить, что ещё одним благоприятным фактором для сохранности залежей является отсутствие неотектонической активности в районе исследования. Как видно из рис. 4 в изучаемом районе несмотря на наличие сдвиговых деформаций отсутствуют очаги высоко бальных землетрясений (выше 5 баллов), следовательно, разрушение сформированных или существующих ныне залежей маловероятно.

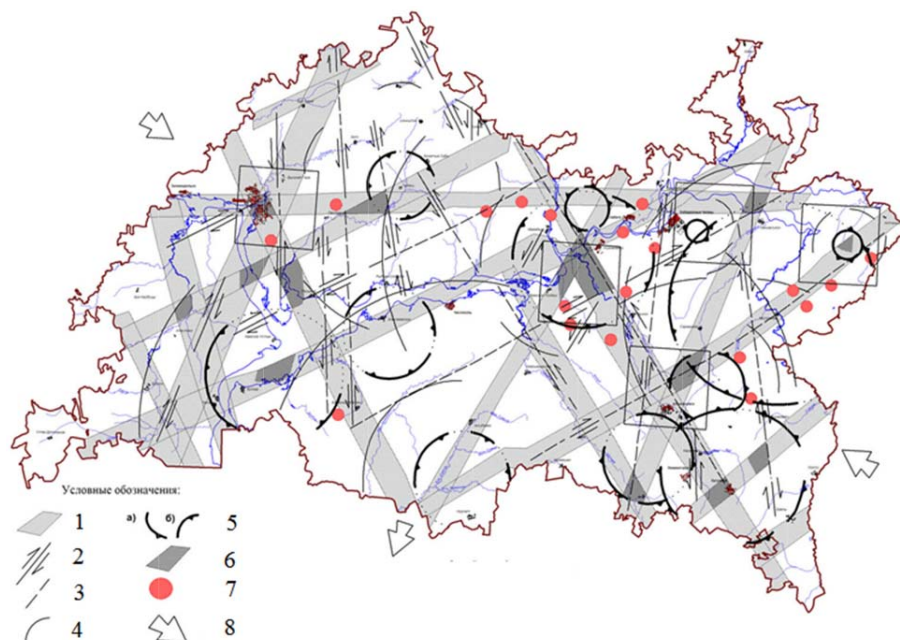


Рис. 4. Карта современных неотектонических движений РТ [3] (по данным НПО «Геоцентр» на 2008 г.). Масштаб 1:2 500 000. (Условные обозначения: 1 – зоны повышенной проницаемости геосреды, 2 – зоны сдвиговых деформаций, 3 – предполагаемые разрывные нарушения, 4 – зоны растяжения, 5 – границы областей геоморфологических очагов (а – восходящие, б – нисходящие), 6 – дизъюнктивные узлы, 7 – очаги землетрясений более 5 баллов, 8 – ориентировка осей региональных напряжений).

Исходя из вышеизложенного, авторы полагают, что на исследуемой территории, включающей Казанско-Кажимский прогиб, западный борт Мелекесской впадины, восточный борт Токмовского свода имеются предпосылки для дальнейших поисково-разведочных работ на углеводородное сырьё в отложениях нижнепермского отдела:

- Прослеживаются локальные структуры как потенциальные ловушки для формирования залежей углеводородов.

- Наличие потенциальных пород-коллекторов в отложениях сакмарского яруса.

- Большие толщины сакмарских коллекторов (до 117 м) в пределах западного борта Мелекесской впадины и восточного борта Токмовского свода.

- Наличие пород-флюидоупоров в вышележащих отложениях уфимского яруса.

- Отсутствие очагов высокобальной неотектонической активности.

## Литература

1. Буров Б.В. Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника. – М.: ГЕОС, 2003. – 402 с.
2. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. – Казань: ООО «ПФ «ГАРТ». – 2008. – 210 с.
3. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р. Некоторые аспекты поиска залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории РТ // Экспозиция Нефть Газ. – 2020. – № 6. – С. 52–55.
4. Хазиев Р.Р., Анисимова Л.З., Баранова А.Г. Прогноз нефтеносности сакмарских отложений на востоке Республики Татарстан по данным исследования ядра биотестировочных скважин // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 5. – С. 24–27.
5. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. – Казань: изд-во ООО «ПФ Гарт». – 2008. – 347 с.

## ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ, СОДЕРЖАЩИХ БИНГАМОВСКИЕ НЕНЬЮТОНОВСКИЕ ЖИДКОСТИ

М.Х. Хайруллин<sup>1</sup>, Е.Р. Бадертдинова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ИММ-обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, [khairullin.imm.knc.ru@yandex.ru](mailto:khairullin.imm.knc.ru@yandex.ru)

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань

Промысловые и лабораторные исследования показали, что нефти ряда месторождений РТ обладают структурно-механическими свойствами, которые обусловлены высоким содержанием высокомолекулярных компонентов – смол, асфальтенов, парафина. Результаты экспериментов показывают, что при фильтрации таких нефтей при низких градиентах давления появляются отклонения от линейного закона Дарси [1]. Эти нефти относятся к бингамовским неньютоновским жидкостям, т.е. для которых зависимость касательного напряжения от градиента скорости не подчиняется закону трения Ньютона. Проявление неньютоновских свойств этих жидкостей при фильтрации описывается законом с предельным градиентом давления  $G$ :

$$\mathbf{w} = -\frac{k}{\mu} \left( 1 - \frac{G}{|\nabla p|} \right) \nabla p, \text{ если } |\nabla p| > G,$$

$$\mathbf{w} = 0, \text{ если } |\nabla p| \leq G,$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости пласта,  $\mu$  – вязкость жидкости.

Важным моментом в исследовании процессов фильтрации в нефтяном пласте является решение обратной задачи т.е. определение неизвестных характеристик залежи по геолого-промысловой информации, поступающей в процессе эксплуатации. Эти задачи, связанные с интерпретацией геолого-промысловой информации, приводят к некорректным в смысле Адамара математическим задачам. Численное решение таких задач требует разработки специальных вычислительных методов [2, 3].

В работах [4, 5] для описания фильтрации неньютоновской жидкости в пористой среде на основе эмпирической зависимости динамической вязкости от скорости сдвига выводится дифференциальное уравнение в частных производных. Аналитическое решение этого уравнения используются для интерпретации результатов нестационарных гидродинамических исследований скважин.

Другой подход к интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин основан на концепции предельного градиента. На основе закона фильтрации с предельным градиентом в работах [6-8] развиваются методы определения фильтрационных параметров нефтяных пластов. В качестве исходной информации для решения обратных задач используются результаты нестационарных гидродинамических исследований.

Фильтрация бингамовской неньютоновской жидкости происходит только в тех областях пласта, где градиент давления превышает некоторое критическое значение. Основной трудностью при численном решении таких задач является определение неизвестной границы, поскольку уравнение описывающую фильтрацию может выродиться в области с заранее неизвестной границей. Поэтому решают регуляризованную задачу, которая получается на основе кусочно-линейного закона [9].

$$\mathbf{w}_\varepsilon = \begin{cases} -\frac{k}{\mu} \left( 1 - \frac{G}{|\nabla p|} \right) \nabla p, & |\nabla p| > \frac{G}{1-\varepsilon} \\ -\varepsilon \frac{k}{\mu} \nabla p, & |\nabla p| \leq \frac{G}{1-\varepsilon} \end{cases}.$$

Здесь  $\varepsilon$  – параметр регуляризации.

В этом случае процесс неизотермической фильтрации неньютоновской бингамовской жидкости в круговом пласте к вертикальной скважине описывается следующей системой уравнений:

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k}{\mu} \psi_\varepsilon r \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad (1)$$

$$\psi_\varepsilon = \begin{cases} 1 - \frac{G}{\left| \frac{\partial p}{\partial r} \right|}, & \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| > \frac{G}{1-\varepsilon}, \\ \varepsilon, & \left| \frac{\partial p}{\partial r} \right| \leq \frac{G}{1-\varepsilon}. \end{cases}$$

$$c_R \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \lambda_R \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \rho m c_f \eta \frac{\partial p}{\partial t} + \rho c_f \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \left( \frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon_D \frac{\partial p}{\partial r} \right), r \in (r_c, R_k), t > 0, \quad (2)$$

с начальными

$$p(r, 0) = p_0(r), r \in [r_c, R_k], \quad (3)$$

$$T(r, 0) = T_0(r), r \in [r_c, R_k], \quad (4)$$

и граничными условиями

$$2\pi H \frac{k}{\mu} r \left( \frac{\partial p}{\partial r} - G \right)_{r=r_c} = q + C \frac{\partial p}{\partial t} \Big|_{r=r_c}, p(R_k, t) = p_k, t > 0, \quad (5)$$

$$T(R_k, t) = T_k, \left[ r \frac{\partial T}{\partial r} \right]_{r=r_c} = 0, t > 0, \quad (6)$$

Здесь  $p(r, t)$ ,  $T = T(r, t)$  – давление и температура в пласте,  $C$  – коэффициент влияния ствола скважины;  $c_f$  – коэффициент удельной теплоёмкости жидкости,  $c_R$  – коэффициент объёмной теплоёмкости пласта,  $m$  – пористость пласта;  $p_k$  – начальное пластовое давление,  $q$  – дебит скважины,  $r_c$  – радиус скважины,  $R_k$  – радиус контура питания,  $T_{exp}$  – время промыслового эксперимента,  $T_k$  – пластовая температура,  $\beta^*$  – коэффициент упругоёмкости,  $\lambda_R$  – коэффициент теплопроводности пласта,  $\eta$  – коэффициент адиабатического расширения,  $\varepsilon_D$  – коэффициент Джоуля-Томсона. На границе  $r=r_c$  пренебрегается кондуктивным переносом тепла, поскольку его эффект мал по сравнению с конвективным переносом.

Обратная задача определения проводимости  $k/\mu$ , коэффициента влияния ствола скважины  $C$ , предельного градиента  $G$ , пластового давления  $p_k$ , коэффициента Джоуля-Томсона  $\varepsilon_D$ , параметра регуляризации  $\varepsilon$  сводится к минимизации функционала:

$$J_1(\alpha) = \int_0^{T_{exp}} (T(r_c, t) - \varphi(t))^2 dt + \varepsilon_D \int_0^{T_{exp}} (p(r_c, t) - \zeta(t))^2 dt, \quad (7)$$

где  $\zeta(t)$  и  $\varphi(t)$  – наблюдаемые значения давления и температуры, замеренные при пуске скважины,  $p(r_c, t)$ ,  $T(r_c, t)$  – вычисленные значения давления и температуры, полученные из численного решения краевой задачи (1)–(6),  $\alpha = (\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4, \alpha_5, \alpha_6) = (k/\mu, C, G, p_k, \varepsilon_D, \varepsilon)$ ,  $\alpha_i$  – искомые параметры,  $0 < m_i \leq \alpha_i \leq M_i$ ,  $m_i, M_i = \text{const}$ .

Обратная задача при изотермической фильтрации сводится к минимизации функционала

$$J_2(\beta) = \int_0^{T_{exp}} (p(r_c, t) - \zeta(t))^2 dt, \quad (8)$$

где  $\beta = (\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5) = (k/\mu, C, G, p_k, \varepsilon)$ ,  $p(r_c, t)$  – вычисленные значения давления, полученные из решения краевой задачи (1), (3), (5).

Для численного решения краевых задач применяется метод конечных разностей. Область фильтрации покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат  $u = \ln r$ . Для построения разностных схем применяется интегро-интерполяционный метод. Для минимизации функционала при решении обратной задачи используется модифицированный метод Хука-Дживса [10].

Анализ чувствительности предложенных моделей показал, что коэффициент проводимости оказывает наибольшее влияние на кривые изменения давления.

Вертикальная скважина вскрывает тульские отложения Республики Татарстан в интервале 1104–1107,6 м. Дебит скважины 8.25 м<sup>3</sup>/сут,  $r_c = 0.1$  м,  $\beta^* = 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>,  $c_f = 1800$  Дж/(кг·К),  $c_R = 2.016 \cdot 10^6$  Дж/(м<sup>3</sup>·К),  $\rho = 800$  кг/м<sup>3</sup>,  $m = 0.2$ ,  $\lambda_R = 1.9637$  Вт/(м·К),  $\eta = 0.014$  К/МПа.

Рассматривается интерпретация результатов гидродинамических исследований данной скважины при контуре питания равным  $R_k = 200$  м. На рис. 1 а), 1 б) и в таблице приводятся результаты численного решения обратной задачи (1), (3), (5), (8), когда в качестве исходной информации используются соответственно кривая падения давления (КПД) и кривая восстановления давления (КВД).

Таблица

Результаты вычислений

Вид кривой	$\frac{k}{\mu}$ мкм <sup>2</sup> /мПа·с	$C$ м <sup>3</sup> /МПа	$G$ МПа/м	$p_k$ МПа	$\varepsilon_D$ , К/МПа	$\varepsilon$
КПД	0,0049	0,03	0,012	7,17	–	0,045
КВД	0,0050	0,07	0,008	7,63	–	0,012
КПД и КИТ	0,0050	0,03	0,013	7,17	0,41	0,002



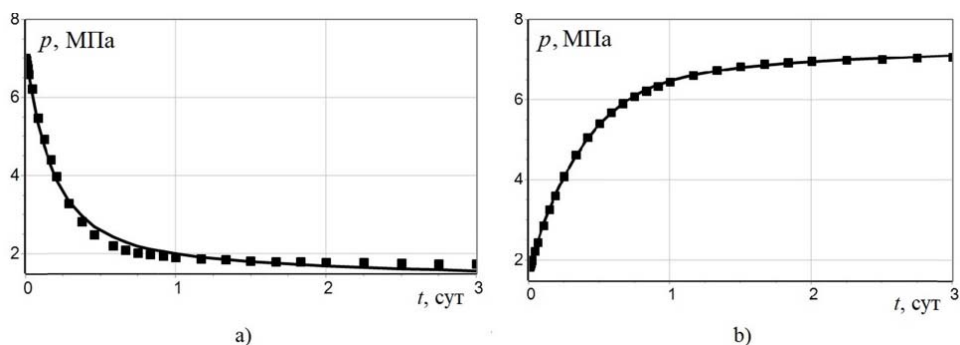


Рис. 1. Гидродинамические исследования (КПД, КВД)

Кривые изменения давления, где ■ – наблюдаемая кривая, — – вычисленная кривая.

Далее рассматривается интерпретация результатов термогидродинамических исследований данной скважины. На рис. 2а), 2б) и в табл. приводятся результаты численного решения обратной задачи (1)–(7), когда в качестве исходной информации используются соответственно КПД и кривая изменения температуры (КИТ).

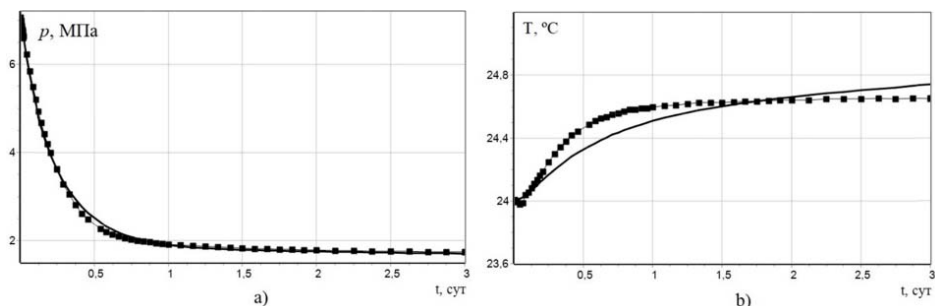


Рис. 2. Термогидродинамические исследования.

Кривые падения давления и изменения температуры, где ■ – наблюдаемые кривые, — – вычисленные кривые.

Необходимо отметить, что для более точной оценки пластового давления необходимо фиксировать несовпадения кривых восстановления давления, получаемых при остановке скважины после отбора и нагнетания [1]. Расхождения в оценках коэффициента влияния ствола объясняются тем, что структура нефти после пуска скважины изменяется. При этом важно, что в момент остановки скважины градиент давления в окрестности скважины превосходит предельный градиент. Поэтому предельный градиент лучше определять по кривой падения давления.

Предложен оптимизационный подход для решения обратных задач фильтрации неньютоновских бингамовских жидкостей. В качестве исходной информации используются результаты гидродинамических и термогидродинамических исследований, снятых с вертикальных скважин.

## Литература

1. *Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х.* Нестационарные движения вязкопластических сред. – Москва: Изд-во МГУ, 1977. – 372 с.
2. *Кабанихин С.И.* Обратные и некорректные задачи. – Новосибирск: Сибирское научное издательство, 2009. – 458 с.
3. *Хайруллин М. Х., Хисамов Р. С., Шамсиев М. Н., Фархуллин Р.Г.* Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 171 с.
4. *Odeh A.S., Yang H.T.* Flow of non-Newtonian power-law fluid sthrough porous media. – *SPEJ*, 1979. – P.155–163.
5. *Ikoku C.U., Ramey H.J.* Transient Flow of Non-Newtonian Power- Law Fluids in Porous Media. – *SPEJ*, 1979. – P. 164–174.
6. *Бернадинер Г.И., Ентов В.М.* Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей. – Москва: Наука, 1975. – 199 с.
7. *Owayed J.F., Tiab D.* Transient pressure behavior of Bingham non-Newtonian fluids for horizontal wells. – *SPEJ*, 2008. – V. 61. – P. 21–32.
8. *Badertdinova E.R., Khairullin M.Kh., Gadil'shina V.R., Khairullin R.M.* Thermohydrodynamic studies of vertical wells in non-linear filtration. – *Lobachevskii J. of Mathematics*, 2020. – V. 41. № 7. – P. 1162–1166.
9. *Федоренко Р.П.* Введение в вычислительную физику. – Москва: Изд-во МФТИ, 1994. – 528 с.
10. *Банди Б.* Методы оптимизации. Вводный курс. – Москва: Радио и связь, 1988. – 128 с.

# ЭТАПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВНОЙ ЗАЛЕЖИ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ПОЛУЧЕННЫЙ ОПЫТ И ДАЛЬНЕЙШИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ

И.Н. Хакимзянов, Т.С. Усманов, А.В. Лифантьев, Р.И. Шешдиров

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма,  
khakimzyanov@tatnipi.ru

С внедрением методов рациональной разработки нефтяных месторождений с законтурным и внутриконтурным заводнением перед нефтяниками возникла задача правильного регулирования продвижения контуров нефтеносности. Активное вмешательство в процесс перемещения ВНК невозможно осуществлять без надлежащего контроля за движением контуров нефтеносности.

В настоящее время одним из основных условий рациональной разработки нефтяных месторождений является постоянный и надежный контроль за полнотой вытеснения и вытеснения нефти закачиваемой водой и управление этими процессами для обеспечения высокого коэффициента нефтеотдачи.

В начале пятидесятых годов законтурное заводнение, первое из всех других видов заводнения, было применено на терригенных залежах пласта Д<sub>1</sub> Бавлинского месторождения [1, 2, 3, 4].

Началом промышленного законтурного заводнения можно считать июль 1952 г., когда были освоены скважины № 509 и № 11, пробуренные на южном крыле месторождения. В течение года были освоены еще 6 нагнетательных скважин (№№ 4, 501, 503, 517, 519, 520).

В 1953 году под закачку были введены 8 скважин (№ 405, 510, 511, 512, 514, 522, 523, 524). В последующие годы дополнительно были освоены под закачку и другие скважины.

Влияние закачки воды на рост уровня жидкости в пьезометрических скважинах было отмечено практически сразу, а через 2–3 недели было зафиксировано значительное увеличение дебита скважин южного крыла месторождения. Так, скважина № 8 до закачки имела дебит 85 т/сутки при штуцере 11 мм, а в феврале 1953 г. её дебит увеличился до 153 т в сутки при том же штуцере.

По кольцу нагнетательных скважин закачка осуществляется неравномерно. Различная приёмистость и неравномерное расположение нагнетательных скважин обусловлены, в основном, неоднородными коллекторскими свойствами пласта Д<sub>1</sub>. На юге месторождения, где пласт сложен хорошо проницаемыми однородными песчаниками, приёмистость скважин наиболее высокая.

Все нагнетательные скважины, в зависимости от расположения их на площади, были объединены в 4 группы: северный участок, южный участок, западный участок и восточный участок (рис. 1).

Северный участок характеризуется плохими коллекторскими свойствами пласта. Пласт Д<sub>1</sub> расчленён глинистыми пропластками на несколько слоев. Слои песчаников во многих пропластках замещаются алевролитами.

Пласт Д<sub>1</sub> в пределах южного участка представлен монолитным песчаником толщиной от 10 до 27 метров. Большинство из скважин были освоены без особых затруднений и поглощали до 2500±3000 м<sup>3</sup>/сутки воды.

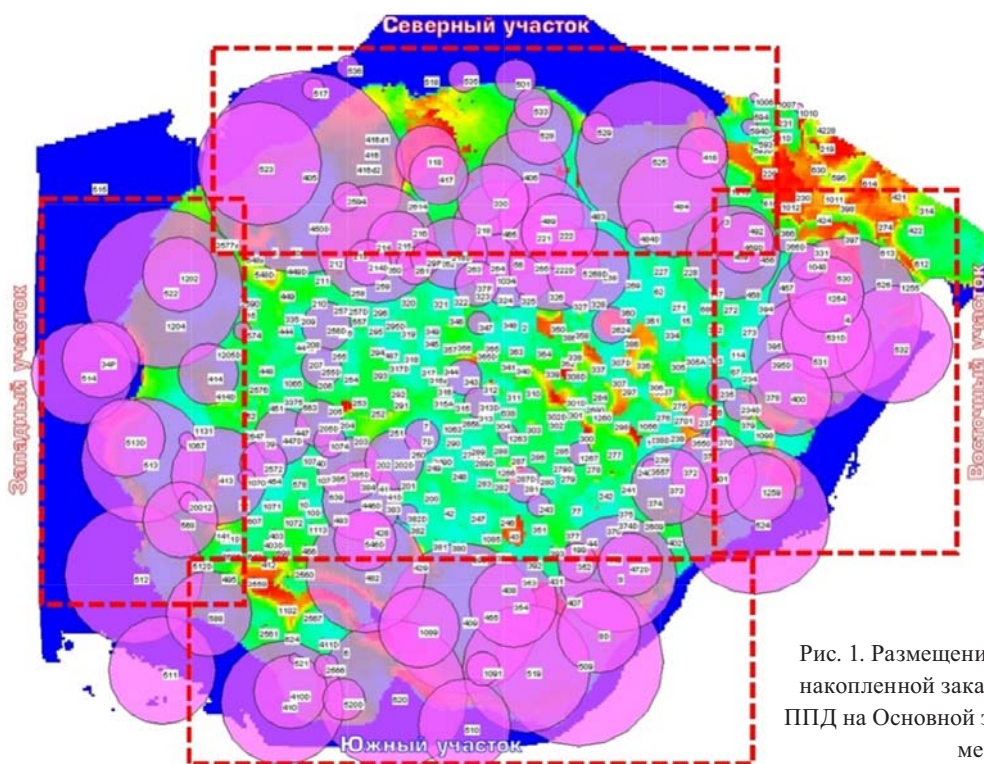


Рис. 1. Размещение нагнетательных скважин с накопленной закачкой и выделением участков ППД на Основной залежи пласта Д<sub>1</sub> Бавлинского месторождения.

Для равномерного распределения воды по залежи закачка в скважины снижена и составляет в среднем 930 м<sup>3</sup>/сутки. На линии нагнетания южного крыла давление составляет более 200 атм, т. е. превышает первоначальное.

На западном участке пласт Д<sub>1</sub> также, в основном, сложен мощным, довольно однородным, песчаником. Влияние нагнетания хорошо сказывается на эксплуатационных скважинах, за исключением скважины № 514, где приёмистость равна 200 м<sup>3</sup>/сутки. Скважины №№ 515, 516, в силу слабых коллекторских свойств пласта, а также удалённости их от контура нефтеносности, оказались неэффективными для нагнетания.

На восточном участке мощность коллекторов изменяется в пределах от 5 до 18 метров, а проницаемость доходит до 1 000 мД. Две скважины этого участка (№ 505 и № 506) оказались неэффективными для нагнетания воды в связи со слабыми коллекторскими свойствами пласта, а также из-за их удалённости от контура нефтеносности. Нагнетательные скважины этого участка №№ 531, 4, 532, 526 расположены близко к первому эксплуатационному ряду скважин, поэтому вытеснение нефти водой на этом участке происходит по всей мощности интервала заводнения, что положительно сказывается на сокращении водонефтяной зоны залежи [4, 5, 6, 7].

Для высокопродуктивных терригенных залежей, имеющих резерв пластового давления за счёт активной законтурной области, законтурное заводнение показало достаточно высокую эффективность. По мере продвижения текущего контура вглубь залежей и снижения влияния законтурных скважин на добычу нефти, система заводнения совершенствовалась путём переноса фронта закачки к зонам отбора (рис. 1).

С середины восьмидесятых годов, с целью сокращения добычи попутной воды, на Основной залежи пашийского объекта начали осуществлять дополнительное разрезание залежи с тем, чтобы отделить обширную ВНЗ от НЗ, а также в связи с назревшей необходимостью вовлечения в разработку запасов менее продуктивных пропластков. Для этого начали внедрять дополнительное разрезание залежей на компактные блоки, осваивать избирательное и очаговое заводнение, а эксплуатацию нагнетательных скважин вести в циклическом режиме.

В 1986 году, с целью наиболее полного вовлечения запасов нефти в активную разработку, было начало «разрезание» ВНЗ залежи рядами нагнетательных скважин на блоки и переход на нестационарное заводнение с переменной направленности фильтрационных потоков в пласте, путём «отрезания» западной широкой водонефтяной зоны на залежи по линии скважин №№ 520, 482, 446Д, 205Д, 255Д, 256Д, 213, 2594, 405.

В течение 1986–1993 гг. были сформированы два разрезающих ряда: ряд скважин №№ 256Д, 202Д, 385Д, 446Д, 546Д (по линии естественного заводнения коллекторов от законтурных нагнетательных скважин) и ряд скважин №№ 568, 413, 2572, 447Д. В 1994–2001 гг. в том же районе для блочного разрезания освоены скважины №№ 205Д, 1074, 2012, 255Д, 7Д. В 1999–2002 гг. сформирован центральный ряд по линии скважин №№ 261, 37П, 347, 343, 313Д, 1263, 281, 243, 352. В 2003–2011 гг. для усиления блочного разрезания, стягивания пластовых потоков, на юго-западе залежи освоены скважины № 521, 1067, 2566, 2574, в центральной части залежи – скважины № 243, 382Д, 1267, 325, 3557, на Северо-Восточном участке для внутриконтурного заводнения освоены скважины №№ 594Д, 1006, 1010. Для повышения эффекта блочного разрезания на сформированных блоках осуществлялась циклическая закачка с отбором нефти в стягивающих зонах.

Среднее давление закачки на устье нагнетательных скважин – 6,4 МПа, в том числе в скважинах, участвующих в переносе фронта нагнетания и в разрезающих рядах – 6,2 МПа, законтурное, очаговое и избирательное заводнение, производится с давлением на устье 7,2 МПа, 7,9 МПа и 12 МПа, соответственно. На Бавлинском участке охват начальных геологических запасов (НГЗ) заводнением и в нефтяной, и в водонефтяной зонах составляет более 0,8 доли ед., по сути, вся залежь в процессе разработки превратилась в водонефтяную [4, 5, 6, 7].

В связи с этим, организацию системы ППД условно можно разделить на три этапа: 1 – 1953÷1970 гг., 2 – 1971÷1999 гг., 3 – 2000÷2022 гг.

Основные этапы организации системы ППД на Бавлинском участке пашийского горизонта представлены на рис. 2.

По результатам оценки эффективности системы ППД выявлена зависимость годовой добычи нефти от годовой закачки воды по Основной залежи пашийского горизонта, из которой отчётливо можно выделить три области влияния закачки воды на годовую добычу нефти, что соответствует определённым этапам закачки [8, 9, 10].

*Первый этап* характеризуется быстрым ростом объёма добычи нефти (3,6 млн. т) и жидкости (3,7 млн. т) до 1956 г., что явилось следствием ввода в законтурную закачку 27 скважин, при этом объём закачки воды составил 6,6 млн. м<sup>3</sup> при компенсации 124%. Далее за пять лет проведения на данной залежи эксперимента по разряжению сетки скважин с ростом добычи жидкости до 4,1 тыс. т добыча нефти держалась на уровне 3,8 млн. т и при объёме закачки 6,6 млн. м<sup>3</sup>. В 1967 г. был начат эксперимент по ограничению добычи попутной воды, в связи с этим была ограничена закачка воды с 7,0 млн. м<sup>3</sup> до 4,2 млн. м<sup>3</sup>, что непосредственно привело к снижению добычи нефти с 2,3 млн. т до 1,3 млн. т.

*Второй этап* (с 1970 г.) характеризуется продолжением начавшегося с 1967 г. ограничения объёма закачиваемой воды в 1,7 раза (с 6,0 млн. м<sup>3</sup> до 3,3 млн. м<sup>3</sup>), что позволило снизить также добычу воды в 1,7 раза (с 4,0 млн. т до 2,1 млн. т), но при этом оказалось, что добыча нефти также снизилась в 1,8 раза (с 2,3 млн. т до 0,9 млн. т). С целью перемены направления фильтрационных потоков в пласте, путём «отрезания» западной широкой водонефтяной зоны на залежи, начато «разрезание» ВНЗ залежи рядами нагнетательных скважин на блоки и переход на нестационарное заводнение. Увеличение объёма закачки воды в 1,1 раза (с 3,7 млн. м<sup>3</sup> до 4,0 млн. м<sup>3</sup>) увеличило

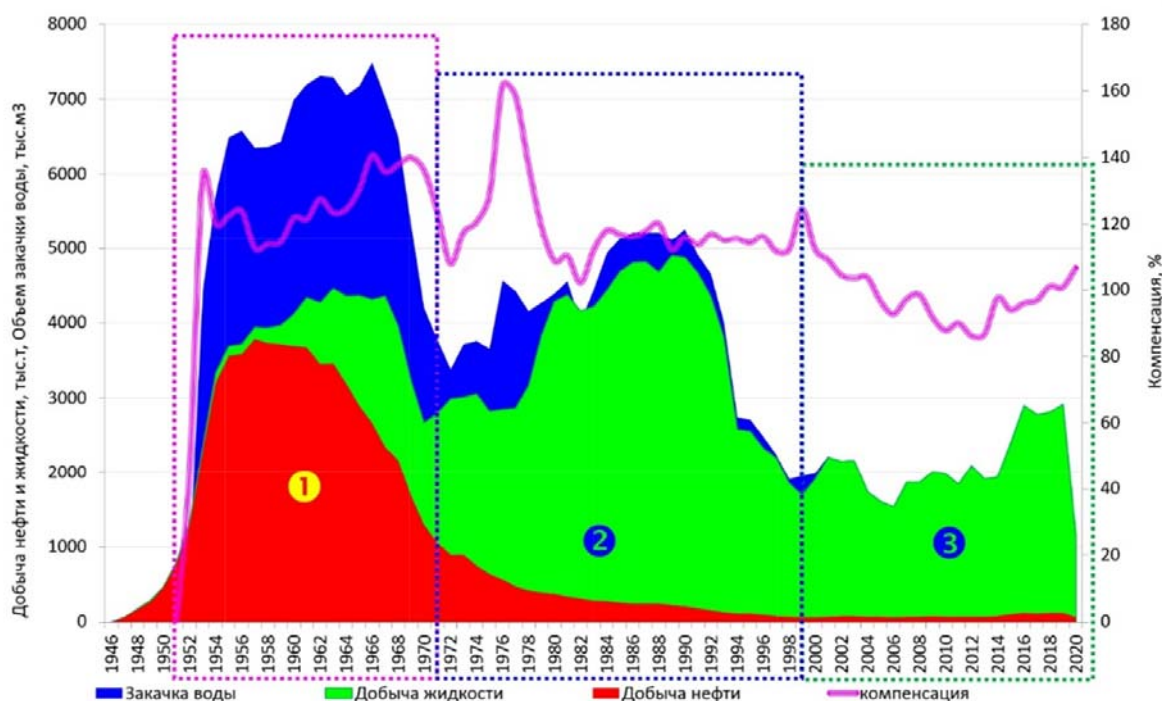


Рис. 2. Этапы организации системы ППД на Основной залежи пласта Д1 горизонта Бавлинского месторождения.

добычу жидкости в 1,5 раза (с 2,8 млн. т до 4,2 млн. т), но не помогло удержать добычу нефти, которая снизилась в 0,5 раза (с 634 тыс. т до 313 тыс. т).

Дальнейшее увеличение объема закачки воды в 1,2 раза (с 4,5 млн. м<sup>3</sup> до 5,3 млн. м<sup>3</sup>) позволило увеличить добычу жидкости в 1,2 раза (с 4,2 млн. т до 4,9 млн. т) и удержать добычу нефти на уровне 210÷240 тыс.т. до конца 1990 г. С 1991 г. начался очередной эксперимент по ограничению добычи попутной воды, с этой целью в 1999 г. был ограничен объем закачиваемой воды в 2,5 раза (с 4,9 млн. м<sup>3</sup> до 1,95 млн. м<sup>3</sup>), что позволило снизить также добычу воды в 2,8 раза (с 4,7 млн. т до 1,7 млн. т), при этом добыча нефти также снизилась в 2,7 раза (с 186,5 тыс. т до 63,7 тыс. т).

*Третий этап* характеризуется снижением объема закачки воды в 1,2 раза (с 2,2 млн. м<sup>3</sup> до 1,8 млн. м<sup>3</sup>) в 2014 г., что привело к снижению добычи жидкости в 1,2 раза (с 2,2 млн. т до 1,9 млн. т) и нефти в 1,1 раза (с 83,4 тыс. т до 79,9 тыс. т). Увеличение в 1,3 раза объема закачки воды с 2015 г. (с 2,1 млн. м<sup>3</sup> до 2,7 млн. м<sup>3</sup>) позволило в 2019 г. увеличить добычу жидкости в 1,2 раза (с 2,4 млн. т до 2,9 млн. т) и нефти в 1,2 раза (с 102,7 тыс. т до 124,3 тыс. т).

Полученный опыт создания и организации системы ППД на Основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения показал, что в основном опережающий прорыв нагнетаемой жидкости к забоям добывающих скважин происходит по высокопроницаемым зонам и по кратчайшему пути от близрасположенных нагнетательных скважин, где максимальны градиенты гидродинамического давления. Выработка же малопроницаемых участков пласта, промежуточных зон в районе нагнетательного и стягивающего добывающего рядов отстаёт, что несомненно ведёт к быстрой обводнённости добываемой продукции и снижению коэффициента нефтеотдачи, поэтому в процессе разработки залежи необходимо регулировать фронт продвижения закачиваемой воды [6, 7, 8, 10].

В связи с этим, авторы в данной работе провели численные эксперименты с целью регулирования фронта продвижения закачиваемой воды на залежи путём ограничения объема закачиваемой в пласт воды на базе геолого-технологической модели.

Для создания трехмерной геолого-технологической модели Основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения использовались программы IRAPRMS и Tempestкомпании «ROXAR».

С целью оценки оптимального объема закачки воды на Основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения проведены численные расчёты с использованием геолого-технологической модели с рассмотрением двух расчётных вариантов с прогнозными показателями разработки до 2020 г.

Первый вариант предусматривает все мероприятия, которые были реализованы на Основной залежи пашийского объекта с начала разработки до 2020 года. Как было сказано выше, в истории разработки залежи выделяется три этапа создания и совершенствования системы ППД.

Первый этап выделяется достижением в 1957 году максимальной добычи нефти 3,8 млн. т при обводнённости продукции 3,4% и закачки воды 6,6 млн. м<sup>3</sup>. В 1958 г. на залежи начался промышленный эксперимент по разряжению сетки скважин путём отключения в специальном порядке 77 (65 фонтанных и 12 насосных) эксплуатационных скважин при неизменном количестве (27) нагнетательных скважин, при этом интенсивность воздей-

ствия (соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин) была снижена с 7,7 до 4,7. С целью сохранения достигнутого дебита нефти из залежи, равного 10000 т/сут., при остановке около 50% действующих добывающих скважин, объем закачки воды был увеличен до 7,2 млн. м<sup>3</sup> в 1961 г. и доведен до 7,5 млн. м<sup>3</sup> при снижении добычи нефти до 2,7 млн. т в 1966 г.

Второй этап (с 1972 г. по 1990 г) выделяется повышением объёма закачки с 3,4 млн. м<sup>3</sup> до 5,3 млн. м<sup>3</sup> и обводнённости продукции с 70% до 96% при снижении добычи нефти с 899,3 тыс. т до 207,4 тыс. т.

Второй вариант предполагает все мероприятия, заложенные в первом варианте, дополнительно предусматривает ограничение максимального объёма закачки воды на уровне 15 000 м<sup>3</sup>/сут. на первом и втором этапах создания и совершенствования системы ППД.

Прогнозные расчёты технологических показателей разработки данного варианта показывают, что ограничение в объёме закачки воды, равной в сумме 43,3 млн. м<sup>3</sup>, позволило не только снизить добычу жидкости на 4,3 млн. т, но и увеличить добычу нефти на 490 тыс. т.

Ограничение объёма закачки воды (1 этап) в количестве 1,9 млн. м<sup>3</sup> в нагнетательные скважины с 1.05.1953 г. до 1.09.1969 г., повлияло на движение линии тока закачиваемой воды к эксплуатационным скважинам, что привело к некоторому снижению дебитов нефти и недобору накопленной добычи нефти в количестве 489 тыс. т. Следующее ограничение объёма закачки воды (2 этап) в количестве 2,9 млн. м<sup>3</sup> в нагнетательные скважины с 1.01.1981 г. до 1.01.1993 г., повлияло на движение фильтрационных потоков закачиваемой воды к эксплуатационным скважинам, что привело к увеличению дебитов нефти и росту накопленной добычи нефти в количестве 208,8 тыс. т.

Эффективность от ограничения объёмов закачки воды во втором этапе объясняется тем, что закачка производилась в скважины, которыми «разрезали» ВНЗ залежи рядами нагнетательных скважин на блоки и перешли на нестационарное заводнение с переменной направленности фильтрационных потоков в пласте, путём «отрезания» западной широкой водонефтяной зоны на залежи.

Таким образом, за счёт сокращения закачки воды на различных участках залежи при одновременной организации дополнительных очагов заводнения в зонах с невысокими забойными давлениями, возможно не только уменьшить общий объём закачки воды, но и изменить направления фильтрационных потоков жидкости, что, как показал опыт, нередко является действенным методом улучшения условий разработки нефтяных залежей и повышения нефтеотдачи пластов [10, 11, 12, 13].

По результатам численных расчётов технологических показателей разработки получено, что ограничение суточной закачки воды на залежи пашийского объекта на уровне 15 000 м<sup>3</sup>/сут и сокращение накопленной закачки воды на 18,2% позволяют не только снизить накопленную добычу воды на 2,1%, но и увеличить накопленную добычу нефти на 0,7%.

Таким образом можно утверждать, что поддержание пластового давления на Основной залежи по 2 варианту путём закачки 194,6 млн. м<sup>3</sup> воды позволило вовлечь в активную разработку 66,4 млн. т нефти, а по 1 варианту накопленная нефть составила 65,9 млн. т при накопленной закачке 237,8 млн. м<sup>3</sup>.

#### **Выводы и рекомендации:**

1. За счёт сокращения закачки воды на различных участках залежи при одновременной организации дополнительных очагов заводнения в зонах с невысокими забойными давлениями, возможно не только уменьшить общий объём закачки воды, но и изменить направления фильтрационных потоков жидкости, что, как показал полученный на Основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения опыт, нередко является действенным методом для улучшения условий разработки нефтяных залежей и повышения нефтеотдачи пластов.

2. Результаты численных экспериментов показали, что опережающий прорыв нагнетаемой жидкости к забоям добывающих скважин обычно происходит в высокопроницаемых зонах и по кратчайшему пути от близрасположенных нагнетательных скважин, где градиенты гидродинамического давления максимальные. Выработка же малопроницаемых участков пласта, промежуточных зон в районе нагнетательного и стягивающего добывающего рядов отстает, что несомненно ведёт к быстрой обводнённости добываемой продукции и к снижению коэффициента нефтеотдачи, поэтому в процессе разработки залежи необходимо регулировать фронт продвижения закачиваемой воды.

3. При организации системы ППД для проектирования разработки одновозрастных залежей нефти необходимо учесть результаты численных экспериментов по регулированию разработки путём ограничения объёма закачки воды на Основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения, которые позволили значительно улучшить технологические показатели разработки (увеличить добычу нефти и снизить добычу воды) и подобрать оптимальное количество закачиваемой воды, что несомненно повлияет на технико-экономические показатели.

#### **Литература**

1. *Дорохов О.И., Полуян И.Г., Султанов С.А.* Крупный промышленный опыт на Бавлинском месторождении. Нефтяное хозяйство. – 1959. – № 3. – С. 41–46.

2. *Дорохов О.И.* Методика изучения нефтеотдачи в промысловых условиях на Бавлинском нефтяном месторождении. Научно-технический сборник по добыче нефти. ВНИИ. – Москва: Гостоптехиздат. – 1961. – Вып. 13. – С. 56–60.

3. *Дорохов О.И., Султанов С.А., Полуян И.Г.* Промышленный эксперимент на Бавлинском месторождении по изучению влияния плотности сетки на процесс эксплуатации и нефтеотдачу. Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений: материалы Всесоюз. совещ. г. Киев, 1961 г. – Москва: Гостоптехиздат. – С. 35–41.
4. *Хаммадеев Ф.М., Султанов С.А., Полуян И.Г.* Экспериментальная разработка Бавлинского месторождения. – Казань: Таткнигоиздат. – 1975. – 111 с.
5. *Муслимов Р.Х., Николаев В.А., Султанов С.А., Полуян И.Г.* Предварительные результаты Бавлинского эксперимента. Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 7. – С. 30–38.
6. *Муслимов Р.Х.* Выдающаяся роль Бавлинского нефтяного месторождения в формировании высоких технологий выработки продуктивных пластов. – Георесурсы. – 2006. – 20(3). – С. 3–7.
7. *Хисамов Р.С., Ганиев Г.Г., Ханнанов Р.Г., Абдулмазитов Р.Г., Хисамов Р.Б.* Научно-практическое значение открытия и разработки Бавлинского нефтяного месторождения. – Георесурсы. – 2006. – 20(3). – С. 8–10.
8. *Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Бакиров И.М., Разживин Д.А., Киямова Д.Т.* Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана. – Казань: ФЭН. – 2014. – 239 с.
9. *Яртиева А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С.* Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан. – Казань: Ихлас. – 2016. – 191 с.
10. *Хисамов Р.С., Хакимзянов И.Н., Лифантьев А.В., Шешдилов Р.И., Мухаметшин В.Ш.* Оценка результатов эксперимента по разрежению сетки скважин на основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения спустя 60 лет. Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 18–22.
11. *Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.В., Бахтизин, Р.Н. и др.* Обоснование необходимости учёта интерференции между скважинами при разрежении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*. – 2021. – № 1. – С. 77–87. DOI: <https://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI100512>
12. *Шешдилов Р.И., Хакимзянов И.Н., Хакимзянова О.И., Зацарина Л.В., Ханнанов М.Т.* Особенности эксплуатации скважин с миллионной добычей нефти на Основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения. *Сетевое научное издание «Нефтяная провинция»*. – 2021. – 26(2). – С. 116–133. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.116-133>.
13. *Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.В., Лифантьев, А.В., Бахтизин Р.Н. и др.* Регулирование разработки основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения путём ограничения закачки воды. *SOCAR Proceedings Special Issue*. – 2022. – № 1. – С. 44–55. DOI: <http://proceedings.socar.az>

# ИЗУЧЕНИЕ ПРИЛИВНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ТЕРРИТОРИИ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМИ И ГЕОДЕЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

А.Г. Харисов, Э.В. Утёмов, Б.И. Усманов, М.С. Корнилов, Д.К. Нургалиев

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань

Гравиметрические и геодезические мониторинговые работы – эффективный инструмент в изучении геодинамических процессов на территории нефтегазоносных регионов [1]. Приливные движения земной коры также могут играть роль в разрушении залежей углеводородов, что даёт новый инструмент исследования эмиссии парниковых газов из залежей нефти и газа, а также – дополнительную информацию при поисках и разведке залежей нефти и газа.

В период с 8 августа по 5 сентября 2022 года был проведён гравиметрический и геодезический мониторинг на территории геодинамического полигона ПАО «ТАТНЕФТЬ» (рис. 1). Перед проведением эксперимента по результатам детального морфометрического и линеamentного анализов были предварительно выделены границы блоков разного порядка, определена кинематика движений блоков.



Рис. 1. Территория проведения эксперимента, блоки для проведения мониторинговых работ и пункты наблюдений.

Исследование показало, что проведение таких мониторинговых работ позволяет увидеть динамику и интенсивность колебаний тектонических блоков на исследуемой территории.

Полевые работы представляют из себя непрерывные измерения на пунктах наблюдения в течение одной полной фазы Луны (28 дней). Измерения вариаций гравитационного поля проводились с помощью гравиметров Scintrex CG-5 Autograv, геодезические измерения проводились с помощью спутниковых приёмников Trimble R9si R10.

Методика обработки данных.

По данным теоретически рассчитанных приливных вариаций силы тяжести для каждого дня измерений выделяются зоны поднятия и опускания блоков. Такие зоны определены для всех дней, в которые проводились исследования. Зоны поднятия и опускания блоков возникают из-за увеличения и уменьшения силы действия Луны и Солнца (рис. 2). Фаза опускания блока соответствует увеличению силы тяжести, фаза поднятия – наоборот, уменьшению силы тяжести (и, как следствие, подъёму поверхности пункта наблюдения).

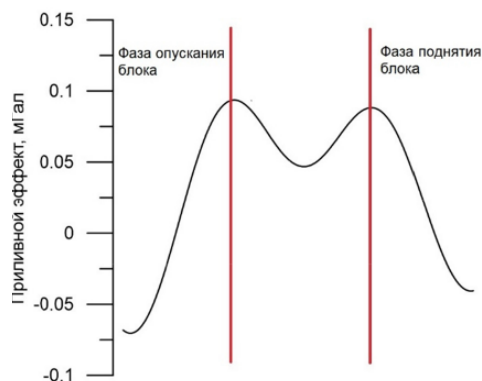


Рис. 2. Пример выделения зон поднятия и опускания блоков для 24-часового периода по теоретически рассчитанному приливному эффекту.

Далее были взяты данные со спутниковых приёмников, и на основании выделенных зон, были посчитаны и затем построены графики зависимости изменения высоты и смещения горизонтального вектора от времени. Для оценки динамики смещения каждого пункта в каждый день наблюдения были рассчитаны аппроксимирующие прямые для каждой фазы поднятия и опускания блока (рис. 3). Угловые коэффициенты этих прямых характеризуют скорости смещения блоков в выбранном направлении.

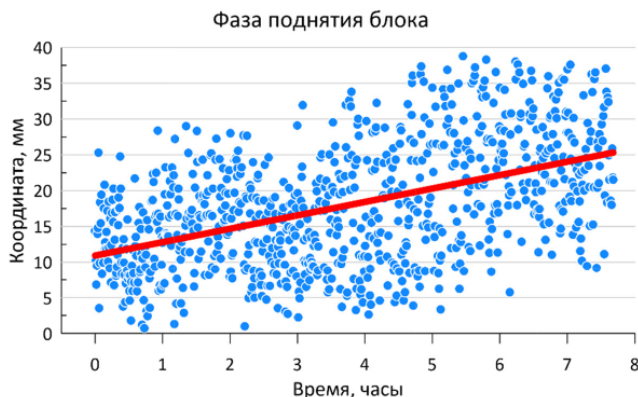


Рис. 3. Линейная аппроксимация для фазы спада одного из дней наблюдений.

Таким образом для каждого дня наблюдений были вычислены угловые коэффициенты аппроксимирующих прямых и были построены графики их распределения для фаз поднятия и опускания блоков (рис. 4 и 5).

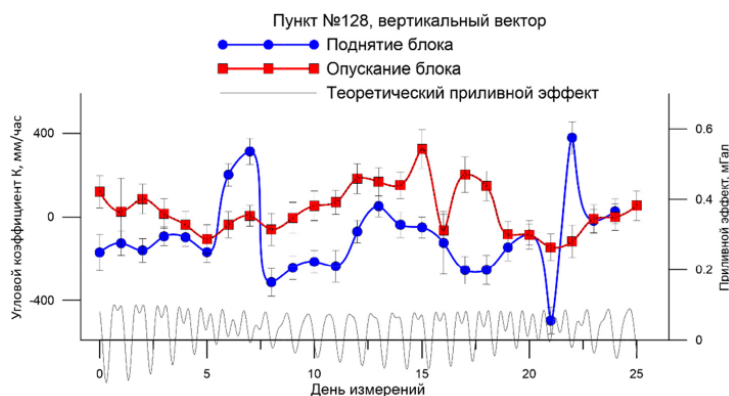


Рис. 4. Распределение углового коэффициента К для вертикального вектора на пункте 128.

Плanka погрешности отображает среднеквадратическое отклонение (СКО) исходного сигнала. В нижней части тонкими линиями показан характер приливных вариаций гравитационного поля.

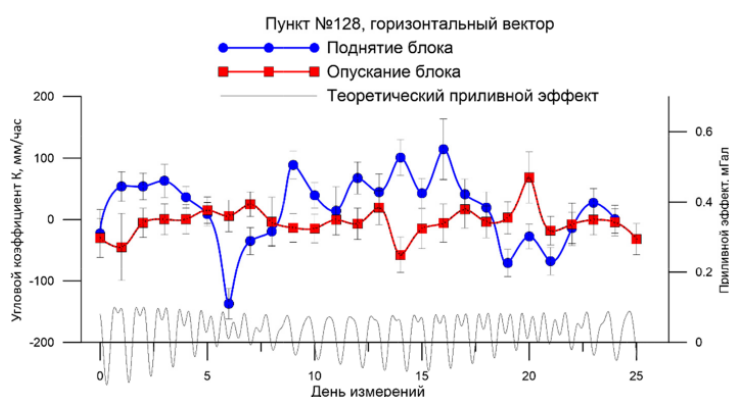


Рис. 5. Распределение углового коэффициента К для горизонтального вектора на пункте 128.

Плanka погрешности отображает СКО исходного сигнала. В нижней части тонкими линиями показан характер приливных вариаций гравитационного поля.

Угловой коэффициент неявно отвечает за скорость изменения координат (соответственно, служит характеристикой скорости движения блока), что в свою очередь может быть связано с геологическими особенностями конкретной точки наблюдения. Наиболее интересные результаты заключаются в том, что движения блока по вертикали (рис. 4) происходят более интенсивно, чем в горизонтальной плоскости (рис. 5).

Также в 6 и 7 сутки наблюдается некая аномалия в фазах поднятия блока – сильное движение блока вверх



и сдвиг в горизонтальной плоскости, что возможно связано с тем, что в это время гравитационные силы Луны и Солнца начали действовать в одном векторном направлении. При этом подобная аномалия выделяется и на многих остальных блоках в фазу спада (примеры на рис. 6 и 7). Надо заметить, что в эти дни гравитационный приливной эффект имеет минимум своей амплитуды, а значит, на блок действует меньшая сила по сравнению с другими днями.

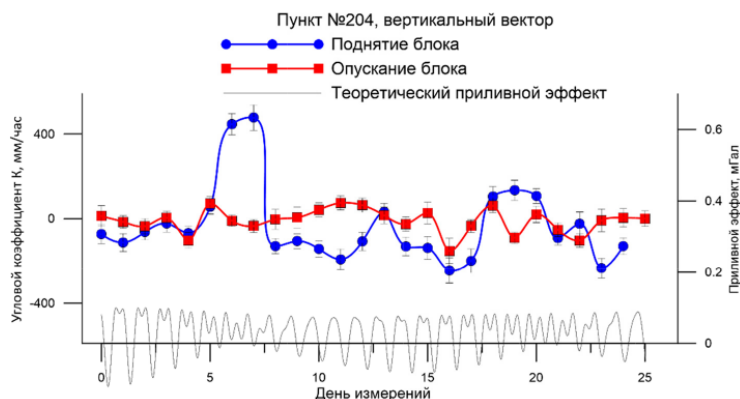


Рис. 6. Распределение углового коэффициента К для вертикального вектора на пункте 204. Планка погрешности отображает СКО исходного сигнала. В нижней части тонкими линиями показан характер приливных вариаций гравитационного поля.

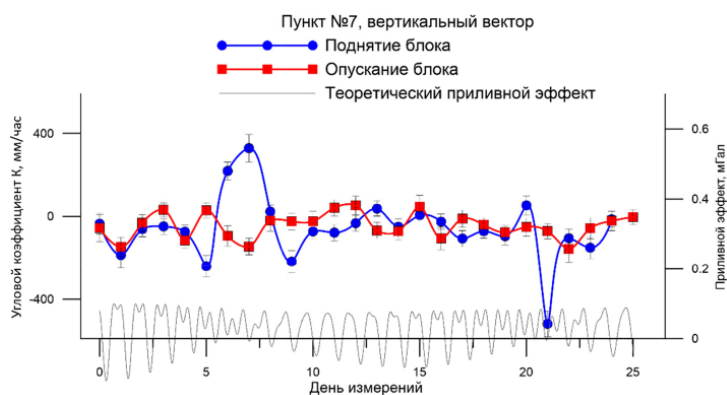


Рис. 7. Распределение углового коэффициента К для вертикального вектора на пункте 7. Планка погрешности отображает СКО исходного сигнала. В нижней части тонкими линиями показан характер приливных вариаций гравитационного поля.

Таким образом, видно, что вертикальные движения блока более интенсивны в фазу поднятия блока – этот процесс происходит быстрее. При этом на нефтегазовых месторождениях наблюдается следующая особенность лунно-солнечных приливов – максимальная скорость поднятия блоков земной коры происходит при наименьшем воздействии со стороны Луны и Солнца. Это может повлечь за собой фазовые сдвиги реального приливного эффекта относительно теоретически рассчитанных приливных поправок. Данная аномалия, полученная на 6–8 день исследования, подлежит отдельному анализу и обсуждению.

## Литература

1. Современная тектонофизика. Методы и результаты. Материалы пятой молодежной тектонофизической школы-семинара. – 2017. Издательство: Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН (Москва).

## **ИНСТРУМЕНТЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ**

**Р.Р. Хафизов, М.А. Шарифуллина, Рам.З. Саттаров, В.В. Емельянов, М.И. Маннапов**  
*Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть», Бугульма*

Задача рентабельной разработки в условиях истощения основных нефтяных месторождений Республики Татарстан и ухудшения структуры остаточных запасов нефти с каждым годом становится все более актуальной. Изменяющиеся внешнеэкономические условия вынуждают нефтяные компании постоянно пересматривать производственные программы. Учитывая, что в разработке находятся сотни месторождений, по каждому из которых возможны несколько сценариев реагирования на изменяющиеся условия, построение оптимальной производственной программы, а тем более долгосрочной, требует разработки специализированных алгоритмов и программных инструментов.

Программный комплекс «Epsilon» позволяет повысить эффективность долгосрочного планирования добычи нефти на каждом из месторождений компании при условиях соблюдения лицензионных обязательств, обеспечения прироста запасов на поздней стадии разработки месторождений, многосценарности вариантов планирования разработки по каждому месторождению, ограниченности инвестиционных ресурсов. Разработанные методики и программные инструменты позволяют в приемлемые сроки получить прототип оптимального плана разработки каждого из месторождений, учитывающий цели стратегии развития компании в целом. Программный инструмент базируется на эффективных оптимизационных алгоритмах, методах машинного обучения с использованием высокопроизводительных вычислительных узлов.

Таким образом, созданные авторами технологии позволили поднять на новый уровень задачу анализа, проектирования и управления разработкой нефтяными месторождениями и инвестиционного планирования, сделать более обоснованными принятие управленческих решений, снизить риск ошибки в принятии решений.

В основе «Epsilon» лежит применение иерархических прокси-моделей АРМ «Лазурит», учитывающие фильтрационно-ёмкостные свойства пласта и текущие запасы нефти, построенных по каждому из 85 месторождений ПАО «Татнефть». Модели полностью воспроизводят историю разработки месторождений и воссоздают карты текущих запасов нефти, содержащие участки тупиковых и застойных зон пласта, участки невыработанных запасов нефти, являющиеся кандидатами для уплотняющего бурения скважин.

Программа позволяет сгенерировать с учётом заданных ограничений множество геолого-технических мероприятий (ГТМ), включающее расстановку проектных точек для бурения, зарезку боковых стволов, перевод скважин на другие горизонты, использование технологии одновременно-раздельной добычи; ранжировать планируемые ГТМ по критериям; сгенерировать сценарии разработки путем распределения ГТМ по годам; рассчитать технико-экономические показатели сценариев; оптимизировать инвестиционный портфель при заданных ограничениях и целевых функциях.

Алгоритм формирования множества сценариев разработки по месторождениям состоит из следующих шагов. На первом этапе формируется набор планируемых ГТМ на основе методики поэтапной расстановки планируемых мероприятий с учётом геологических и технико-экономических ограничений. В качестве ГТМ рассматриваются: бурение вертикальных и горизонтальных скважин, зарезка боковых столов, перевод скважин на другой горизонт, использование технологии одновременно-раздельной добычи.

В результате выполнения алгоритма создаётся неравномерная проектная сетка скважин, которая удовлетворяет технологическим и экономическим ограничениям и имеет максимально возможную плотность.

Одной из основных задач при планировании является задача прогнозирования профилей добычи нефти и жидкости для различных сценариев разработки. Это актуально как для действующего, так и проектного фонда скважин. Без обоснованного прогноза добычи невозможно принимать решения о рентабельности проектов, капитальных вложениях, бурении новых и операционном планировании эксплуатации существующих скважин. В ПК «Epsilon» реализован вариант оценки прогнозного дебита скважины с использованием методов машинного обучения и показал высокую сходимость с данными, предоставленными департаментом разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть».

Далее идет ранжирование планируемых ГТМ, распределение их по годам прогнозного периода и расчёт технико-экономических показателей по сгенерированным вариантам. Алгоритм завершается, когда сгенерированы сценарии разработки по всем месторождениям.

После формирования множества сценариев разработки по всем месторождениям компании с использованием методов машинного обучения выполняется поиск оптимального варианта формирования долгосрочной производственной программы ГТМ с заданными ограничениями по ключевым технико-экономическим показателям. В качестве целевых показателей могут быть выбраны:

- максимизация чистого дисконтированного дохода при не превышении заданного уровня добычи нефти на каждый год планирования по всей компании в целом;
- минимизация инвестиционных вложений при обязательном сохранении уровня добычи нефти на каждый год планирования;

- максимизация добычи нефти на срок эффекта при ограничениях на капитальные вложения;
- комплексная целевая функция.

ПК «Epsilon» в 2021 г. награжден:

- диплом 1 степени в конкурсе «Лучшие товары и услуги Республики Татарстан» в номинации «Продукция производственно-технического назначения»,
- дипломом всероссийского конкурса «100 лучших товаров России».
- дипломом конкурса «Пятьдесят лучших инновационных идей для Республики Татарстан» в номинации «Цифровая экономика».

ПК «Epsilon» внедрён в Управлении инвестиций (5 рабочих мест) и в структурных подразделениях ПАО «Татнефть»: институте «ТатНИПИнефть» (12 рабочих мест) и «Татнефть-Добыче» (19 рабочих мест). Результаты расчётов программного комплекса используются:

- при формировании инвестиционной программы по направлению бурения,
- при проектировании разработки месторождений,
- при выполнении аналитических расчётов/ оценок, в т.ч. для анализа состояния разработки месторождений, для анализа чувствительности технико-экономических параметров месторождений к изменениям микро-, макроэкономических параметров.

В 2021 году по результатам расчетов ПК «Epsilon» 11 проектных точек включены в инвестиционную программу по направлению бурения на 2022 г. Оценка экономического эффекта осуществляется путём сравнения дисконтированных экономических эффектов инвестиционных программ, сформированной без применения программного обеспечения и скорректированной с учётом рекомендаций ПК «Epsilon». Экономический эффект от применения ПК «Epsilon» на данный момент составляет 105 789,25 тыс. руб.

Техническим результатом предлагаемого решения является расширение арсенала технических средств формирования наборов, планируемых к проведению ГТМ, принимаемых в долгосрочный корпоративный портфель, повышение эффективности капитальных затрат, увеличение показателей эффективности сформированных портфелей.

## ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ НЕФТЕЙ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ И ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

А.Е. Чемоданов<sup>1</sup>, О.В. Иващенко<sup>2</sup>, М.С. Шипаева<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>2</sup>, А.А. Шакиров<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань

<sup>2</sup> ФГАОУ ВО К(П)ФУ, г. Казань

### АННОТАЦИЯ

В работе были исследованы образцы сырой нефти Нижнекаменноугольной системы С1: Тульского, Бобриковского горизонтов и образцы Девонской системы D2: Пашийского горизонта одного из месторождений Республики Татарстан. В рамках работы проведён газовый хромато-масс-спектрометрический анализ бензиновой фракции подобранных нефтей, посредством которого было идентифицировано 57 компонентов. На основе анализа хроматограмм и опубликованных работ других авторов было выделено 19 геохимических коэффициентов. Различий среди коэффициентов, основанных по соотношению алканов и циклоалканов, выявлено не было. Явные отличия проявлялись по соотношению ароматических соединений, в частности, толуола и ксилолов. По расчётам коэффициентов и сопоставлению полученных данных были выявлены отличия между нефтями Девонской и Каменноугольной систем, а также между горизонтами Каменноугольной системы с учётом их геохимических особенностей их состава.

**Цель:** исследовать бензиновые фракции образцов нефтей различных месторождений и их особенности и интерпретировать результаты учитывая различия в геохимическом составе.

**Задачи:** выбрать наиболее подходящие для исследования образцы, выделить бензиновую фракцию начало кипения – 140°C, провести ГХМС исследования геохимического состава бензинов, выявить значимые геохимические параметры для дальнейшего выделения различий между нефтями разных систем и горизонтов одной системы.

### ВВЕДЕНИЕ

Органическая геохимия нефти находит большую популярность как в научных исследованиях, так и в нефтяной отрасли. Классическим методом исследования геохимических особенностей состава нефтей является SARA с последующим газохроматографическим исследованием полученных фракций [1-5]. Данный метод широко применим на практике, однако является дорогостоящим и трудоёмким.

Многие исследователи выделяют бензиновые фракции нефтей с последующим ГХМС анализом их компонентов для решения классических и прикладных задач. Например, в работе [6] геохимические компоненты бензиновой фракции были использованы в качестве индикаторов фациально-генетических типов исходного ОВ, а в исследованиях [7] по бензиновой фракции получены результаты о катагенетической зрелости нефти. Для решения

прикладной задачи по разделению добываемого флюида в работе [8] также используются геохимические исследования состава бензиновых фракций нефти.

### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

В настоящей работе были исследованы образцы сырой нефти с 6 скважин месторождения Татарстана (рис. 1) перфорированных на пашийский горизонт Девонской системы, Тульский и Бобриковский горизонты Каменноугольной системы (табл. 1). Всего с каждого горизонта исследовано 2 образца нефти.



Рис. 1. Исследуемое месторождение на карте Республики Татарстан с Геологическим.

Таблица 1

Список скважин для исследований

№ п/п	Номер скважины	Система	Перфорация
1	120	Девон	Пашийский
2	123	Девон	Пашийский
3	163	Карбон	Бобриковский
4	165	Карбон	Бобриковский
5	963	Карбон	Тульский
6	965	Карбон	Тульский

### МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для качественного выделения из каждого образца нефти бензиновой фракции н.к. (начало кипения) – 140°C, нефть предварительно обезвоживалась путём добавления деэмульгатора в количестве 15 капель на 100 мл. нефти, и выдерживалась в водяной бане не менее 2 часов. Последующее выделение бензиновой фракции производилось на аппарате для разгонки нефтепродуктов АРН-ЛАБ-03 с температурой кипения 140°C.

При работе с ГХМС (газовый хромато-масс спектрометр Хроматэк-Кристалл 5000) используется пары термостатированных бензиновых фракций. Хроматографирование велось в режиме линейного программирования температуры: начало – 50°C, скорость подъёма температуры – 10°C/мин, конец программы – 250°C. Хроматограммы расшифровывались с помощью библиотеки масс-спектров NIST2020 и литературных данных. С помощью программного обеспечения Хроматэк Аналитик определялись площади пиков, выделенных компонентов парафиновых, нафтеновых и ароматических соединений.

### РЕЗУЛЬТАТЫ

В ходе ГХМС анализа всего было выделено 57 компонентов для дальнейшего подбора геохимических коэффициентов – маркеров по *n*- и *изо*-алкановым, нафтеновой и ароматической группам. На основе анализа хроматограмм и опубликованных работ других авторов было выделено 19 геохимических коэффициентов для выявления отличий перфораций представленные ниже.

Для анализа результатов и выявления геохимических особенностей нефтей Девонской и Каменноугольной систем были построены звездные диаграммы по маркерам (рис. 2):

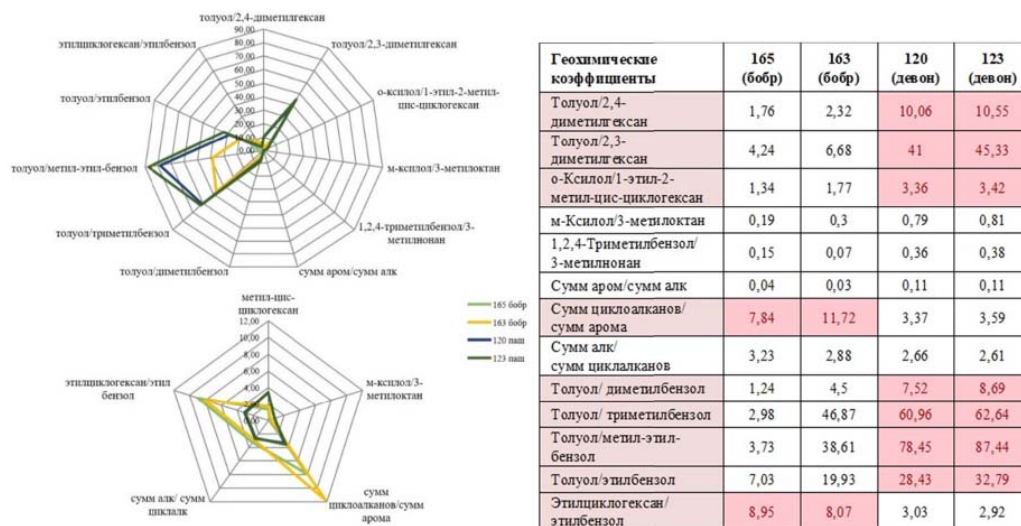


Рис. 2. Лепестковые диаграммы по подобранным геохимическим коэффициентам для бензиновой фракции нефти каменноугольной и девонской систем со сводной таблицей.

На диаграмме чётко прослеживаются высокие показатели суммарной ароматики у девонских нефтей в сравнении с нефтями каменноугольной системы, при этом соотношения алканов и циклоалканов примерно одинаковое. Согласно исследованиям авторов [9], лёгким нефтям свойственно повышенное содержание ароматических соединений, порядка более 15%. При этом ссылаясь на работы [10, 11] повышенные концентрации аренов может свидетельствовать о повышении катагенетической зрелости.

Следующим этапом анализируется геохимический состав бензиновых фракций внутри каменноугольной системы: а именно поиск отличий нефтей бобриковских и тульских отложений. По полученным значениям геохимических параметров построена звездная диаграмма со сводной таблицей (рис. 3). По диаграмме наблюдаются низкие значения суммарной ароматики нефтей бобриковских отложений в сравнении с нефтями нижележащего тульского горизонта, а также различия по коэффициенту этилциклогексан/этилбензол. Показатели также указывают на их различия по катагенетической зрелости. По результатам анализа подобрано 9 коэффициентов, характеризующих каждый из пластов: толуол/2,4-диметилгексан, толуол/2,3-диметилциклогексан, толуол/диметилбензол, толуол/триметилбензол, толуол/метил-этил-бензол, толуол/этилбензол, о-ксилол/1-этил-2-метил-циклогексан, этилциклогексан/этилбензол, сумма циклоалканов/сумма аренов.

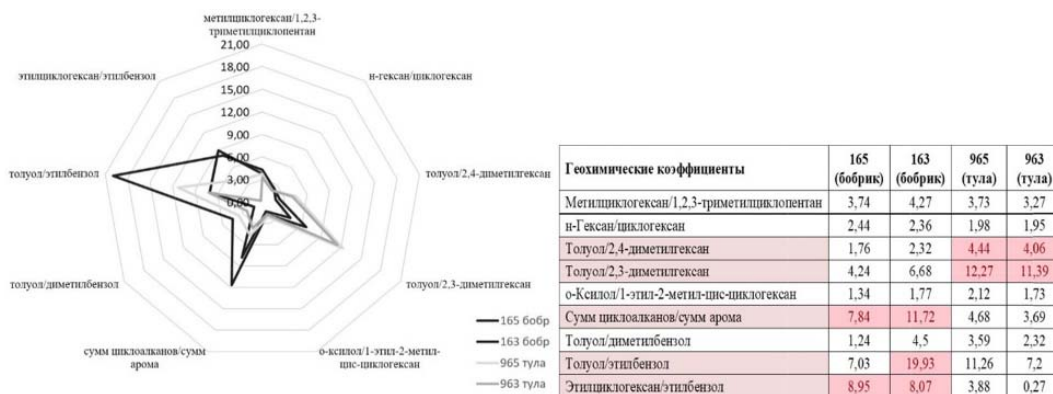


Рис. 3. Значения основных геохимических коэффициентов бензиновой фракции для нефтей бобрикового и тульского горизонтов со сводной таблицей.

### ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

Найденные отличия в составе нефтей Девонской и Каменноугольной систем, внутри каменноугольной системы – между бобриковским и тульским горизонтом можно использовать для учёта добычи в случае работы скважины на несколько из этих пластов. Для этого в рамках лабораторного эксперимента бензиновые фракции Девонской (123 скв.) и Каменноугольной (163 скв.) систем были смешаны в процентном соотношении 20/80, 80/20 и 50/50. Система смесей была также проанализирована на ГХМС, после чего их фактические замеры по выбранным геохимическим параметрам сравнивались с расчётными по оригинальным данным скважин № 123 и № 163. По построенным графикам (рис.4) был скорректирован подбор геохимических коэффициентов для выделения различий у нефтей разных систем и горизонтов одной системы.

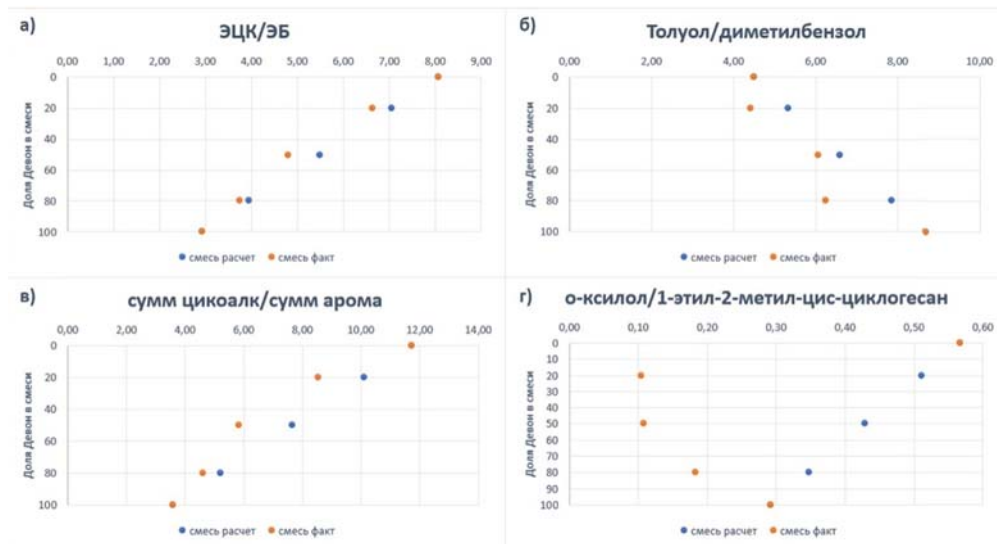


Рис. 4. Сравнительные графики по геохимическим коэффициентам.

По графикам наблюдается значимость коэффициентов этилциклогексан/этилбензол, толуол/диметилбензол и сумма циклоалканов/сумма ароматических соединений соответственно их буквенной нумерации, при этом график г – о-ксилол/1-этил-2-метил-цис-циклопентан указывает на неприменимость данного коэффициента в дальнейшей работе.

## ВЫВОДЫ

Исследование бензиновой фракции нефти и подбор подходящих коэффициентов позволяет решать прикладные задачи органической геохимии. Наблюдаются различия в геохимических коэффициентах по системам и их ярусам, при этом главными показателями являются отношения ароматических соединений к алканам и нафтенам, что может объясняться различием в катагенетической зрелости нефтей.

## БЛАГОДАРНОСТЬ

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

1. *Chemodanov A.E. et al.* (2017). Application of geochemical model for monitoring the superviscous oil deposits development by the thermal steam methods. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 9. P. 104–107.
2. *Safina R. et al.* (2018). Development of an approach to geochemical modeling of super-viscous oil deposits, Tatarstan, Russia. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*, Vol. 18, 1.4. P. 389–396.
3. *Сафина И.Р., Ибрагимова Д.А., Яушев Э.А., Хисмиев Р.Р.* Применение метода SARA-анализа для характеристики нефтяных дисперсных систем // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2014. – С. 212–213.
4. *Волков В.Я., Сахаров Б.В., Хасанова Н.М., Нургалеев Д.К.* Анализ компонентного состава и свойств тяжёлых нефтей in situ методом ЯМР релаксации в низких магнитных полях // *Георесурсы*. – 2018. – № 4. – С. 308–323.
5. *Головкин А.К., Камьянов В.Ф., Огородников В.Д.* Физико-химические характеристики и углеводородный состав нефтей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // *Геология и геофизика*. – 2012. – № 11. – С. 1580–1594.
6. *Большакова М.А., Кирюхина Т.А.* Газоконденсаты Штокманского месторождения // *Геология нефти и газа*. – 2007. – № 3. – С. 39–48.
7. *Пунанова С.А., Виноградова Т.Л.* Геохимические особенности зрелых углеводородных систем и показатели их распознавания // *Геохимия*. – 2016. – № 9. – С. 852–859.
8. *Садманова М.В., Тарасова Ю.С., Невестенко М.А.* Геохимический мониторинг нефти как инструмент для регулирования работы эксплуатационных скважин // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : материалы XIV Всерос. науч.-техн. конф. : Пермь, Екатеринбург, 2021*. – С. 46–52.
9. *Шевченко Н.П., Фурсенко Е.А., Каширцев В.А., Карташов Е.В.* Геохимия бензиновых фракций конденсатов полуострова Ямал // *Интерэкспо Гео-Сибирь*. – 2016. – С. 175–179.
10. *Фурсенко Е.А.* Влияние катагенеза на состав бензиновых фракций нефтей Баженовской свиты (Западная Сибирь) // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. – 2001. – С. 84–88.
11. *Фурсенко Е.А.* Пространственные закономерности распределения генетических параметров УВ C5-C8 нефтей и конденсатов на севере Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. – 2009. – № 1. – С. 81–86.

## ИНТЕГРИРОВАНИЕ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ТЕРМОГЕНЕРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА В МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ

А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих, В.А. Милютина, И.И. Мухаматдинов,  
С.А. Ситнов, В.А. Султанов

*КФУ, ИГиНГТ, кафедра РЭМТУ, г. Казань, AFShageev@kpfu.ru*

Запасы трудноизвлекаемого углеводородного сырья, к которым относятся тяжелые нефти значительны, как в мире, так и на территории Российской Федерации. По современным классификациям это нефти с плотностью от порядка  $0.9 \text{ г/см}^3$  до  $1.0 \text{ г/см}^3$  и характеризующиеся, как правило, высокой вязкостью или являются сверхвязкими. Залежи тяжёлых нефтей располагаются как в терригенных, так и в карбонатных отложениях и встречаются на всех диапазонах глубин от 200–300 до – свыше 1500 метров. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 метров. Очень часто такие месторождения представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные ёмкостно-фильтрационные свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида. При этом, если для терригенных коллекторов промышленно освоен ряд технологий, то для месторождений в карбонатных отложениях добыча характеризуется, как правило, низкой нефтеотдачей и резким снижением дебита скважин после их освоения. Проблема осложнена существованием разных типов карбонатных коллекторов (гранулярный, поровый кавернозный, трещиноватый и др.), а также спецификой состава и физико-химических свойств тяжёлых высоковязких нефтей, проявляющих свойства неньютоновских жидкостей.

Поэтому важнейшая проблема по интенсификации работы скважин и эффективного освоения залежей тяжёлых нефтей в карбонатных коллекторах стоящая перед учёными и специалистами в настоящее время непосредственно связана с решением комплекса фундаментальных научных задач, включающих выявление закономерностей по структурообразованию и дисперсному строению нефтей в карбонатных пористых средах, разработку реагентов нового поколения и оригинальных способов их ввода в пласт, с получением сгенерированного тепла обеспечивающего подвижность добываемого флюида, на это и направлена настоящая работа по созданию специального внутрискважинного устройства.

Рассматривая в целом нефтяную отрасль знаний как многогранный комплекс научных и научно-технических химических, физических, математических и геологических подходов к пониманию научных основ проблемы интенсификации работы скважин для эффективной добычи тяжёлой нефти из карбонатных коллекторов, очевидно что её решение крайне актуально. Это связано с тем, что более 60% мировых запасов нефти сосредоточены в карбонатных коллекторах. Однако извлекаемые запасы этих отложений достигают всего лишь 10–15%. Это объясняется разнообразием карбонатных пластов-коллекторов по составу и структурно-текстурным признакам, высокой неоднородностью их физико-химических свойств, обусловленных, в свою очередь, длительной и многоэтапной историей их формирования. Трудности разработки карбонатных коллекторов усугубляются ухудшенными свойствами нефти. Нефти большинства карбонатных месторождений характеризуются высоким содержанием твёрдых парафинов и смолисто-асфальтеновых компонентов, ответственных за структурообразование, высокими вязкостью и плотностью, низкими газонасыщенностью и давлением насыщения. Структурообразование многократно повышает эффективную вязкость нефти и придаёт ей свойства неньютоновской жидкости, аномалии вязкости которой усиливаются неоднородностью и пространственной изменчивостью карбонатных коллекторов.

Имея значительный опыт в области методов воздействия на нефтяные пласты, и создание новых более совершенных технологий интенсификации разработки залежей тяжёлых нефтей и особенно в карбонатных коллекторах. Полагаем, что проводимые кислотные, в основном солянокислотные, обработки призабойных зон скважин и другие мероприятия решают проблему лишь частично. Чрезвычайно высокая реакционная способность соляной кислоты по отношению к карбонатному коллектору не позволяет без добавок-замедлителей реакции провести глубокую обработку пласта. Использование композиций повышает стоимость скважино-обработок, а повышенные в настоящее время требования нефтяных компаний, особенно в Татарстане, к снижению в реагентах для нефтепромыслов хлорсодержащих соединений свидетельствует об актуальности создания новых реагентов с пониженным содержанием или даже при полном отсутствии таких веществ. Поэтому необходимы реагенты иного типа, учитывающие специфику карбонатных пластов. При комплексном решении проблемы, актуальным является и создание в призабойной зоне пласта при закачке реагентов фронта повышенных температур, в частности, для снижения вязкости тяжёлой нефти.

Таким образом, многофакторность условий, влияющих на поведение тяжёлой высоковязкой нефти в сложнопостроенных коллекторах карбонатного типа, требует разностороннего подхода к изучению процессов извлечения нефти из карбонатных коллекторов. Углубленные исследования коллекторских свойств карбонатных пород, характера их изменения в ходе разработки залежи с использованием привнесённого тепла, механизма взаимодействия сложнопостроенных карбонатных коллекторов с горячим реагентом, а также нефтяным флюидом, направления движения тёплого фронта нефтяных компонентов в карбонатных пористых средах позволят создать основу научно обоснованных новых методов интенсификации добычи тяжёлой нефти из карбонатных коллекторов, для создания специального внутрискважинного генератора тепла и на этой базе эффективных технологий.

Разработано научно-техническое решение в области интенсификации работы скважин с целью повышения

нефтеотдачи, в том числе с использованием волнового воздействия, включая создание оригинального устройства для комплексного воздействия на призабойную зону пласта.

Разработанный нами способ добычи высоковязкой нефти из скважины, включающий оборудование скважины обсадной трубой с двумя вскрытыми зонами на горизонтальном или наклонном участке, спуск в обсадную трубу нижней колонны насосно-компрессорных труб с термостойким пакером до занятия им положения между вскрытыми зонами, спуск погружного насоса на верхней колонне насосно-компрессорных труб до первой вскрытой зоны, циклическую закачку теплоносителя по нижней колонне насосно-компрессорных труб и подъём водонефтяной эмульсии погружным насосом на поверхность, отличающийся тем, что перед спуском нижнюю колонну насосно-компрессорных труб с термостойким пакером присоединяют верхним концом к байпасной трубе, смонтированной на погружном насосе, и вместе спускают их на верхней колонне насосно-компрессорных труб, в которую по завершении спуска вводят с кольцевым зазором дополнительную трубу, для закачки теплоносителя в нижнюю колонну насосно-компрессорных труб доставляют по кольцевому зазору и байпасной трубе, а подъём водонефтяной эмульсии на поверхность осуществляют по дополнительной трубе, гидравлически связанной с выкидом насоса [1].

На рис. 1 представлено термогенерирующее устройство, на котором осуществляется рассмотренный выше способ, где 1 – обсадная труба, 2 – первая вскрытая зона, 3 – вторая вскрытая зона, 4 – нижняя колонна НКТ, 5н – нижний термостойкий пакер, 5в – верхний термостойкий пакер, 6 – опора, 7 – выкид погружного насоса, 8 – байпасная труба, 9 – тройник, 10 – верхняя колонна, 11 – кольцевой зазор, 12 – дополнительная труба, 13 – герметизирующий элемент, 14 – межтрубное пространство, 15 – перфорированная труба отбора флюида, 16 – разделительный термостойкий пакер, 17 – специально встроенный настраиваемый клапан, 18 – нагнетательная перфорированная труба.

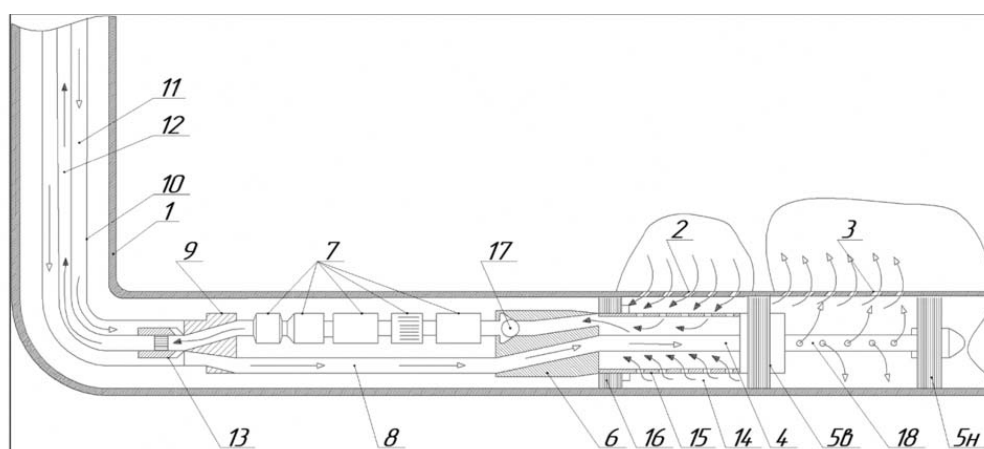


Рис. 1. Термогенерирующее устройство.

Один из способов добычи высоковязкой нефти, заключается в том, что сначала оборудуют скважину, для чего обсаживают её обсадной трубой, имеющей на горизонтальном или наклонном участке первую и вторую вскрытые зоны. После чего, в скважину спускают нижний и верхний термостойкие пакеры, соединённые между собой нагнетательной перфорированной трубой. Соединяют нижнюю колонну, поверх которой надевают коаксиально перфорированную трубу отбора флюида, далее устанавливают разделительный термостойкий пакер, ограничивающий межтрубное пространство, и вворачивают опору со встроенным настраиваемым клапаном в перфорированную трубу отбора флюида. Далее соединяют погружной насос и вставляют сверху в опору байпасную трубу, соответствующую длине погружного насоса, на свободный конец байпасной трубы и выкид погружного насоса монтируют тройник, с противоположной стороны которого накручивают верхнюю колонну и до тройника вводят с кольцевым зазором дополнительную трубу с герметизирующим элементом, на конце которой крепят тройник. Затем кольцевое пространство между обсадной трубой и верхней колонной заполняют водой, в нижней части движение воды ограничивают разделительным термостойким пакером и встроенным настраиваемым клапаном в опоре. Далее производят закачку термогазохимического состава, например бинарную смесь (БС) на основе нитрита натрия и нитрата аммония, который по кольцевому зазору, байпасной трубе и нижней колонне подают в концевой участок обсадной трубы. После чего, термогазохимический состав через первую вскрытую зону или вторую вскрытую зону попадает в продуктивный пласт и далее его продавливают лёгкой нефтью. Выдерживают расчётное время активации экзотермической химической реакции и время разогрева высоковязкой нефти в пласте. Разогретая водонефтяная эмульсия с непрореагировавшими продуктами реакции стекает через первую вскрытую зону в межтрубное пространство между нижней колонной и начальным участком обсадной трубы, далее разогретая водонефтяная эмульсия поступает через встроенный настраиваемый клапан на приём погружного насоса, разогретую водонефтяную эмульсию откачивают на поверхность по дополнительной трубе. При снижении дебита откачку прекращают и вновь закачивают термогазохимический состав в продуктивную зону пласта по нижней колонне для повышения жидкотекучести нефти, далее проводят откачку и циклы повторяют [2].



На рис. 2 представлено термогенерирующее устройство, на котором можно осуществлять другие способы тепловой обработки ПЗП. Устройство работает следующим образом: – с поверхности подаётся раздельно бинарная смесь и активатор термохимической реакции. В зоне смешения БС происходит быстрая химическая реакция (3–5 сек.) с выделением  $2960 \pm 320$  кДж/кг энергии и газов из 1 кг БС получается: 0,325 кг азота; 0,2 кг кислорода; 0,415 кг водяного пара. Горячие газы (150–500°C) проходя через теплогенерирующее устройство отдают часть своего тепла стенкам реактора, а двигающийся по наружной стороне активный агент нагревается, и совместно с продуктами реакции поступает в зону перфорации. Полученный (при химической реакции БС) кислород начинает взаимодействовать с углеводородом нефтепродуктов, выделяя дополнительное тепло, так как эта реакция тоже экзотермическая, увеличивается зона проникновения в пласт разогретого активного агента и его взаимодействие с породой или нефтью. Для контроля за ходом процесса на теплогенерирующее устройство устанавливают датчики температуры и давления, информация с которых передаётся на пульт управления для поддержания заданного технологического режима.

Для облегчения работы нефтедобывающих насосов предложены теплогенерирующие устройства малых размеров рис. 3 и рис. 4.

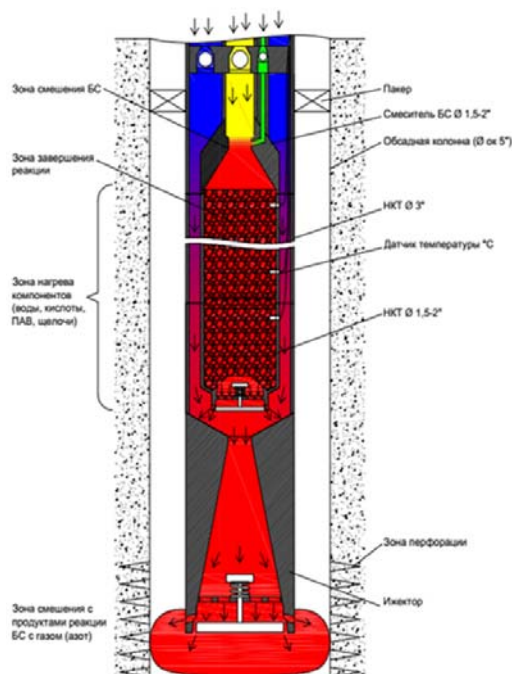


Рис. 2. Термогенерирующее устройство.

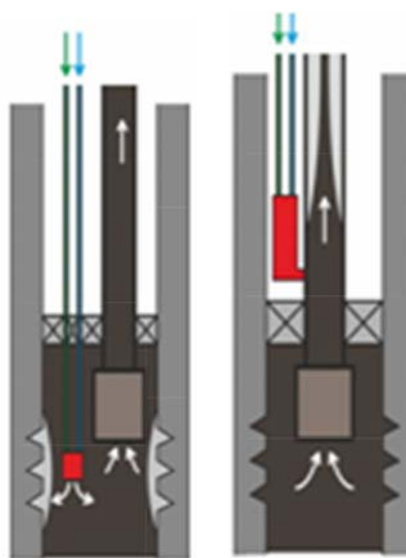


Рис. 3

Рис. 4

**Добыча тяжёлых/высоковязких нефтей** – при добыче тяжёлых нефтей, высокая вязкость нефти на входе насоса снижает его скорость заполнения и увеличивает потери на трение.

На рис. 3 показана установка теплогенерирующего устройства малых размеров, работающего на БС, ниже входа насоса устраняет эти проблемы, увеличивая скорость прохождения добываемого флюида, снижая затраты на подъём барреля нефти и увеличивая межремонтный срок службы насоса.

Возможна обработка горячими продуктами реакции закальматированной зоны нефтепритока.

**Добыча высокопарафинистых нефтей** – в некоторых скважинах парафин и гидраты осаждаются из раствора и образуют отложения внутри (НКТ), где температура жидкости падает ниже точки помутнения (обычно примерно + 40°C).

На рис. 4 показана установка теплогенерирующего устройства малых размеров, работающего на БС, в колонне НКТ ниже точки, где происходит застывание парафина, мини-реактор полностью и навсегда устраняет проблему парафиноотложения.

**Добыча битумных и асфальтеновых нефтей** – подобные проблемы возникают с битумом и асфальтосодержащими нефтями при температуре ~ 60°C и вышесказанное решение, рассмотренное на рис. 4, снимает эту проблему.

## Литература

1. Шагеев А.Ф., Варфоломеев М.А., Милютин В.А., Резаи К. М., Белейд Х.Э., Патент РФ № 2 778 919, «Способ добычи высоковязкой нефти и термогазохимический состав для его осуществления», 29.08.2022, Бюл. № 25.
2. Шагеев А.Ф., Варфоломеев М.А., Патент РФ № 2 748 098, «Способ добычи высоковязкой нефти и устройство для его осуществления», 19.05.2021, Бюл. № 14.

# ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ

М.Н. Шамсиев

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань  
mshamsiev@yandex.ru

В последние годы, в связи с развитием технологии глубинных измерений, информация об изменениях температуры и давления на забое скважины широко используются для определения фильтрационных и теплофизических параметров пласта. Пластовые температура и давление определяют термодинамические процессы в пласте. Аналитическая зависимость между изменениями пластовых температур и давлений при неизотермической фильтрации слабосжимаемой жидкости во времени для вертикальной скважины была впервые установлена Э.Б. Чекалюком [1]. На основе этой зависимости был предложен метод термодинамического зондирования для оценки фильтрационных параметров пласта в окрестности скважины.

Неизотермическая фильтрация жидкости в трещиновато-пористых средах рассматривались в работах [2-4]. Трещиновато-пористые породы моделируются как некоторая сложная система, состоящая из двух сред, вложенная одна в другую. Первая среда состоит из трещин, а вторая из малопроницаемых блоков. Между первой и второй средами происходит обмен жидкостью. Так как проницаемость блоков на несколько порядков меньше чем у трещин, то потоком жидкости в блоках можно пренебречь, т.е. считать, что фильтрация жидкости происходит по трещинам, а блоки их подпитывают [5-7]. При изучении переходных процессов неизотермической фильтрации слабосжимаемой жидкости можно не учитывать теплопроводность, поскольку её эффект мал по сравнению с конвективным переносом тепла [8], и поэтому можно предполагать, что температура в блоках постоянна. Для учёта состояния призабойной зоны вводится дополнительный стационарный перепад давления на стенке скважины. Это дополнительное падение давления происходит в бесконечно тонкой зоне – «скин-эффект» [9]. Один из способов учёта скин-эффекта состоит в использовании эффективного радиуса скважины.

С учётом указанных предположений, процесс неизотермической фильтрации жидкости к вертикальной скважине в трещиновато-пористом пласте описывается следующей системой уравнений:

$$\beta_1^* \frac{\partial p_1}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{k_1}{\mu} r \frac{\partial p_1}{\partial r} \right) + q, \quad r_{ws} < r < R_e, \quad t > 0, \quad (1)$$

$$\beta_2^* \frac{\partial p_2}{\partial t} = -q, \quad r_{ws} \leq r < R_e, \quad t > 0, \quad (2)$$

$$C_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = m_1 \rho C_p \eta \frac{\partial p_1}{\partial t} + \rho C_p \frac{k_1}{\mu} \frac{\partial p_1}{\partial r} \left( \frac{\partial T_1}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p_1}{\partial r} \right) + q_T, \quad r_{ws} \leq r < R_e, \quad t > 0, \quad (3)$$

с начальными и граничными условиями

$$p_1(r, 0) = p_2(r, 0) = p_e, \quad T_1(r, 0) = T_e, \quad r_{ws} \leq r \leq R_e, \quad (4)$$

$$2\pi h \left[ \frac{k_1}{\mu} r \frac{\partial p_1}{\partial r} \right]_{r=r_{ws}} = Q + C_w \frac{\partial p_1}{\partial t}, \quad t > 0, \quad (5)$$

$$p_1(R_e, t) = p_2(R_e, t) = p_e, \quad T_1(R_e, t) = T_e, \quad (6)$$

где  $p_1, p_2$  – давление в трещинах и блоках,  $T_1$  – температура трещин,  $r_w^* = r_w e^{-S}$  – эффективный радиус скважины,  $S$  – скин-фактор,  $r_w, R_e$  – радиус скважины и пласта  $\mu$  – вязкость нефти,  $h$  – толщина пласта,  $C_w$  – коэффициент влияния объём ствола скважины,  $Q$  – дебит скважины,  $p_e$  – пластовое давление,  $T_e$  – пластовая температура,  $k_1, m_1$  – проницаемость и пористость трещин,  $\beta_1^*, \beta_2^*$  – упругоёмкость трещин и блоков,  $C_1 = \rho C_p$  – объёмная теплоёмкость трещин,  $C_p, \rho$  – удельная теплоёмкость и плотность жидкости,  $\varepsilon, \eta$  – коэффициенты Джоуля-Томсона и адиабатического расширения.

Переток жидкости между блоками и трещинами выражается соотношением [5, 8]:

$$q = \varpi^2 k_2 / (p_2 - p_1), \quad (7)$$

где  $\varpi$  – удельная поверхность блоков,  $k_2$  – проницаемость блоков.

Теплообмен между блоками и трещинами описывается следующим выражением:

$$q_T = -\rho C_p q T + \varpi^2 \lambda_2 (T_2 - T_1), \quad T = \begin{cases} T_2, & q \geq 0, \\ T_1, & q < 0, \end{cases} \quad (8)$$

где  $\lambda_2, T_2$  – теплопроводность и температура блоков. Первое слагаемое соотношения (8) характеризует конвективный теплообмен между трещинами и блоками, а второй – кондуктивный.

Для численного решения системы (1)–(8) применяется метод конечных разностей. Область решения покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат  $u = \mathbf{h} r$  [10, 11]. Для построения разностной схемы, аппроксимирующей краевую задачу

(1)–(8), используется интегро-интерполяционный метод. Полученная система разностных уравнений на каждом временном слое решается методом прогонки.

Проблема определения фильтрационных и теплофизических параметров пласта принадлежит к классу обратных задач подземной гидродинамики. Обратная задача состоит в определении коэффициентов проницаемости трещин  $k_1$ , скин-фактора  $S$ , удельной поверхности блоков  $\varpi$ , влияния ствола скважины  $C_w$ , Джоуля-Томсона  $\varepsilon$  и адиабатического расширения  $\eta$  когда процесс фильтрации жидкости к вертикальной скважине в трещиновато-пористом пласте описывается системой уравнений (1)–(8). В качестве исходной информации используются измеренные значения давления  $\phi(t)$  и температуры  $\varphi(t)$  на забое скважины после её пуска эксплуатацию:

$$p_1(r_{ws}, t) = \phi(t), T_1(r_{ws}, t) = \varphi(t), 0 \leq t \leq t_{exp}, \quad (9)$$

где  $t_{exp}$  – время продолжительности исследования скважины.

Решение обратной задачи (1)–(9) сводится к минимизации функционала [10-12]:

$$J(\theta) = \int_0^{t_{exp}} (\xi [p_1(r_{ws}, t) - \phi(t)]^2 + [T_1(r_{ws}, t) - \varphi(t)]^2) dt, \quad (10)$$

где  $\theta = (k_1, S, \varpi, C_w, \varepsilon, \eta)$ ,  $0 < a_i \leq \theta_i \leq b_i$ ,  $a_i, b_i = const$ ,  $\xi$  – весовой коэффициент. Итерационная последовательность для минимизации функционала-невязки (10) строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Сходимость и устойчивость предложенного вычислительного алгоритма исследуется численно на модельных примерах.

На модельных примерах исследуется влияние фильтрационных и теплофизических параметров пласта на кривые изменения давления и температуры и их производные на забое скважины после её пуска в эксплуатацию. Рассматривается модельный пласт со следующими данными:  $r_w = 0.1$  м,  $R_e = 300$  м,  $S = 0$ ,  $h = 10$  м,  $C_w = 0.5$  м<sup>3</sup>/МПа,  $Q = 20$  м<sup>3</sup>/сут,  $p_e = 10$  МПа,  $T_e = 280$  К,  $k_1 = 0.1$  мкм<sup>2</sup>,  $k_2 = 1 \cdot 10^{-5}$  мкм<sup>2</sup>,  $\mu = 10$  мПа с,  $m_1 = 0.02$ ,  $C_p = 2010$  Дж/(К кг),  $\rho = 880$  кг/м<sup>3</sup>,  $\beta_1 = 3 \cdot 10^{-5}$  МПа<sup>-1</sup>,  $\beta_2 = 2.1 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>,  $\varepsilon = 0.3$  К/МПа,  $\eta = 0.2$  К/МПа,  $\varpi = 2$  м<sup>-1</sup>,  $\lambda_2 = 2$  Вт/(м К),  $k_2 = 5 \cdot 10^{-5}$  мкм<sup>2</sup>. Результаты расчётов приведены на рис. 1–3. На рис. 1. приведены кривые изменения температуры, давления на забое скважины и их производные в логарифмических координатах. Наклон начальных участков кривых изменения температуры, давления и их производных характеризуется влиянием объёма ствола скважины (рис. 1, кривые 2). Изменение на начальном участке кривых изменения температуры (КИТ) и их производных объясняется охлаждением жидкости после пуска скважины за счёт адиабатического расширения (рис. 1 а). Влияние коэффициента адиабатического расширения проявляется на КИТ и её производной только на малых временах. На кривых производных давления и температуры наблюдается характерный «овраг», который связан с процессом теплообмена между блоками и трещинами.

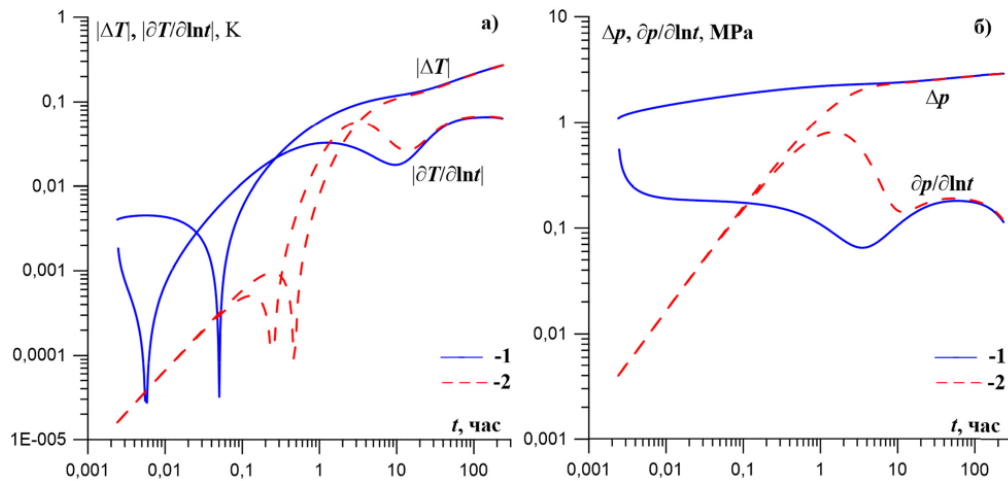


Рис. 1. Кривые изменения температуры (а), давления (б) и их производные.

1 –  $C_w = 0$ , 2 –  $C_w \neq 0$ .

Коэффициент проницаемости влияет на депрессию в пласте (рис. 2 б) и соответственно на дроссельный и адиабатический эффекты. Поэтому при уменьшении проницаемости пласта увеличиваются рост температуры за счёт дроссельного эффекта (рис. 2 а, кривая 1) и продолжительность начального участка КИТ и её производной за счёт процесса адиабатического расширения.

Коэффициент скин-фактора влияет на кривые изменения давления, температуры на забое скважины и их производные (рис. 3). При положительном скин-факторе происходит увеличение депрессии (рис. 3 б, кривая 2) и соответственно рост температуры за счёт дроссельного эффекта (рис. 3 а, кривая 2). При отрицательном скин-факторе пласт меньше прогревается и поэтому продолжительность начальных участков КИТ и её производной увеличивается (рис. 3 а, кривая 1).

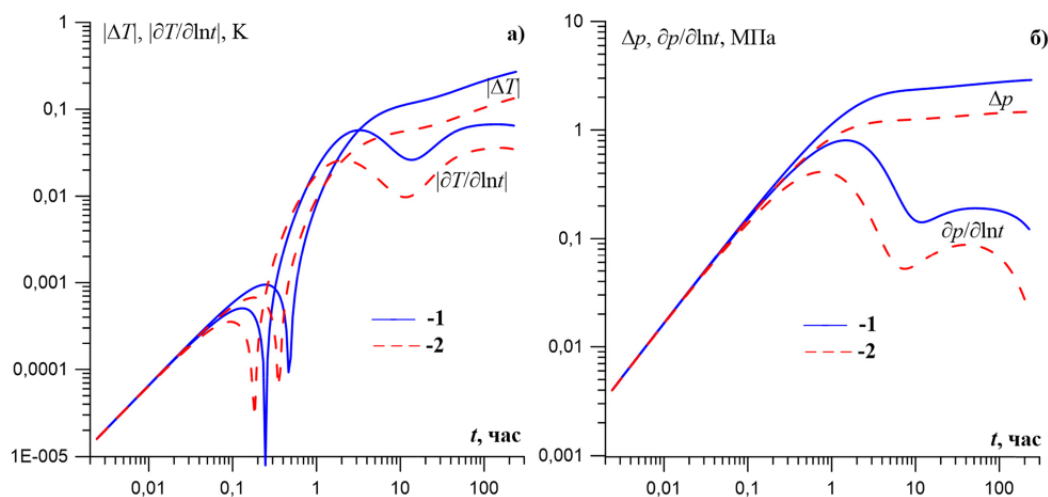


Рис. 2. Кривые изменения температуры (а), давления (б) и их производные.  
1 –  $k_1 = 0.1$ , 2 – 0.2.

Коэффициент Джоуля-Томсона влияет только на КИТ и её производную. Увеличение его значения ведёт к росту температуры на забое скважины. Удельная поверхность блоков влияет на процесс теплопереноса между блоками и трещинами и соответственно на конечные участки кривых изменения давления, температуры и их производные.

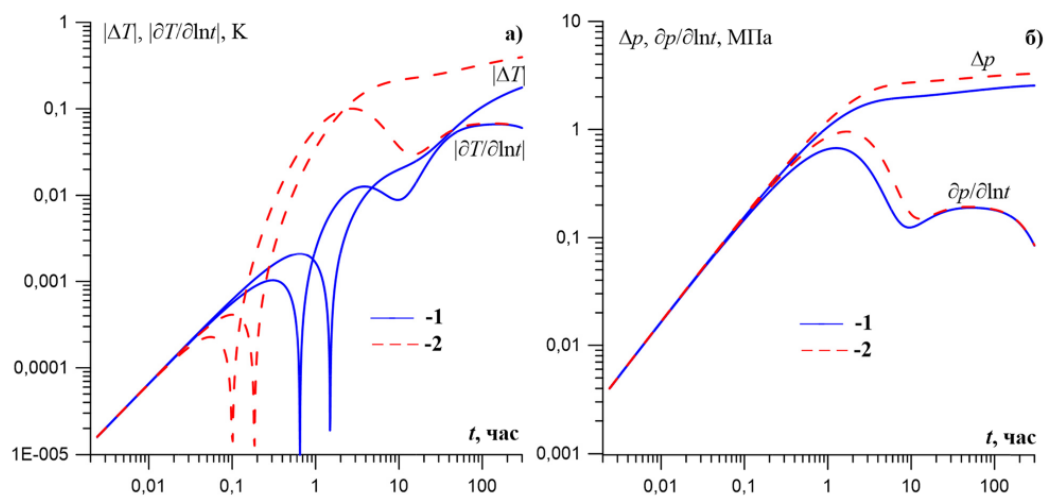


Рис. 3. Кривые изменения температуры (а), давления (б) и их производные.  
1 –  $S < 0$ , 2 –  $S > 0$ .

Далее приводятся результаты решения обратной задачи определения вектора неизвестных параметров  $\theta = (k_1, S, \omega, C_w, \varepsilon, \eta)$ . Для заданных значений определяемых параметров решается прямая задача (1)–(7), затем вычисленные кривые изменения давления и температуры используются в качестве исходной информации при решении обратной задачи. Результаты решения обратной задачи при  $S < 0$  приведены на рис. 4. На рис. 4 а приведены истинные кривые изменения температуры и давления с внесёнными погрешностями в пределах 0,01 МПа, 0,001К (кривые 1), а также вычисленные кривые (кривые 2). При отрицательном скин-факторе искомые параметры сходятся к истинным значениям  $\theta_i^{abs}$  за 10–14 итераций (рис. 4 б). При положительном скин-факторе и тех же исходных данных сходимость итерационного процесса по параметру  $\eta$  зависит от начального приближения.

Результаты расчётов показывают, что вычислительный алгоритм интерпретации результатов термогидродинамических исследований вертикальных скважин, разработанный на основе предложенной математической модели неизотермической фильтрации жидкости в трещиновато-пористом пласте, позволяет оценить фильтрационные и теплофизические параметры по результатам замеров давления и температуры на забое скважины после её пуска в работу.

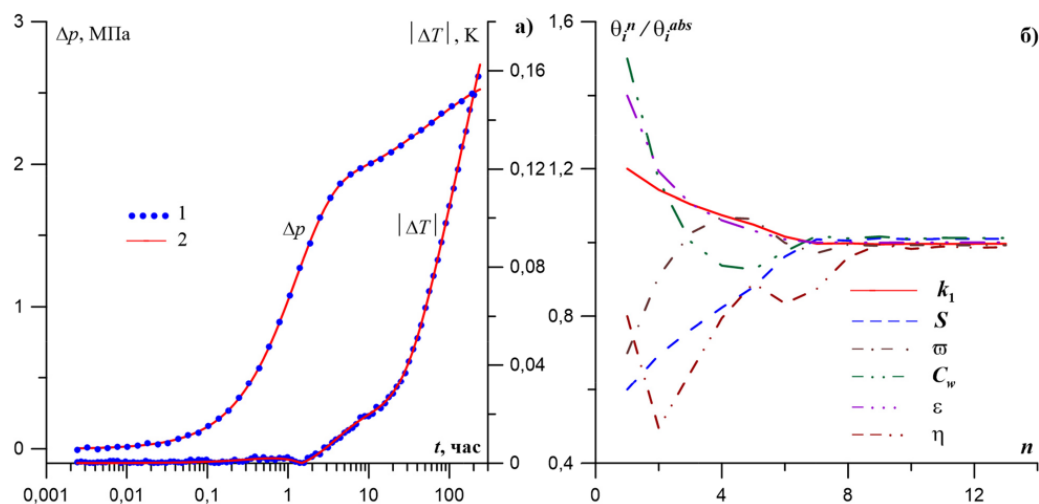


Рис. 4. а) кривые изменения температуры и давления, б) сходимость итерационного процесса.  
 $S < 0.1$  – истинные кривые, 2 – вычисленные кривые.

### Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. 238 с.
2. Афанасьев А.А. Структура температурного фронта при фильтрации в трещиновато-пористой среде // ПММ, 2020. – Т. 84. – № 1. – С. 64–76.
3. Cao Wei, Shiqing Cheng and Jiandong She et al. Numerical study on the heat transfer behavior in naturally fractured reservoirs and applications for reservoir characterization and geothermal energy development // Journal of Petroleum Science and Engineering 202 (2021). 108560.
4. Vasilyeva M., Babaei M. and Chung E.T. et al. Multiscale modeling of heat and mass transfer in fractured media for enhanced geothermal systems applications // Applied Mathematical Modelling 67 (2019). – P. 159–178.
5. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И.Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ПММ, 1960. – Т. 24. – Вып. 5. – С. 852–864.
6. Pruess K., Narasimhan T.N. A practical method for modelling fluid and heat flow in fractured porous media // SPE. J. – 1985 – V. 25. – № 1. – P. 14–26.
7. Warren J. E. and Root P. J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal, 3 (1963). – P. 245–255.
8. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 413 с.
9. Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014.
10. Badertdinova E.R., Khairullin M.Kh., Shamsiev M.N. Thermohydrodynamic investigations of vertical oil wells // High Temperature, October 2011. Volume 49. Issue 5. Pages 769–772.
11. Khairullin M. Kh., Shamsiev M. N., Gadilshina B.R., Morozov P. E., Abdullin A. I., Badertdinova E.R. Determination of the parameters of the bottom zone of a vertical well from the results of thermodynamic investigations // Journal of Engineering Physics and Thermophysics, 2016. Volume 89, Issue 6. – P. 1449–1453.
12. Шамсиев М.Н. Интерпретация результатов термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта // Георесурсы, 2018. – Т. 20. – № 1. – С. 39–43.

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ 45-ТИ ЛЕТНЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕРВЫХ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА СИРЕНЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Р.И. Шешдиров, И.Н. Хакимзянов, И.А. Гаах, А.В. Лифантьев

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, razrbug@tatnipi.ru

Для достижения проектных уровней добычи нефти, наряду с применением гидродинамических методов, наиболее актуально на сегодняшний день использование новых технологий по совершенствованию систем разработки, таких как бурение скважин с горизонтальным окончанием (СГО) – бурение горизонтальных (ГС) и многозабойных (МЗС) скважин, а также зарезка боковых горизонтальных стволов (БГС) из высокообводнённого и бездействующего фонда скважин [1].

Освоение горизонтальной технологии на территории Республики Татарстан начиналось в 1976–1978 гг. по инициативе Р.Х. Муслимова с участием энтузиаста горизонтального бурения А.М. Григоряна. Было пробурено семь СГО на кизеловский горизонт турнейского яруса Сиреневского (скв. № 1918, № 1947, № 1990) и Тавельского месторождений (НГДУ «Ямашнефть») [2,3].

Сиреневское нефтяное месторождение находится в Татарской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Тектонически Сиреневское нефтяное месторождение приурочено к западному склону Южного купола Татарского свода – структуре II порядка, расположенной в пределах Черемшано-Ямашинского вала.

Промышленно нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения С2ks каширского горизонта, С2vt верейского горизонта, С2b башкирского яруса, С1t турнейского яруса среднего карбона и терригенные отложения Р2ss шешминского горизонта, С1tl туйского горизонта, С1bb бобриковского горизонта нижнего карбона, D3f кыновского горизонта, D3rs пашийского горизонта верхнего девона.

Более подробно остановимся на геологическом строении и геолого-физических параметрах Западно-Сиреневского поднятия пласта С1t турнейского яруса.

Залежь нефти (I+II), приуроченная к северному и южному куполам Западно-Сиреневского поднятия, вскрыта 20 скважинами, в т.ч. двумя разведочными скважинами (№№ 478, 201). На основании сейсморазведочных работ проведено объединение двух залежей в единую. Нефтеносность установлена по материалам ГИС и подтверждена результатами опробования 19 скважин. При испытании получены притоки нефти дебитом от 0,5 т/сут с 2,0 м<sup>3</sup>/сут. В составе пачки турнейского яруса выделяются от одного до 20 пропластков. Суммарные эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяется от 1,0 м до 30,1 м. УПУ на залежи принят с учётом положения подошвы нефтенасыщенной части и кровли водонасыщенной части пласта и данных опробования на абсолютной отметке минус 944,6 м. Размеры залежи составляют 4,43×2,5 км. Площадь нефтеносности равна 7093,0 тыс.м<sup>2</sup>. Этаж нефтеносности равен 55,4 м. По своему строению залежь относится к массивному типу.

Выкопировка из карты распределения проницаемости и песчанистости Западно-Сиреневского поднятия турнейского объекта Сиреневского месторождения представлена на рис. 1.

Западная и восточная части Западно-Сиреневского поднятия представлены слабопроницаемыми коллекторами с Кпр < 25 мд, а также к центральной части участка в зоне, вытянутой с юга на север, коллекторские свойства увеличиваются с 25 мд до 200 мд (рис. 1 а).

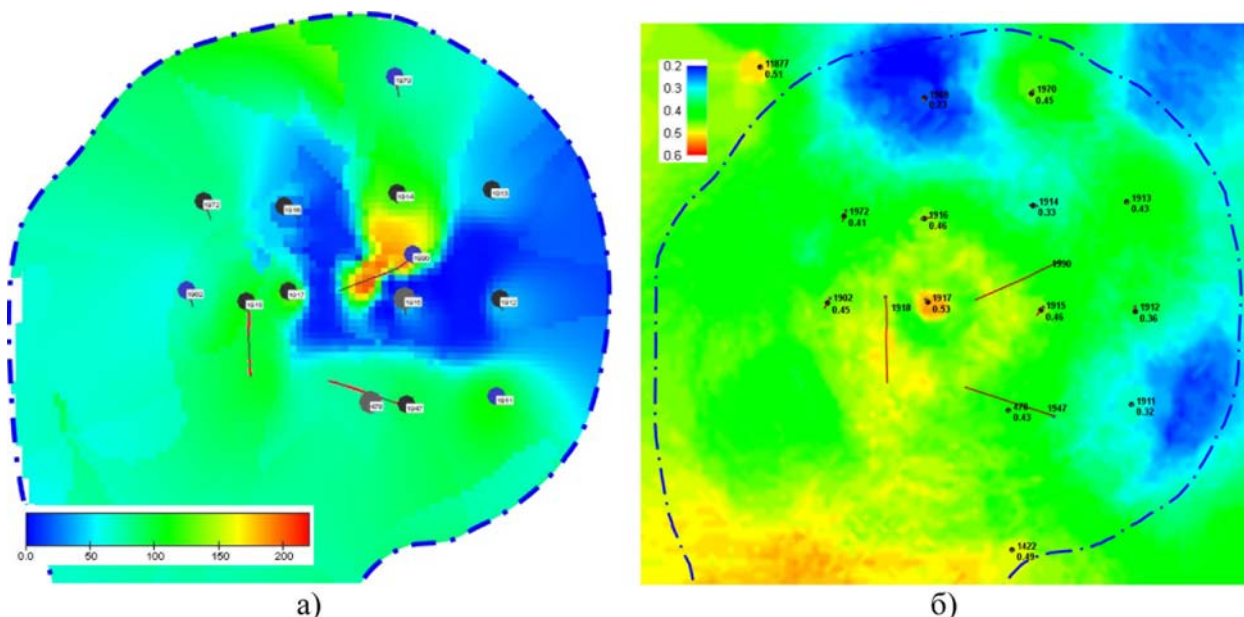


Рис. 1. Выкопировка из карты распределения: а) проницаемости и б) песчанистости Западно-Сиреневского поднятия турнейского объекта Сиреневского месторождения.

Западно-Сиреневское поднятие турнейского объекта введено в разработку в 1973 г. скважиной № 478. За несколько лет пробурено 14 скважин, в том числе три СГО. Северная и юго-западная части участка не охвачены сеткой скважин.

В настоящее время система разработки на Западно-Сиреневском поднятии сформирована частично.

На поднятии числится 21 скважина, из них: добывающих – 11, нагнетательных – четыре.

Как было сказано выше, в 1977–1978 гг. на Западно-Сиреневском поднятии были пробурены три СГО на отложения турнейского яруса (скв. № 1918, № 1947, № 1990). Длина условно-горизонтальных стволов данных скважин распределилась следующим образом: 295 м, 310 м и 18 м, соответственно.

Скважины № 1918 и № 1947 оказались наиболее продуктивными, накопленная добыча нефти на 1.01.2023 г. составила 80,0 тыс. т и 91,6 тыс. т при средних дебитах 5 т/сут и 6 т/сут, соответственно, что в 2–2,5 раза выше средних дебитов соседних ВС на данном поднятии. Скважины № 1918 и № 1947 до сих пор успешно эксплуатируются.

Скважина № 1990 после бурения относительно быстро обводнилась вследствие проведённых при освоении кислотных обработках и впоследствии была переведена под закачку, на что скв. № 1918 и № 1947 отреагировали значительным увеличением дебитов нефти. Так впервые была реализована определённая система заводнения на участке залежи, который разрабатывался системой СГО и ВС [3, 4, 5].

Применение горизонтальной технологии, естественно, накладывает определённые условия как на всю систему разработки, так и на размещение нагнетательных и добывающих скважин.

Основным аппаратом для исследования особенностей организации ППД и для решения возникающих при этом проблем является комплекс программ по гидродинамическому моделированию разработки нефтяных месторождений, а также современная вычислительная техника [6, 7].

С целью оценки эффективности эксплуатации пробурённых СГО № 1918, № 1947 и № 1990 в системе совместной разработки с ВС, на примере Западно-Сиреневского поднятия, проведены численные расчёты технологических показателей с начала разработки до 1.01.2022 г. по четырём вариантам с различным количеством нагнетательных скважин.

Варианты распределились следующим образом: базовый – исторически сложившийся вариант разработки, с переводом четырёх скважин (скв. № 1990, № 1970, № 1902, № 1911) под закачку воды; 1 вариант – перевод под закачку скважин № 1990, № 1902, № 1970; 2 вариант – перевод под закачку скважин № 1990 и № 1902; 3 вариант – перевод под закачку скважины № 1990; 4 вариант – эксплуатация залежи на естественном режиме.

С целью выявления эффективности эксплуатации СГО № 1918 и № 1947 и оценки влияния соседних ВС и нагнетательных скважин, эксплуатирующихся в совместной системе разработки проведены численные расчёты показателей разработки с начала разработки до 1.01.2023 г.

Эффективность эксплуатации данных СГО будет оцениваться сопоставлением технологических показателей (дебит и накопленная добыча нефти) по 4 вариантам в сравнении с базовым вариантом, который в настоящее время внедрён на данном участке месторождения.

Анализ полученных результатов показывает, что накопленная добыча нефти во всех вариантах в сравнении по годам практически не меняется. Так, например, на 1.01.2023 г. накопленная нефть в базовом варианте составила 585,3 тыс. т, в 1 варианте – 581,6 тыс. т, во 2 варианте – 581,7 тыс. т, в 3 варианте – 581,3 тыс. т, в 4 варианте – 575,8 тыс. т. На рис. 4 показана динамика накопленной добычи нефти и процента отклонения накопленной добычи нефти по вариантам от добычи базового варианта. Из рисунка 4 б можно визуально заметить, что небольшое отклонение от добычи базового варианта начинается с 1988 года по варианту 4 (вариант на естественном режиме), что связано с началом организации системы ППД (перевод под закачку скв. № 1990 г.) в базовом варианте.

Далее, для оценки эффективности эксплуатации СГО № 1918 и № 1947 остановимся на результатах анализа технологических показателей работы этих скважин. С этой целью проведём сопоставление накопленной добычи нефти по данным скважинам по каждому варианту.

На рис. 5 представлено сопоставление накопленной добычи нефти по СГО № 1918 и СГО № 1947 по вариантам. Из рисунка можно увидеть, что наибольшая накопленная добыча по СГО № 1918 достигается по варианту 1 (83,6 тыс. т), минимальная – по варианту 4 (74,5 тыс. т), а по СГО № 1947 максимальная – по базовому варианту (91,6 тыс. т), минимальная – по варианту 1 (88,8 тыс. т).

Исходя из результатов сопоставления для выбранных скважин по приведённой ниже формуле рассчитана динамика отклонения накопленной добычи нефти в 4 вариантах от добычи базового варианта отдельно по каждой СГО [1, 7].

$$\eta_{\text{откл\_расч}}^i = \frac{(Q_{\text{Н\_РАСЧ}}^i - Q_{\text{БАЗ}}^i)}{Q_{\text{БАЗ}}^i} \quad (1)$$

Динамика отклонения накопленной добычи нефти в 4 вариантах от добычи базового варианта по СГО № 1918 и СГО № 1947 приведена на рис. 4.

Из рис. 4 а видно, что в СГО № 1918 отрицательное отклонение (недобор) накопленной добычи нефти от добычи базового варианта начинается с 1988 года по варианту 4 (вариант на естественном режиме), что связано с началом организации системы ППД (скв. № 1990) в базовом варианте.

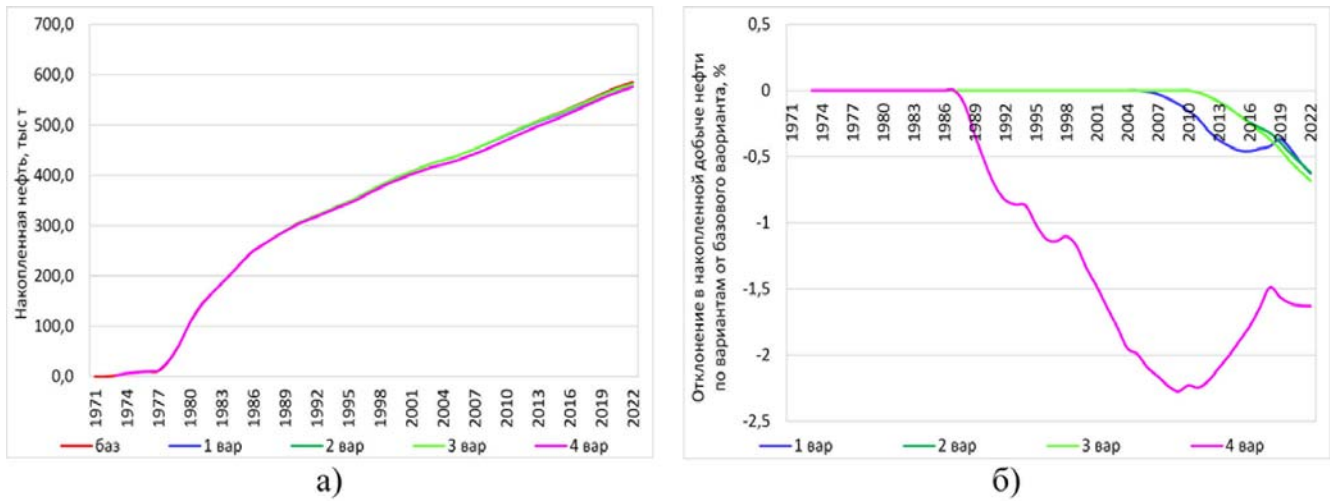


Рис. 2. Динамика: а) накопленной добычи нефти и б) процента отклонения накопленной добычи нефти по вариантам от добычи базового варианта.

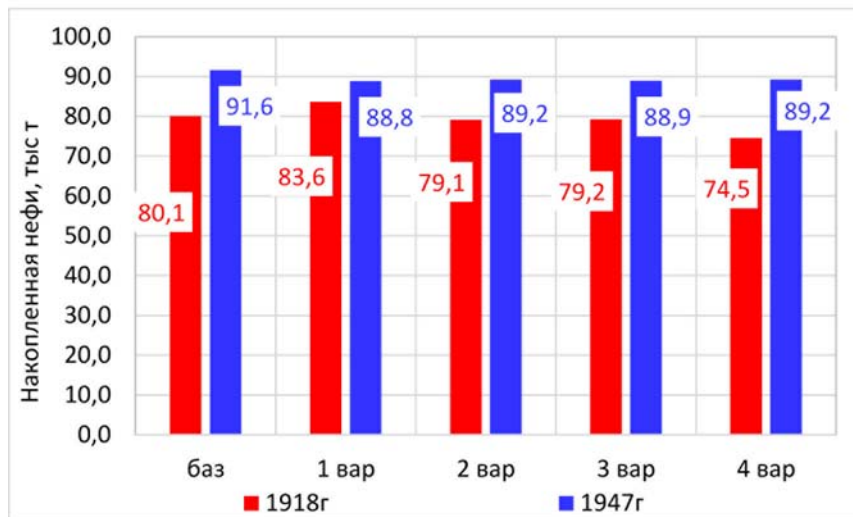


Рис. 3. Сопоставление накопленной добычи нефти по СГО № 1918 и № 1947 по вариантам.

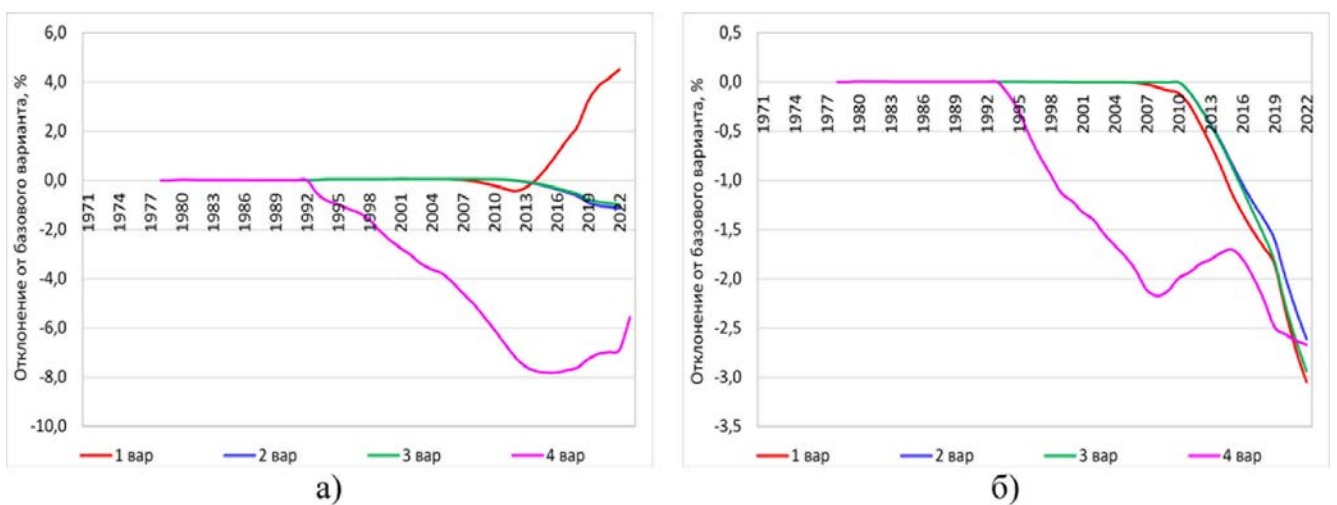


Рис. 4. Динамика: а) процента отклонения накопленной добычи нефти от добычи базового варианта по СГО № 1918 и б) СГО № 1947.



С началом перевода под закачку следующих скважин появляется отрицательное отклонение и по другим вариантам, но с 2014 г. по варианту 1 (вариант с переводом скв. №1990) отклонение принимает положительное значение, т.е. накопленная добыча по данному варианту превышает добычу базового варианта. По СГО № 1947 отрицательное отклонение (недобор) накопленной добычи нефти от добычи базового варианта также начинается с 1988 года по варианту 4 (вариант на естественном режиме), что связано с началом организации системы ППД (скв. № 1990) в базовом варианте (рис. 4 б). Далее отклонение по остальным вариантам также принимает отрицательное значение, т.е. накопленная добыча по всем вариантам ниже добычи по базовому варианту.

Таким образом, анализируя результаты проведённых численных расчётов можно утверждать, что эффективность эксплуатации СГО № 1918 и № 1947 на рассматриваемом Западно-Сиреневском поднятии зависит от правильной организации системы ППД, в частности, от периода времени с начала организации и от правильного выбора скважин в системе разработки. Данное утверждение подтверждается эффективностью эксплуатации СГО № 1947 при сложившейся системе разработки.

По теории интерференции скважин, при изменении режима её работы (перевод некоторых скважин под закачку), характер распределения дренируемых запасов между скважинами несомненно меняется, а сам участок дренирования этой скважины перераспределяется между соседними скважинами. Данное утверждение особо актуально при разработке залежей нефти системой ВС и СГО [8].

При этом важно также знать, что иногда отдельные участки залежи по особенностям их строения и литологии не могут входить в участок дренирования какой-либо скважины, в связи с этим дренирование участка будет происходить с ничтожными скоростями в тупиковых зонах и плохо проницаемых участках пласта.

С целью оценки влияния интерференции между находящимися в эксплуатации системой добывающих СГО и ВС и скважинами, переводимыми под закачку, по результатам геолого-гидродинамического моделирования рассмотрена динамика изменения фильтрационных линий тока нефти по вариантам [8].

Исходя из детального анализа результатов геолого-гидродинамического моделирования с начала организации системы ППД (1988 г.) можно утверждать, что на отложениях турнейского яруса Западно-Сиреневского поднятия преобладает заметная интерференция между СГО и ВС в системе разработки, которая усиливается с дальнейшим освоением новых скважин под закачку воды [6].

Анализ распределения линий фильтрационных токов подтверждает сказанное выше утверждение о наличии интерференции между скважинами. Наибольшее влияние на 10 добывающих скважин (№№ 1911, 1912, 1913, 1914, 1915, 1916, 1917, 1918, 1947, 1972) оказывает нагнетательная скважина № 1990. Влияние нагнетательной скважины № 1902 ощущается на пяти добывающих скважинах №№ 1916, 1917, 1918, 1947, 1970. Основное влияние на фильтрационные линии тока нефти по нагнетательной скважине № 1990 имеют скважины №№ 1914, 1915, а по нагнетательной скважине № 1902 – скважины №№ 1916, 1972.

Анализ эксплуатации скважин Западно-Сиреневского поднятия, а также результаты геолого-гидродинамического моделирования показали, что бурение СГО № 1918 и № 1947 привели к значительному увеличению охвата залежи заводнением, но при этом значительная часть поднятия осталась неохваченной заводнением. Все это свидетельствует о необходимости подбора оптимальной системы заводнения на поднятии при бурении СГО [1, 7].

#### **Основные выводы**

1. Более чем 40-летний опыт эксплуатации СГО № 1918 и № 1947 показал, что применение горизонтальной технологии накладывает определённые условия как на всю систему разработки, так и на размещение нагнетательных и добывающих скважин на залежи.

2. По анализу результатов численных расчётов получено, что эффективность эксплуатации СГО № 1918 и № 1947 на Западно-Сиреневском поднятии зависит от правильной организации системы ППД, в частности, от периода времени с начала организации ППД и от правильного подбора скважин в системе разработки. Данное утверждение подтверждается эффективностью эксплуатации СГО № 1947 при сложившейся системе разработки.

3. Детальный анализ результатов геолого-гидродинамического моделирования Западно-Сиреневского поднятия с начала организации системы ППД (1988 г.) позволяет утверждать о существовании интерференции между СГО и ВС в системе разработки, которая усиливается с дальнейшим освоением новых скважин под закачку воды.

4. Результаты многовариантных численных расчётов показали эффективность эксплуатации СГО № 1918 и № 1947 по сложившейся системе разработки на данном участке Сиреневского месторождения.

#### **Литература**

1. *Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И.* Наука и практика применения разветвлённых и многозбойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2011. – 320 с.

2. Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, И.М. Бакиров [и др.]. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2014. – 239 с.

3. *Хакимзянов И.Н., Бакиров И.М., Фазлыев Р.Т.* Математическое моделирование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии (на примере опытного участка Сиреневского месторожде-

ния) // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Том 1. Фундаментальные основы нефтяной геологии. Секция «Математические методы и моделирование»: тр. юбил. конф. – Санкт-Петербург. – 1999. – С. 320–328.

4. Сулейманов Э.И., Хакимзянов И.Н., Яртиева А.Ф., Фазлыев Р.Т. Анализ и обобщение опыта использования первых семи горизонтальных скважин АО «Татнефть» // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: докл. второго международного симпозиума, 23–27 июня 1997 года. – Санкт-Петербург. 2000. – С. 154–165.

5. Хакимзянов И.Н., Салахова Л.М., Бакирова Г.Х., Фазлыев Р.Т., Ахметшакиров М.М. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин путём математического моделирования // Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений: тр. научн.-практ. конф. VII межд. выст. «Нефть, газ-2000», (Казань, 5–7 сентября 2000 г.) в 2 томах. – ТИ. II. – Казань: Экоцентр, 2000. – С. 213–220.

6. Хакимзянов И.Н. Совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на основе математического моделирования. Диссертация на соискание учёной степени канд. тех. наук. – Бугульма. – 2002. – 161 с.

7. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Хакимзянов И.Н., Фазлыев Р.Т. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин на месторождениях Республики Татарстан // Строительство горизонтальных скважин : сб. докл. 9 Международной конференции по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами, Ижевск, 2-3 ноября, 2004 г. – РГУ нефти и газа. – Москва. – 2005. – С. 134–139.

8. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н. и др. Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*. – 2021. – № 1. – С. 77–87. DOI: <https://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI100512>

## ПЛОЩАДНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ ВЗАИМОСВЯЗЬ С БЛОКОВЫМ СТРОЕНИЕМ

М.С. Шипаева, Е.В. Морозова, Д.К. Нурғалиев, В.А. Судаков

ФГАОУ ВО К(П)ФУ

Открытие и освоение изучаемого месторождения явилось большим вкладом нефтяников Татарстана в нефтяную науку. На данном месторождении с успехом были применены передовые методы разведки и подготовки к освоению, а также метод заводнения, позволивший ускорить извлечение запасов нефти из недр и значительно повысить нефтеотдачу пластов.

Изучаемое нефтяное месторождение тектонически приурочено к крупному платформенного типа асимметричному поднятию широтного простирания и расположено в сводовой части Южного купола Татарского свода. Макромодель пашийского и кыновского горизонтов месторождения может быть представлена в виде многопластовой пластовосводового типа залежи. Разрез продуктивных отложений представлен переслаиванием песчаных, алевролитовых, аргиллитовых разностей терригенных пород, характерной особенностью которых в целом является частая смена песчано-алевролитовых пород глинистыми разностями как по разрезу, так и по площади.

Пластовые воды по своему химическому составу рассолы хлор – кальциевого типа с общей минерализацией 252–280 г/л, в среднем 270 г/л в ионно-солевом составе преобладают хлориды (в среднем 168 г/л) и натрий (70,8 г/л). Плотность воды в среднем 1,186 г/см<sup>3</sup>, вязкость 1,9 мПа·с. В естественных, не нарушенных закачкой воды условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. Газонасыщенность подземных вод 0,248–0,368 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, снижается по мере удаления от нефтяных залежей. В составе растворённого в воде газа преобладает метан.

Основными эксплуатационными объектами являются девонские отложения. Девонские площади находятся в разработке со второй половины XX века и являются сложно построенными многопластовыми объектами с высокой зональной неоднородностью коллекторов с различной геологической характеристикой.

Нефтеносность установлена в отложениях девона, нижнего и среднего карбона. Продуктивные отложения основных нефтеносных горизонтов характеризуются разнообразием их литолого-петрографического состава, коллекторских свойств, и особенностями залегания по площадному разрезу.

В терригенном девоне выделяются продуктивные пласты Д III, Д I и Д I. Первые два пласта (воробьевский и старооскольский надгоризонт) образуют несколько пластово-сводовых, литологически экранированных залежей с невысокими коллекторскими свойствами.

Пласт Д I (пашийский горизонт) основной нефтеносный объект на рассматриваемой территории. Продуктивные пласты слагаются в основном мелкозернистыми песчаниками, составляющими 71,3% от общей толщины пласта. Нефтенасыщенные разности пластов обладают плотной укладкой зерен, малым размером пор, проницаемость их равно 0,413 мкм<sup>2</sup>, а пористость достигает 23%, нефтенасыщенность средняя – 0,778. Нефтенасыщенная толщина – в пределах 6,4 м, песчаность – 0,62, расчленённость – 2,41. В большинстве скважин число пропластков не превышает 1–2.

Для изучения геохимических характеристик нефтей из них были выделены масла методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле при помощи петролейного эфира. Исследование индивидуального компонентного состава проводили методом газовой хроматографии с масс-спектрометрическим детектированием на приборе «Хроматэк-Кристалл 5000», ISQThermo, снабженном капиллярной колонкой 5ms, длиной 30 м, диаметром 0,25 мм и толщиной неподвижной фазы 25 мкм. Условия хроматографирования: скорость потока газа-носителя (гелий) – 1 мл/мин. Температура инжектора – 310°C. Температурная программа термостата – подъём температуры от 100 до 150°C со скоростью 12°C/мин, от 150 до 300 со скоростью 3°C/мин с последующей изотермой до конца анализа. Энергия электронов ионного источника – 70 эВ, температура – 250°C. Режим записи – полный ионный ток (TIC) с последующим масс-фрагментированием полученных хроматограмм.

Для установления генезиса углеводородов, их термической преобразованности, миграционных и биодеградационных процессов, протекающих в пласте, были использованы биомаркерные соотношения как насыщенных, так и ароматических углеводородов. Среди насыщенных углеводородов были идентифицированы n-алканы, Pr, Ph, три-, тетра- и пентациклические углеводороды. Вычисление биомаркерных параметров ароматических углеводородов производили по фенантренам, дибензотиофенам, триароматическим стероидам.

Распределение n-алканов носит мономодальный характер с максимумом распределения при C<sub>13</sub>-C<sub>15</sub>, отвечающее морскому генезису. Отношение Pr/Ph < 1 указывает на восстановительные условия формирования осадка в диагенезе.

В качестве источника углеводородов изучаемого месторождения рассматривались 2 источника преимущественно глинистого и карбонатного составов [1]. Нефти кыновско-пашийских отложений, согласно данной классификации, относятся к 3 типу – смешанный источник (карбонатно-глинистые отложения). Рассматривая диаграмму Ts/Tm-DIA/REG (рис. 1), образцы нефтей кыновско-пашийских отложений принадлежат 3 типу.

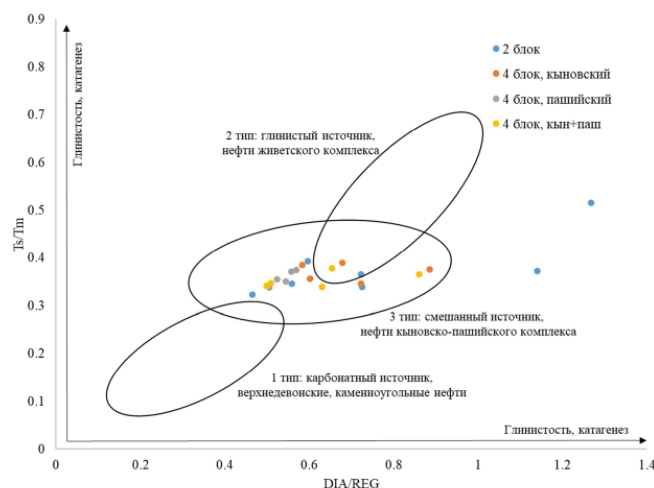


Рис. 1. Распределение нефтей по параметрам  $T_s/T_m$ , DIA/REG [1].

В составе нефтей был также идентифицирован гаммацеран, биомаркер, указывающий на стратификацию водной толщи, которая является, как правило, либо результатом повышенной солености на глубине, либо результатом температурных градиентов [2]. Рассчитанные значения гаммацеранового индекса, как и других генетических параметров представлены на звездной диаграмме (рис. 2).

Обнаруженные тетрациклические нафтены имеют различное относительное сочленение колец ( $\alpha$ ,  $\beta$ ), обуславливающее их принадлежность к био- ( $\alpha$ ), или к геостеранам ( $\beta$ ). Оптическая активность нафтенов изменяется в процессе созревания органического вещества, что позволяет использовать отношение стереоизомеров для установления его зрелости [3]. Пентациклические соединения также склонны изменять конфигурацию стереоизомеров, аналогично стеранам, и служат критерием зрелости углеводородного сырья. В качестве индикатора зрелости выступает также отношение  $T_s/(T_s+T_m)$ , где  $T_s$  -  $18\alpha(H)$  22, 29, 30 – трисноргопан,  $T_m$  -  $17\alpha(H)$  22, 29, 30 – трисноргопан.  $T_m$ , будучи менее термодинамически устойчивым изомером, стремится приобрести конфигурацию  $T_s$ .

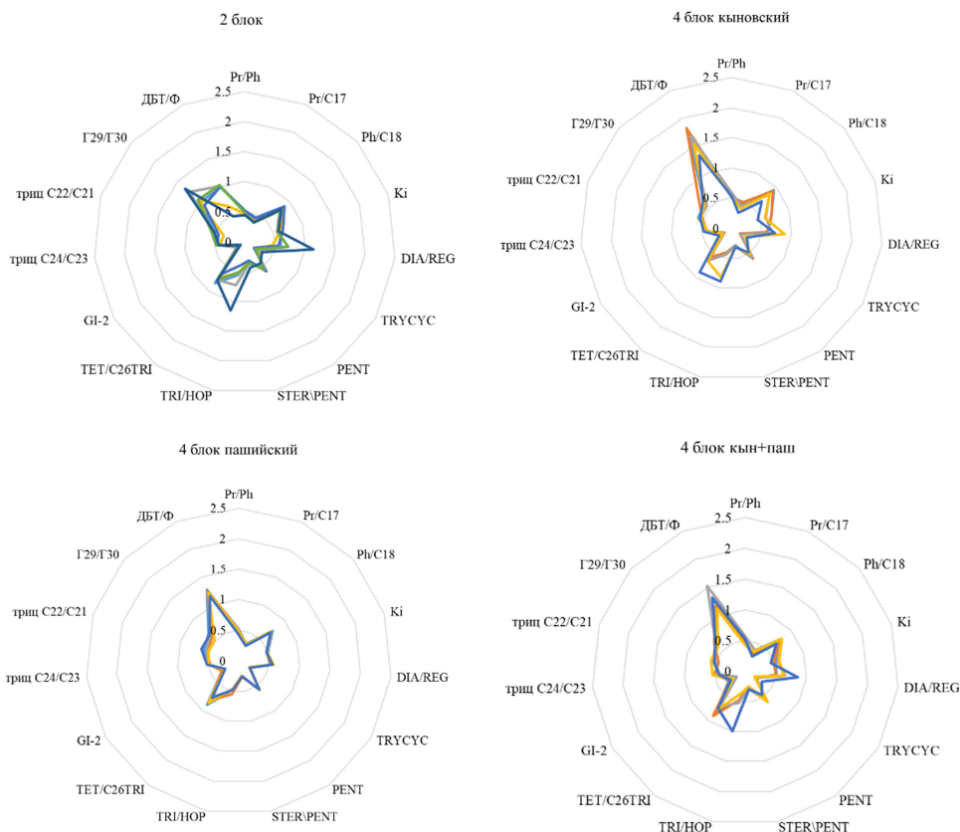


Рис. 2. Звездные диаграммы основных генетических параметров.

В качестве критериев зрелости нефтяного сырья были также рассчитаны параметры по ароматическим компонентам, образование которых происходит на стадии диагенеза: 4-МДБТ/1-МДБТ, MPI – как отношение наиболее термодинамически устойчивых изомеров к менее стабильным.

Среди ароматических компонентов были идентифицированы и триароматические стероиды, образование которых связано с ароматизацией полициклических нафтен в раннем диагенезе. Отношение короткоцепочечных стероидов к длинноцепочечным используется в качестве параметра зрелости ( $(TA(I))/(TA(I)+TA(II))$ ), где  $TA(I)-C_{20}$ ,  $C_{21}$ ,  $TA(II)-C_{27}-C_{29}$ . На звездной диаграмме приведены основные параметры, характеризующие зрелость углеводородов [2] (рис. 3).

Рассматривая пространственное распределение биомаркерных параметров по блокам изучаемой площади были выявлены закономерные уменьшения GI и увеличения STER/PENT, TRYCYC от 4 блока по направлению ко 2 блоку (рис. 4, 5). Причём стоит отметить относительно высокие значения GI и низкие – Pr/n-C<sub>17</sub> в нефтях, добываемых из пашийских отложений 4 блока изучаемой площади.

Подобную дифференциацию нефтей в пределах одной площади можно связать с миграцией углеводородов из юго-восточной части 4 блока в направлении 2 блока, связанной с процессами заводнения месторождения и перераспределения нефти, либо ставшей причиной формирования месторождения, когда органическое вещество, достигшее нефтяного окна, могло генерировать углеводороды и их миграция была возможна.

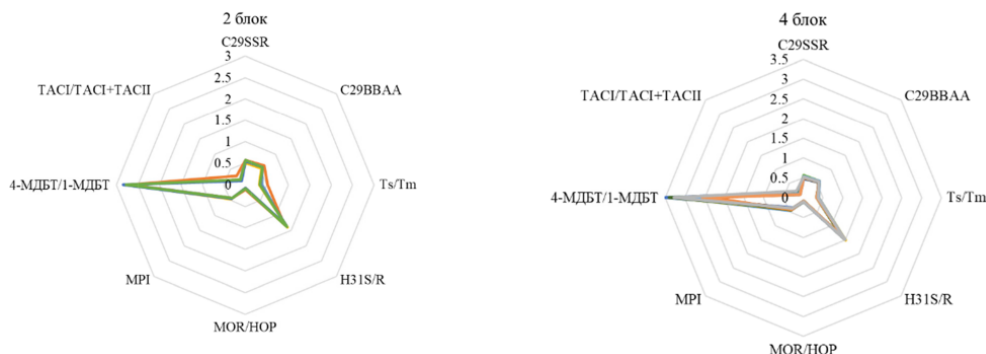


Рис. 3. Основные параметры, отражающие зрелость углеводородов.

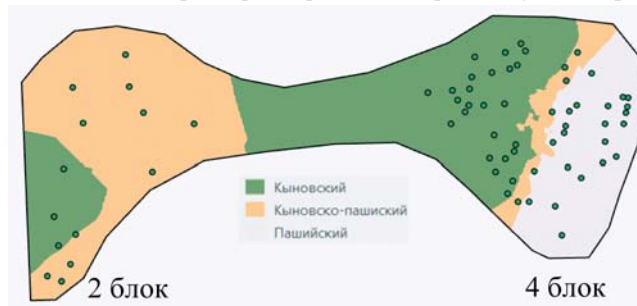


Рис. 4. Карта расположения горизонтов кыновских, пашийских, кыновско-пашийских отложений в пределах Альметьевской площади Ромашкинского месторождения. Точками указаны скважины и перфорации продуктивных интервалов.

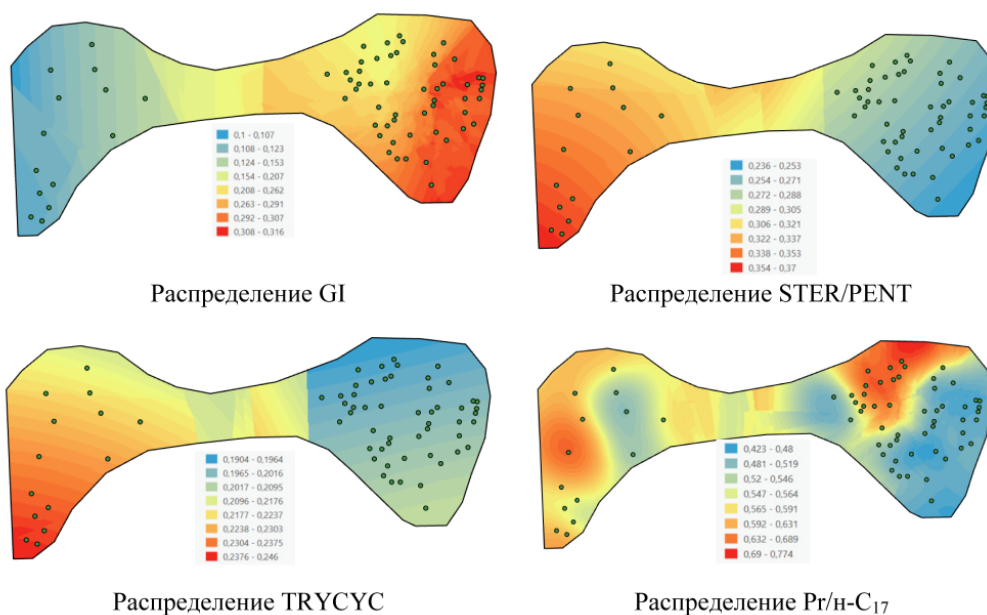


Рис. 5. Распределение биомаркерных параметров по блокам Альметьевской площади.

Как правило, при миграции происходит хроматографическое разделение компонентов на протяжении пути, который преодолевают углеводороды. Более лёгкие, структурно простые компоненты преодолевают больший миграционный путь. Так, среди терпанов было установлено, что гаммацеран обладает большей сорбционной способностью по сравнению с другими пентациклическими углеводородами. Поскольку отношение гаммацеран/17 $\alpha$ -н-гопан С30 не зависит от зрелости нефти и типа керогена, было предложено использовать данный параметр для оценки степени миграции [4]. Также для отслеживания путей миграции широко применяются как генетические, так и показатели зрелости [5], соотношения трициклических и пентациклических нафенов, триароматические стероиды [6].

Отмечается пространственная привязка распределения Pr/n-C17с продуктивными горизонтами. Относительно завышенные значения характерны для нефтей кыновского горизонта, что, вероятно, связано с их большим заводнением, либо с более интенсивными процессами биodeградации, которым подвержены в наибольшей степени n-алканы.

Таким образом, установлена миграция углеводородов из 4 блока по направлению ко 2 блоку изучаемого месторождения. Отмеченные закономерные изменения параметров могут служить источником информации как с позиции разработки и объяснить неравномерный охват месторождения заводнением, так и с позиции все ещё актуальной проблематики о генезисе углеводородов данного месторождения.

*\* Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

### Литература

1. Каюкова Г.П. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана / Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. – Казань: Изд-во ГЕОС. – 2009. – 419 с.
2. Peters K.E. The Biomarker Guide: II. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history / K. E. Peters, C. C. Walters and J. M. Moldovan. – Cambridge University Press. – 2004.
3. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука. – 1984. – 264 с.
4. Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – 559 с.
5. Pei L. Application of biomarkers to petroleum migration in the Linyi fault area, Huimin depression, Bohay Bay Basin, China / L. Pei, W. Gang, D. Wang, M. Xiong // Can. J. Earth Sci. – 2017. – Vol. 54. – 311–321 p.
6. Seifert K. Applications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils / W. K. Seifert, J. M. Moldovan // Geochemica et Cosmochimica Acta. – 1978. – Vol. 42. – P. 77–95.

# РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ С ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ ЗАМЕРНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ПО КОСВЕННЫМ ПАРАМЕТРАМ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

А.А. Шутов, Рав.З. Саттаров, М.Н. Ханипов  
Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть»

Для решения поставленной задачи повышения точности расчётов пластового давления при условии постоянства продуктивности скважины возможно несколько подходов:

- визуализация и сопоставление динамики дебитов и текущих забойных давлений для выбраковки некачественных замеров,
- использование методов статистической обработки дебитов (определение среднего при задании погрешности, использование вейвлет-преобразований и др.),
- проведение контрольных замеров (но они решают проблему только на определенном участке времени),
- повышение отношения времени замера к периодичности измерений,
- использование искусственного интеллекта (нейронные сети, машинное обучение).

Последний подход является наименее изученным в Компании и вместе с тем может дать значительные преимущества в уменьшении погрешностей замеров дебита, как в случае статистической обработке, так и в определении дебита без его реальных замеров. Примеры использования нейросетей в западной практике озвучены и продемонстрированы проф. Р. Хорном из Стенфорского университета. По температуре и давлению возможно рассчитывать дебит с высокой степенью точности. Более того, потенциально существует возможность интерпретации ДКИД только по замерам температуры без замеров дебита жидкости.

Одним из перспективных направлений в анализе данных является применение нейросетевого моделирования и машинного обучения. Оно получило развитие в компании ПАО «Татнефть», как по вопросам ГДИ, так и по другим направлениям. Предполагается, что в процессе решения данной задачи будет разработан алгоритм и программа, которая позволит после обучения на определённом участке, рассчитывать дебиты на требуемом интервале времени для конкретной скважины.

По температуре и давлению возможно рассчитывать дебит жидкости с высокой степенью точности. Более того, потенциально существует возможность интерпретации длительных кривых изменения давления (ДКИД) только по замерам температуры без замеров дебита (рис. 1, 2). Для расчёта дебита может использоваться дополнительный параметр (при его наличии) «обводнённость».

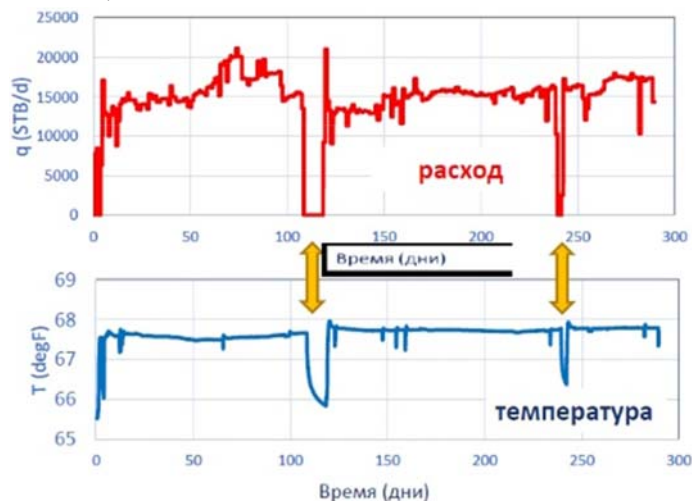


Рис. 1. Обучение нейросети по температуре для расчёта дебита.

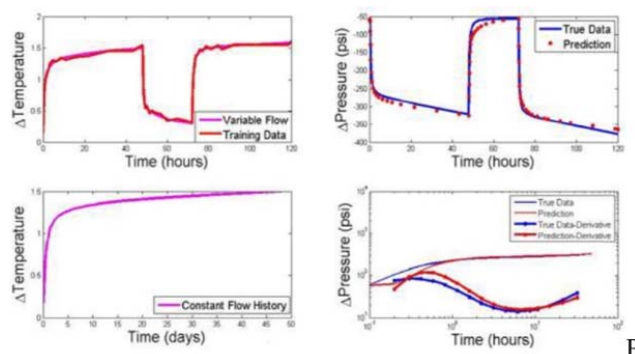


Рис. 2. Обучение нейросети по температуре и давлению для расчёта дебита.

Для анализа зависимостей используются параметры со скважин: обводнённость, температура и забойное давление, имеющих индивидуальные замерные устройства дебита жидкости СКЖ. С помощью искусственного интеллекта (созданных алгоритмов) анализируются эти данные с целью уменьшения погрешностей замеров дебита жидкости и его определения без реальных замеров. На рис. 3 отображена схема поступающей информации в обучаемую нейросетевую систему с целью дальнейшего прогноза дебита по этим косвенным показателям, а также определения погрешности замерных устройств жидкости.

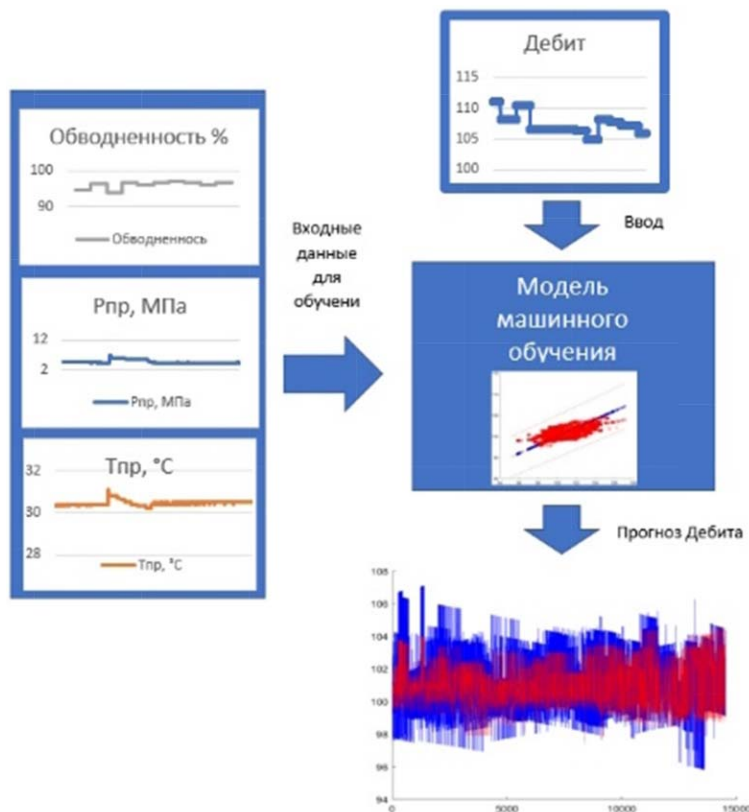


Рис. 3. Схема поступающей информации в обучаемую нейросетевую систему.

Предполагается, что система автоматизировано будет определять ситуации, при которых потребуется вмешательство оператора для калибровки или замены СКЖ. Комплекс анализа данных предполагается устанавливать в центрах сбора информации со скважин, где в реальном масштабе времени будет отслеживаться точность измерения дебита.



# ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Д.Г. Эсенов<sup>1</sup>, М.Ш. Хайдаров<sup>2</sup>, Р.Г. Гулмаммедов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан, dowranesen@gmail.com

<sup>2</sup>Технический геолог Копетдагской партии Туркменской геологической исследовательской экспедиции государственной корпорации «Туркменгеология», г. Ашгабат, Туркменистан, mahmuthaydarow88@gmail.com

Актуальным для горизонтальных скважин является вопрос о зависимости их дебита от длины скважины. Одним из ограничивающих дебит факторов является потеря давления на трение внутри горизонтального ствола. В работе [1] эти потери учитываются для фильтрационного течения продукта строго по плоскости, перпендикулярным от горизонтальной скважины (ГС). Тем самым отсекается влияние контура питания на краевые участки ГС и рассматривается не полная картина фильтрационного течения к ГС. В настоящей работе, исходя из другой модели фильтрационного течения к ГС [2] анализируется влияние потерь давления на трение на зависимость дебита ГС от длины.

Согласно решениям [1] фильтрационное сопротивление между конфокальными эллипсами (внешний контур питания с полуосями  $a_k$  и  $b_k \leq a_k$  и давлением  $p_k = const$ , внутренний – скважина с полуосями  $a_c$  и  $b_c \leq a_c$  и давлением  $p_c = const$ ):

$$z_{внеш} = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R'_k}{R'_c}, \quad (1)$$

эквивалентное сопротивление вертикальной скважины с радиусом кругового контура питания:

$$R'_k = \frac{a_k + b_k}{2}, \quad (2)$$

и радиусом круговой скважины:

$$R'_c = \frac{a_c + b_c}{2}. \quad (3)$$

Для анализа работы горизонтальной скважины (ГС) в изотропном пласте при установившемся режиме фильтрации (рис. 1) согласно методу фильтрационных сопротивлений Ю.П. Борисова [2] будем считать фильтрационное поле, состоящее из двух областей: внешней и внутренней. Внешнюю область считаем совпадающей с течением между упомянутыми конфокальными эллипсами и внешнее сопротивление определено формулой (1), где остаётся уточнить полуоси  $a_c$  и  $b_c$ . Большая полуось принимается равной полудлине ГС:

$$a_c = \frac{L}{2}, \quad (4)$$

а малая полуось устанавливается из условий равенства площадей поперечных сечений эллиптической скважины и вертикальной галереи с поперечными размерами  $L \times h$ :

$$\pi a_c b_c = L \cdot h,$$

откуда:

$$b_c = \frac{2h}{\pi}, \quad (5)$$

Приведённый радиус:

$$R'_c = \frac{a_c + b_c}{2} = \frac{L}{4} + \frac{h}{\pi}. \quad (6)$$

Что касается внутренней области течения, то принято считать её совпадающей с полем фильтрации вокруг ГС, находящейся в полуограниченном пласте (рис. 2).

Задачи фильтрации во внутренней области с учётом многократного отражения ГС от непроницаемых кровли и подошвы пласта, сводятся к расчёту распределения давления в цепочке скважин, расстояние между которыми, в силу симметричного расположения ГС относительно кровли и подошвы, равно  $h$ . Считая заданными давление  $p_c$  и дебит  $Q$  ГС радиуса  $r_c$  и длины  $L$ , определяют распределение давления [3]:

$$p(y, z) = p_c + \frac{\mu(Q/L)}{4\pi k} \ln \frac{ch \frac{2\pi y}{h} - \cos \frac{2\pi z}{h}}{2\pi^2 r_c^2}. \quad (7)$$

Границей внутренней области будем считать плоскости  $y = \pm h/2$ . Вычислим среднее значение  $\bar{P}_G$  давления на этих границах:



$$Q = Y(P_k - P_c), \quad (11 \text{ a})$$

или:

$$Q = \frac{2\pi \frac{kh}{\mu} \cdot (P_k - P_c)}{\ln \frac{4R'_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} + \frac{\pi h}{2L} - \ln \left(1 + \frac{4h}{\pi L}\right)}. \quad (11 \text{ б})$$

Формула (11б) даёт практически такой же результат, что и аналогичная формула Ю.П.Борисова [2].

Для анализа гидравлического режима потока жидкости внутри ГС следует установить распределение проводимости скважины вдоль её длины. Чаще всего принимается допущение о постоянстве бокового массопереноса на единицу длины ГС [4]. Мы примем допущение о постоянстве удельной проводимости:

$$y = \frac{Y}{L} = \text{const}, \quad (12 \text{ a})$$

которое в некоторых случаях эквивалентно упомянутому. Здесь:

$$y = \frac{y_0}{\ln \left(\frac{4R'_k / h}{l}\right) + \frac{1}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c} + \frac{\pi}{2l} - \ln \left(1 + \frac{4}{\pi l}\right)}, \quad (12 \text{ б})$$

$$y_0 = 2\pi \frac{k}{\mu l}, \quad (13)$$

$$1 = L / h.$$

Анализ гидродинамики потока в горизонтальной трубе проведём по схеме на рис. 3.

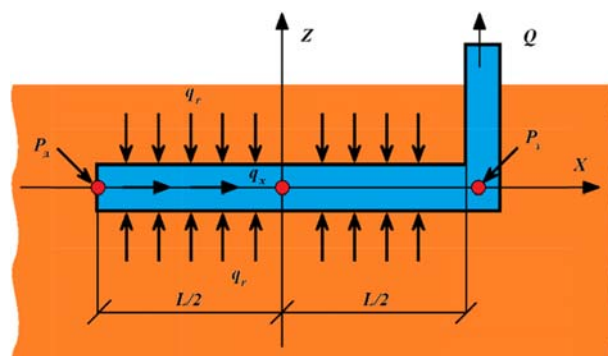


Рис. 3. Схема движения жидкости в горизонтальном стволе.

где:  $P_d$ ,  $P_3$  – давление на дне и забое ГС, соответственно:

$q_x$  – осевая массовая скорость;

$q_r$  – боковая (радиальная) массовая скорость.

Осевая составляющая массовой скорости внутри ствола:

$$q_x = \rho w, \quad (14)$$

$\rho$  – плотность флюида,

$w$  – горизонтальная скорость перемещения флюида.

Удельный (на единицу длины) массоприток  $q_r$  допустимо устанавливать двойко:

Полагая, что приток  $q_r$  зависит от среднего на стенке скважины давления:

$$\bar{P}_c = \frac{1}{L} \int_{-L/2}^{L/2} P_c(x) dx, \quad (15)$$

приток вычисляем из соотношений:

$$Q = Y(P_k - \bar{P}_c) = Y \cdot \Delta P_r, \quad (16)$$

$$\rho Q = q_r (2\pi r_c \cdot L),$$

то есть:

$$q_r = \frac{\rho y}{2\pi r_c} (P_k - \bar{P}_c), \quad (17)$$

$$y = Y / L.$$

Для оценки примем следующие числовые данные для нефтяной скважины:

$$\lambda = 0,042, \quad L = 1000 \text{ м.}, \quad \rho = 880 \text{ кг/м}^3, \quad r_c = 0,15 \text{ м.}$$

Получаем  $B = 4,11 \cdot 10^6 \text{ кг/м}^7$  и при дебите  $Q = 864 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ , перепад давления  $\Delta P_L = 4,11 \cdot 10^6 \cdot 10^{-4} = 411 \text{ Па} = 0,004 \text{ атм.}$

Практически, вдоль скважины давление постоянное. Далее вычислим с помощью среднее давление (15):

$$\bar{P}_c = P_3 + \frac{3}{4} B Q^2 = P_3 + \frac{3}{4} \Delta P_L. \quad (18)$$

При тех же числовых данных отличие среднего давления от забойного составит ничтожную величину 0,003 атм.

Таким образом, для нефтяных горизонтальных скважин влияние гидравлического сопротивления на гидродинамику потока может не учитываться. Для анализа достаточно формулы (11).

Преобразуя формулу (19) для перепада давления вдоль скважины:

$$\Delta P_L = B Q^2 = \frac{\lambda L \rho}{12 \pi^2 r_c^5} (\pi^2 r_c^4 w^2) = \frac{1}{3} \left( \frac{\lambda L}{4 r_c} \rho w^2 \right),$$

видим, что в скобках выписана формула Дарси-Вейсбаха для перепада давления в горизонтальном трубопроводе с постоянным расходом  $(\rho w \cdot \pi r_c^2)$ .

### Литература

1. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1963.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964.
3. Пыхачев Г.Б. Подземная гидравлика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1961.
4. Разумов Г.А. Расчёт радиальных систем горизонтальных скважин. Труды лаборатории инженерной гидрогеологии ВОДГЕО. – М.: сборник № 4, 1962 г.
5. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейн-заде М.А. Движение газа в газопроводе путевым отбором. – М.: Наука, 1972.
6. Черных В.А. Новая математическая модель стационарного притока реального газа к необсаженной горизонтальной скважине. Научно-методические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями. – М.: ВНИИГАЗ, 1990.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ

Д. Г. Эсенев<sup>1</sup>, М. Ш. Хайдаров<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан, dowranesen@gmail.com

<sup>2</sup>«Туркменгеологическая научно-исследовательская экспедиция» Государственной корпорации «Туркменгеология», mahmuthaydarow88@gmail.com

Технология промывки скважин – это комплекс технологических процессов и операций по приготовлению, очистке, обработке и циркуляции бурового раствора. Рабочим агентом в технологическом процессе промывки скважин является буровой раствор, основными характеристиками процесса считаются режимные параметры циркуляции и показатели свойств раствора. Состояние технологии промывки – определяющий фактор в улучшении технико-экономических показателей бурения скважин. Технологический процесс промывки скважин должен быть спроектирован и реализован так, чтобы достичь наилучших технико-экономических показателей бурения. При этом главное внимание необходимо уделять выполнению основных технологических функций и ограничений.

Часто стремление к качественному выполнению процесса промывки приводит к невыполнению ограничений. В этих случаях прежде всего решаются оптимизационные задачи, цель которых – выбрать в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодное сочетание технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта [2].

Стремясь максимально использовать кинетическую энергию вытекающей из насадок долота струи бурового раствора для разрушения забоя, часто увеличивают до предела либо гидравлическую мощность, срабатывающего на долоте, либо силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случае пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора [1]. В результате этого одновременно с интенсификацией размыва забоя часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Очевидно, очень важно в каждом конкретном случае установить оптимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины. Основной функцией промывки скважин является также очистка забоя от разрушенной долотом породы [2]. Чем быстрее удаляются потоком бурового раствора осколки породы с забоя, тем эффективнее работает долото. Требование удалять шлам с забоя – обязательное, так как в противном случае невозможно обеспечить углубление ствола скважины.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают либо вязкость бурового раствора, либо его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтительным является второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в буровом растворе, растёт каверзность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки буровых растворов, увеличению затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин [4].

Очевидно, чем выше скорость циркуляции, плотность и вязкость бурового раствора, тем более интенсивно осуществляется гидротранспорт шлама от забоя на дневную поверхность. Поэтому регулировать скорость выноса шлама из скважины можно подачей насосов, плотностью и вязкостью бурового раствора. Но с увеличением вязкости и плотности раствора ухудшаются условия работы долота, возрастает гидростатическое и гидродинамическое давление на пласты, что может привести к поглощениям бурового раствора, другим осложнениям и даже авариям [2].

Несколько безопасней интенсифицировать гидротранспорт шлама на дневную поверхность путём повышения скорости циркуляции в кольцевом пространстве. Однако и скорость циркуляции должна быть ограничена сверху, чтобы избежать размыва ствола, больших потерь напора, значительного превышения гидродинамического давления в скважине над гидростатическим.

Практические данные о скоростях и стоимости бурения скважин показывают, что существует некоторая оптимальная величина скорости циркуляции, при которой данный раствор в конкретных условиях удовлетворительно выносит шлам на дневную поверхность и не наблюдается его накопление в скважине до концентраций, затрудняющих процесс бурения. Таким образом, для удовлетворительной очистки ствола скважины от шлама должно быть выбрано оптимальное соотношение между подачей буровых насосов, плотностью и показателями реологических свойств раствора.

Основной параметр, обеспечивающий компенсацию пластового давления на границе со скважиной – плотность бурового раствора, по мере увеличения которой безопасность проходки, как правило, повышается. В то же

время с ростом плотности увеличивается дифференциальное давление на забое, повышается концентрация твёрдой фазы в буровом растворе, что может привести к заметному падению скорости проходки скважины и загрязнению продуктивных горизонтов [4].

Следовательно, плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы совместно с другими технологическими факторами и приёмами можно было обеспечивать достаточное противодействие на проходимые пласты, но в то же время она не должна заметно ухудшать условия работы долота и эксплуатационные характеристики продуктивных горизонтов. Иными словами, в каждом конкретном случае должна выбираться оптимальная величина плотности бурового раствора.

Важным технологическим качеством бурового раствора является удержание находящихся в нём частиц во взвешенном состоянии, особенно в перерывах циркуляции. При улучшении реологических характеристик бурового раствора его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при спускоподъёмных операциях, что может стать причиной возникновения различных осложнений. Таким образом, успешность процесса промывки скважин зависит от оптимальных показателей реологических свойств бурового раствора, в первую очередь напряжения сдвига и вязкости. Комплексный подход к выбору свойств бурового раствора и режимных параметров циркуляции позволит обеспечить выполнение основных функций технологического процесса промывки скважин.

Очистка скважины от шлама определяется главным образом двумя факторами: скоростью восходящего потока и динамическим напряжением сдвига бурового раствора. Длительные промысловые наблюдения позволили установить, что для удовлетворительного гидротранспорта шлама из скважины на дневную поверхность ламинарным потоком, а также для предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига 15–20 дПа. Дальнейшее увеличение динамического напряжения сдвига не приводит к сколько-нибудь заметному улучшению очистки скважины от шлама.

Опытным путём также установлено оптимальное соотношение между динамическим напряжением сдвига  $\tau_0$  (дПа) и пластической вязкостью:

$$\eta \text{ (мПа с)}: \tau_0 / \eta = R = 4,5 \div -5,0.$$

Эти рекомендации целесообразно принять к руководству. Однако по мере совершенствования технологического процесса промывки скважин реологические показатели бурового раствора ( $\tau_0$  и  $\eta$ ) надо выбирать совместно с режимом циркуляции и реализовывать их в виде оптимальной реогидравлической программы [4].

#### **Постановка оптимизационной задачи:**

**Целевая функция:** дифференциальное давление:

$$\Delta p = p_3 - p_{пл} = \sum_i \Delta p_{кп,i} + \rho_{ж} g H - p_{пл}, \quad (1)$$

где:  $p_3$  – давление на забое скважины,  $p_{пл}$  – пластовое давление на глубине забоя,  $H$  – глубина скважины. Такой выбор объясняется тем, что чем меньше дифференциальное давление, тем выше скорость механической проходки и меньше радиус проникновения БР в пласт. Поскольку мы будем проводить минимизацию функционала (1) по параметрам  $\rho_{ж}$ ,  $\eta$ ,  $\tau_0$  то для выбора оптимальных значений этих параметров можно минимизировать забойное давление (поскольку пластовое давление не зависит от  $\rho_{ж}$ ,  $\eta$ ,  $\tau_0$ ):

$$p_3(\rho_{ж}, \eta, \tau_0) = \sum_i \Delta p_{кп,i} + \rho_{ж} g H. \quad (2)$$

Параметры:

1) **фиксированные параметры:**  $N_n$  – суммарная гидравлическая мощность насосов, геометрические характеристики (диаметры, длины) скважины, параметры пласта (пластовое давление, пористость, проницаемость,...), осевая нагрузка на долото, частота вращения бурильной трубы.

2) **изменяющиеся параметры:**  $Q$  – подача,  $\Delta p_d$  – перепад давления на насадках гидромониторного долота,  $\rho_{ж}$ ,  $\eta$ ,  $\tau_0$  – плотность, вязкость и ДНС (динамическое напряжение сдвига) БР.

**Ограничения:**

1) условие [1] удовлетворительной транспортировки шлама в КП (кольцевом пространстве):

$$Q \geq a \frac{\pi}{4} D_c^2, \quad (3)$$

где  $0.35 \leq a \leq 0.5$  м/с;

2) условие [1] создания противодействия пластовым флюидам[1]:

$$\rho_{ж} \geq \min \left\{ \frac{k_p p_{пл}}{g L_k}, \frac{p_{пл} + \Delta p_{п}}{g L_k} \right\} = \rho_{\min} \quad (4)$$

3) условие [1] предотвращения гидроразрыва пласта (для простоты примем  $\phi = 1$ ):

$$\rho_{ж} g L_b + \sum (\Delta p_{кп})(L_b) < p_{г}, \quad (5)$$

где  $L_b$  – глубина залегания подошвы слабого пласта,  $\sum (\Delta p_{кп})(L_b)$  – гидравлические потери давления при движении бурового раствора в промежутке кольцевом пространстве, начиная с глубины  $L_b$  до устья скважины,  $p_{г}$  – давление гидроразрыва;

4) условие удовлетворительной очистки от шламов на забое скважины [2]:

$$Q \geq \frac{N_{r, \min}}{\Delta p_d}, \quad (6)$$

где  $N_{r, \min}$  – минимально необходимая гидравлическая мощность реализуемая на насадках долота;

5) условие безопасной работы долота [4]:

$$\Delta p_d \leq \Delta p_{\text{пред}}, \quad (7)$$

где  $\Delta p_{\text{пред}}$  – предельное давление для безопасной работы долота ( $\Delta p_{\text{пред}} \approx 13$  МПа);

6) условие на радиус проникновения БР на продуктивный пласт:

$$r_c + \frac{P_z - P_{\text{пл}}}{\gamma} \leq l_{\text{max}}, \quad (8)$$

где  $r_c$  – эффективный радиус скважины (с учётом кольматационной корки),  $\gamma$  – предельный градиент,  $l_{\text{max}}$  – максимально допустимый радиус проникновения БР [3].

**Задача:** Найти значения параметров  $Q, \Delta p_d, \rho_{\text{ж}}, \eta, \tau_0$  удовлетворяющие ограничениям (3)–(8), при котором целевая функция достигает минимума.

С технологической точки зрения существуют определенные пределы регулирования и поддержания реологических параметров бурового раствора заданной плотности.

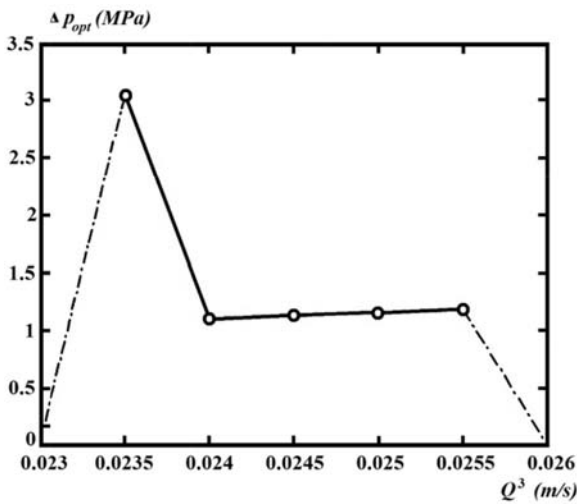


Рис. 1. Зависимость оптимального дифференциального давления от расхода при оптимальных значениях параметров БР.

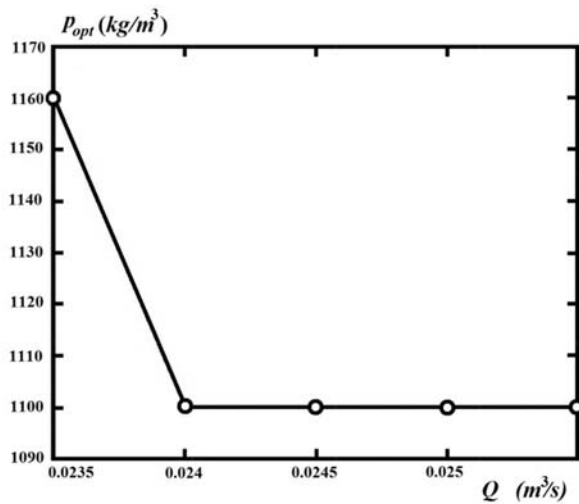


Рис. 2. Зависимость значения оптимальной плотности БР от расхода.

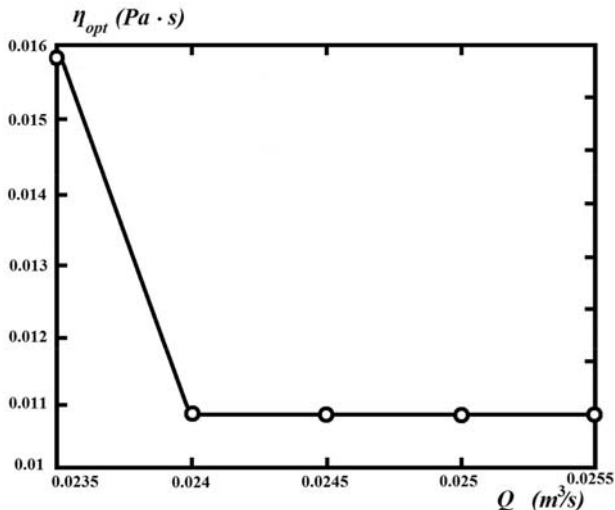


Рис. 3. Зависимость значения оптимальной вязкости БР от расхода.

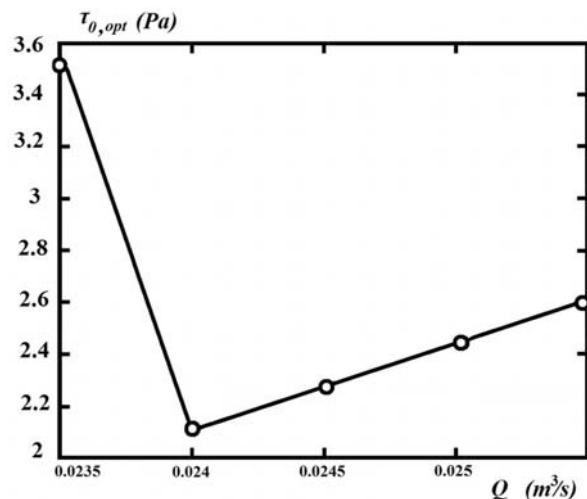


Рис. 4. Зависимость значения оптимального ДНС БР от расхода.

Исходя из постановки задачи мы выбрали расход из диапазона  $0.015 \leq Q \leq 0.03$ . Однако для диапазонов расхода  $Q < 0.0235$  и  $Q > 0.0255$  происходило нарушение хотя бы одного из ограничений налагаемых на процесс промывки. Поэтому на рис. 1 толстой линией изображён участок кривого дифференциального давления, при

котором выполнены все ограничения, а прерывистой линией участок, на котором какое-то из ограничений нарушено (для удобства мы на рисунке оставили лишь концевые части последнего участка) [4].

Из рис. 1 видно, что минимальное значение дифференциального давления достигается при расходе  $Q = 0.024 \text{ м}^3/\text{с} = 24 \text{ л/с}$ . Однако в этой точке оптимальные параметры меняются неустойчиво (небольшое смещение влево от этой точки вдоль оси абсцисс приводит большому изменению оптимальных значений). Поэтому в качестве оптимального значения параметра нужно брать несколько большее значение расхода. Возьмём, например, значение  $Q_{opt} = 24.5 \text{ л/с}$ . Тогда оптимальное значение плотности БР  $\rho_{opt} = 1100 = \text{кг/м}^3$ , оптимальное значение вязкости БР  $\eta_{opt} = 0.0107 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , оптимальное значение ДНС  $\tau_{0,opt} = 2.2 \text{ Па}$ . Соответствующее оптимальное значение дифференциального давления будет  $\Delta p_{opt} = 1.126 \text{ МПа}$ .

Интересной особенностью результатов, приведённых выше является то, что оптимальные значения плотности и вязкости БР оказались их минимальные значения. Для динамического напряжения сдвига это не так. Таким образом, наша оптимизационная задача по существу сводится к выбору оптимального расхода и ДНС. В силу вышесказанного зафиксируем значения параметров  $\rho_{ж} = 1100 \text{ кг/м}^3$ ,  $\eta = 0.0107 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , и рассмотрим поведение дифференциального давления от расхода  $Q$  и динамического напряжения сдвига  $\tau_0$ . Для удобства представления результатов рассмотрим четыре значения ДНС:  $\tau_0 = 2.2, 2.4, 2.6$  и  $2.8$ .

На рис. 4 приведены кривые зависимости дифференциального давления от расхода при четырех значениях параметра  $\tau_0$  (они указаны стрелками). Как и выше, участки кривых, изображенные штрихи пунктирными линиями соответствует значениям расхода, при котором нарушается хотя бы одно из ограничений перечисленные в начале раздела. Причина скачков на линиях из рис. 4 заключается в изменения режима течения. Левее скачка режим течения в кольцевом пространстве ламинарное, правее скачка-турбулентное. Естественно, в реальности таких скачков не должно быть, но наличие скачков связано с методическими упрощениями при расчёте гидравлических потерь.

Действительно, в реальности режим течения имеет три вида: ламинарное, переходное и турбулентное. Для простоты в методике расчёта гидравлических потерь не рассматривается наличие переходного слоя. В нашей задаче это не имеет большого значения, поскольку нам желательно подбирать параметры БР и расход так, чтобы в кольцевом пространстве режим течения была бы ламинарным. Последнее условие, как об этом было сказано выше, связано с устойчивостью стенки необсажённом участке скважины.

## Литература

1. *Леонов Э.Г., Исаев В.И.* Осложнение и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов: В 2 частях. – 2-е издание, исправленное и дополненное. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Часть 1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413 с.: ил. ISBN 5-8365-0268-4(978-5-8365-0268-3).
2. *Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов: – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – М.: Недра, 2000. – 679 с.: ил. ISBN 5-8365-0028-2.
3. *Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И.* Расчёты в бурении / Справочное пособие / Под редакцией А.Г.Калинина. – М.: РГГРУ, 2007. – 668 стр. ISBN 5-88595-14-01.
4. *Булатов А.И., Пеньков А.Н., Проселков Ю.М.* Справочник по промывке скважин. – М., 1984. УДК 622.244.44(031).



## СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ С НЕОДНОРОДНЫМ ПО ПЛОЩАДИ СОСТАВОМ ГАЗА

Д.Г. Эсенов, А.А. Арсланов, Г. Гурдова

Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева,  
г. Ашгабат, Туркменистан, arslanoffagajantm@gmail.com

Опыт разработки газовых залежей с неоднородной по площади концентрацией сероводорода в пластовом газе (таких, как Северный Балкуи, Советабад) показал, что обычно в первом этапе осуществляется ускоренный ввод в разработку бессернистой зоны залежей, а разработка сернистой зоны задерживается до завершения строительства наземных сероочистных сооружений. В таких случаях появляется опасность избирательного прорыва сероводородосодержащего газа к забоям эксплуатационных скважин бессернистой зоны по наиболее высокопроницаемым и интенсивно дренируемым пропласткам, что приводит к необходимости дополнительной защиты оборудования от коррозии и строительства сероочистных установок в бессернистой зоне залежи.

В известном способе разработки залежи с неоднородными по площади составом газа для предупреждения перетока газа из одной части в другую создаётся в пласте гидродинамический барьер между зонами с различной концентрацией за счёт отбора каждой из зон пропорционально текущим запасам [1, 2, 3].

Недостатком данного способа разработки является то, что при этом предусматривается одновременный ввод в разработку зон с различной концентрацией.

Недостатком другого известного способа разработки залежи с неравномерным по площади распределением концентрации сероводорода, предусматривающий ускоренное освоение залежи путём опережающего ввода в разработку подготовленных скважин бессернистой зоны [3, 4, 5] является низкая его эффективность при разработке залежей со слоисто-неоднородным характером изменения проницаемости продуктивного горизонта по разрезу.

В предложенном нами способе разработки залежей с неоднородным по площади составом газа предусматривается последовательный ввод в разработку бессернистой и сероводородосодержащей зон и отбор газа через добывающие скважины, первоначально в разработку вводятся бессернистая зона, вскрываются в ней пропластки с низкопроницаемыми коллекторами и отрабатываются через них высокопроницаемые пропластки до подхода границы депрессионной воронки к фронту сероводородосодержащей зоны, затем вводится в разработку сероводородосодержащая зона со вскрытием пропластков, аналогичным вскрытием в бессернистой зоне, и до выравнивания средневзвешенных пластовых давлений в обеих зонах отбор газа из сероводородосодержащей зоны регулируют, исходя из соотношения:

$$Q_c = K \frac{Q_{\text{зап.с}} \cdot Q_m}{Q_{\text{зап.м}}}, \quad (1)$$

где:  $K$  – безразмерный коэффициент определяемый из соотношения:

$$K = \frac{P_c (I - \beta_c)}{P_{\delta/c} (I - \beta_{\delta/c})}, \quad (2)$$

$T$  – годы разработки залежи;

$Q_{\text{зап.с}}$ ,  $Q_{\text{зап.м}}$  – запасы газа соответственно сернистой зоны и месторождения в целом;

$Q_c$ ,  $Q_m$  – годовые отборы газа соответственно из сернистой зоны и со всей залежи;

$P_{\delta/c}$ ,  $P_{\delta/c}$ ,  $\beta_c$ ,  $\beta_{\delta/c}$  – соответственно средневзвешенное пластовое давление и текущая газоотдача в сернистой и бессернистой зонах.

После выравнивания в обеих зонах средневзвешенных пластовых давлений проводится до стрел неперфорированной части продуктивного разреза во всех эксплуатационных скважинах и продолжается одновременный отбор газа из обеих зон пропорционально их остаточным запасам.

Способ осуществляется следующим образом.

Слоисто-неоднородная залежь газа с высоко- и низкопроницаемыми (1, 2) пачками и неоднородными по площади составом газа разбурена эксплуатационными скважинами (3, 4). Используя карту – изоконцентрату определяются границы (5) с сероводородосодержащей и бессернистой зон. При этом за границу (5) зон принимается изоконцентрат, соответствующий содержанию сероводорода в составе газа равному 0,00139% об.

На рис. 1 «а» приведена принципиальная схема осуществления способа разработки залежи с неоднородным по площади составом газа.

На рис. 1 «б» отражено изменение концентрации сероводорода по длине залежи в существующем и предлагаемом способах в момент создания гидродинамического барьера [2, 5, 6].

Сероводородосодержащая и бессернистая зоны залежи вскрываются самостоятельными сетками эксплуатационных скважин. Для ускоренного освоения месторождения на первых этапах (максимум до времени подхода границы депрессионной воронки к фронту сероводородосодержащей зоны) вводится в разработку подготовленные скважины бессернистой зоны залежи со вскрытием перфорацией пропластков с низкопроницаемыми коллекторами в продуктивном разрезе. Отбор газа из пропластков с низкопроницаемыми коллекторами приводит к падению

давления в них. Через определённый перепад давления между пропластками начинается переток газа из высокопроницаемого пропластка в низкопроницаемый. После того, как возмущение доходит границы сероводородосодержащей и бессернистой зон начинается движение фронта сероводородосодержащего газа в сторону эксплуатационных скважин. Увеличение градиента давления в низкопроницаемом пропластке по сравнению с высокопроницаемым приведёт к практически вертикальному движению фронта сероводородосодержащего и бессернистого газов. Это предотвращает селективный прорыв сероводородосодержащих газов к добывающим скважинам.

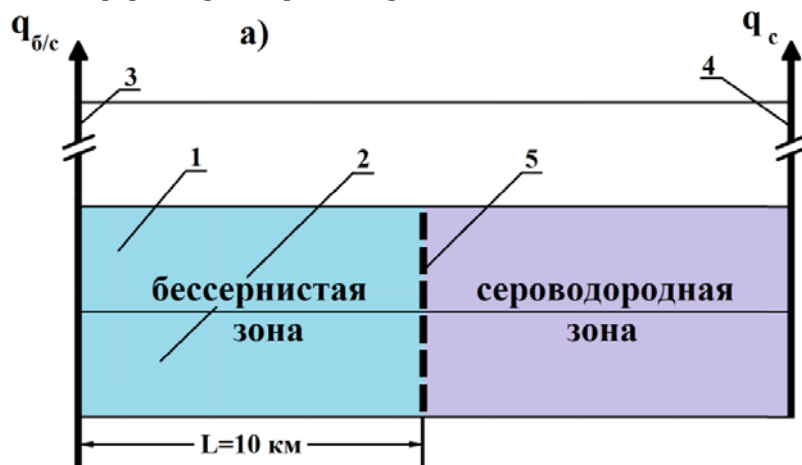


Рис. 1. а) Принципиальная схема осуществления способа разработки залежи с неоднородным по площади составом газа.

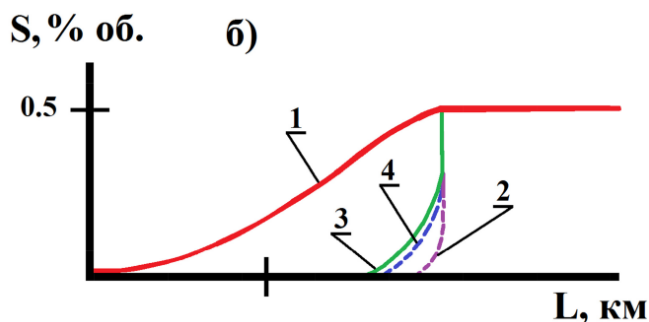


Рис. 1. б) Изменение концентрации сероводорода по длине залежи.

По мере подготовленности эксплуатационных скважин и наземных сероочистных сооружений в сероводородосодержащей зоне залежи их вводят в эксплуатацию. В этих скважинах система вскрытия продуктивного горизонта принимается аналогично бессернистой зоне. С целью, предотвращения дальнейшего движения границы сероводородосодержащего газа в бессернистую зону, скважина сернистой зоны эксплуатируется большими дебитами, чем скважины бессернистой зоны. Регулирование отбора газа из сернистой зоны проверят до создания гидродинамического барьера (то есть, линии повышенного, чем в зонах, отбора давления, препятствующего массообмену) между зонами различного состава газа. После выравнивания давления в зонах отбора проводят до стрел нескрытой части продуктивного разреза во всех скважинах. В процессе дальнейшей разработки отбор газа, из зон осуществляется пропорционально их остаточным запасам. Одним из возможных объектов внедрения данного способа является месторождение Советабд.

### Литература

1. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1963.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964.
3. Пыхачев Г.Б. Подземная гидравлика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1961.
4. Разумов Г.А. Расчёт радиальных систем горизонтальных скважин. Труды лаборатории инженерной гидрогеологии ВОДГЕО. – М.: сборник № 4. – 1962.
5. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейн-заде М.А. Движение газа в газопроводе путевым отбором. – М.: Наука, 1972.
6. Черных В.А. Новая математическая модель стационарного притока реального газа к необсаженной горизонтальной скважине. Научно-методические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями. – М.: ВНИИГАЗ, 1990.

## ТЕХНОЛОГИЯ РЕАЛИЗАЦИИ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Д.Г. Эсенов, А.А. Арсланов, Г. Гурдова

Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан,  
arslanoffagajantm@gmail.com.

Опыт эксплуатации Ачак-Наипской и Шатлыкской группы газоконденсатных месторождений, отличающихся высокой минерализацией пластовых вод, выпадением конденсата на забоях скважин и высокими пластовыми температурами показал малоэффективность применения чистых ПАВ, которое практически не вспенивается при температурах выше 120°C минерализации воды выше 100 г/л и наличии углеводородного конденсата [1, 2].

Промышленное применение предлагаемого способа с использованием ПАВ ОП-10 с добавками обеспечивает по сравнению с известным способом эффективное удаление водоконденсатной смеси из забоя скважин месторождений Шатлык, Наипской группы. Так, при применении обычных ПАВ дебит газоконденсатных скважинах практически не увеличивался, в то время, как при закачке на забой скважины ПАВ ОП-10 с добавками дебит скважины увеличивался на 25–50%.

К сожалению, внедрение изложенного способа удаления жидкости становится невозможным при отсутствии перечисленных композиций (КМЦ, МДА).

В этой связи нами рекомендовался другой способ удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин.

На рис. 1 «а» приведена схема осуществления предлагаемого способа, а на рис. 1 «б» схема газлифтного клапана.

Для осуществления предлагаемого способа удаления жидкости скважина должна быть оборудована обсадной колонной – 1, колонной лифтовых труб – 2, с обратными шаровыми клапанами – 3, выполненными в виде короткого сопла Вентури – 4, с опорным кольцом – 5 под шар – 6. Над шаром – 6 установлена сферическая крестовина – 7, которая является ограничителем хода шара – 6, последний обратный клапан – 3 устанавливается в башмаке колонны лифтовых труб – 2, расположенный в зоне фильтра – 8. В середине между обратными клапанами – 3 устанавливается газлифтный клапан – 9, состоящий из корпуса – 2, узла зарядки – 1, сильфона – 3, тока – 4, седла – 5 и узла обратного клапана.

Способ осуществляется следующим образом. По данным исследования скважины определяется истинное газосодержание смеси в условиях забоя скважины. В соответствии с работой [2, 3] определяется расстояние между обратными клапанами, обеспечивающее нормальный запуск скважины и её устойчивую работу. В процессе эксплуатации по данным повторных исследований используя уточненные данные возникает необходимость изменить расстояние между обратными клапанами, чтобы избежать этого между обратными клапанами в середине устанавливается газлифтный клапан – 9. Рабочий агент (газ) подаётся в кольцевое пространство между обсадной колонной и подъёмными трубами. При этом сила давления нагнетаемого газа в затрубном пространстве скважины и газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб превышает силу давления сжатого азота в сильфонной камере. После открытия клапана нагнетаемый газ через отверстия в его корпусе поступает из затрубного пространства скважины в колонну подъёмных труб и соответствует поднятию газожидкостной смеси, то есть, позволяет освоить и продолжить дальнейшую эксплуатацию скважины.

После освоения или запуска скважины давление в насосно-компрессорных трубах повышается и это приводит к закрытию клапана.

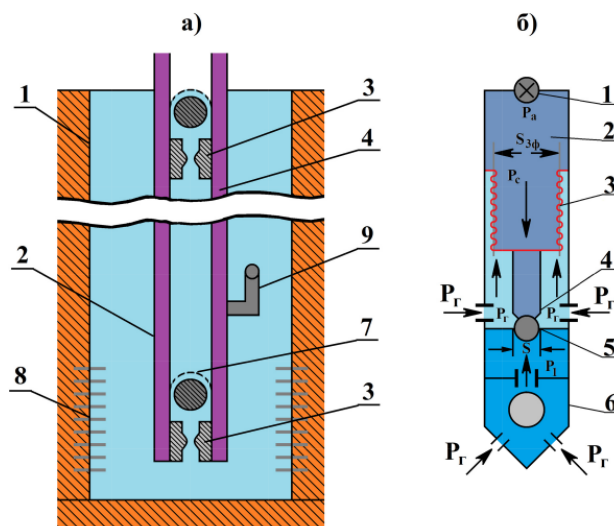


Рис. 1. а) Принципиальная схема реализации способа удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин. б) Схема газлифтного клапана.

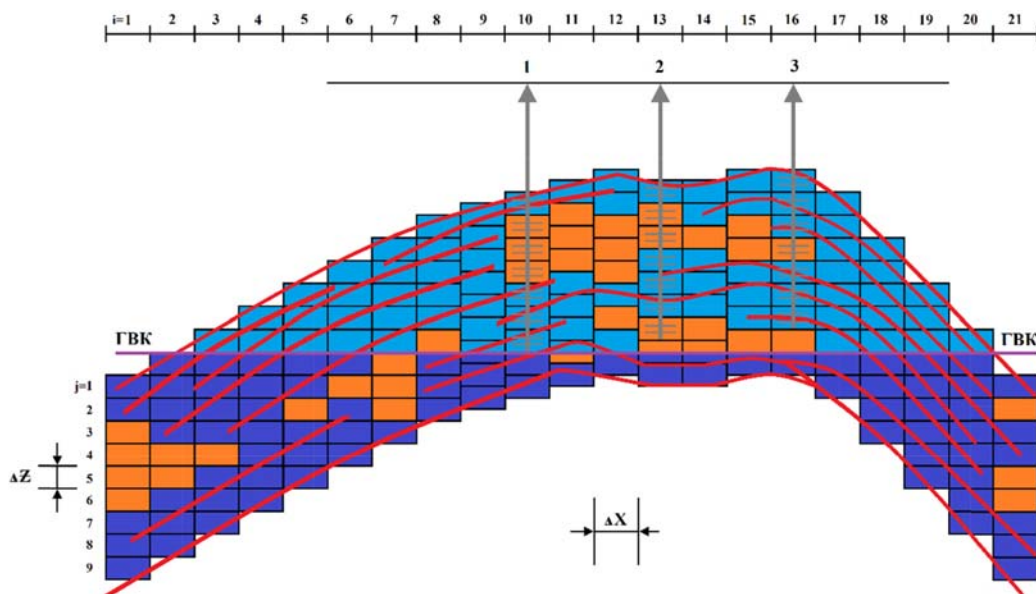


Рис. 2. Схема аппроксимации профильной модели месторождения Сейраб сеточной областью.

После этого прекращается нагнетание газа. В дальнейшем при установившемся режиме работы скважины клапан остаётся закрытым до следующей самопроизвольной остановки скважины.

Таким образом, дополнительное оборудование скважин газлифтным клапаном предотвращает остановку самозадавившейся скважины на её восстановление, что позволит увеличить добычу газа и избежать затрат на ремонтные работы.

Описанные способы удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин запатентованы, внедрены на месторождениях Байрам-Али и Наип.

Газлифтный способ эксплуатации с использованием пусковых клапанов внедрён в скважине № 112 месторождения Байрам-Али. Скважина введена в эксплуатацию в сентябре 1977 г. и находится в присводовой части южного купола. Интервал перфорации скважины находится на глубинах 2780~2800 м, глубина пуска насосно-компрессорных труб – 2780 м.

Проведённые различные традиционные методы интенсификации добычи газа с целью, освоения и эксплуатации скважины положительных результатов не дали.

В результате проведённых гидрогеологических исследований установлено, что уровень пластовых вод находится на 1520 м ниже устья скважины, пластовое давление составляет 11,5 МПа, плотность воды = 1,073 г/см<sup>3</sup> при 20°С.

Расчёт глубины установки пусковых клапанов проводится в соответствии с работой.

1 клапан – 1628 м  $P_{\text{раб}} = 7,2$  МПа,

2 клапан – 2024 м  $P_{\text{раб}} = 6,9$  МПа,

3 клапан – 2285 м  $P_{\text{раб}} = 6,6$  МПа,

4 рабочий клапан – 2448 м.

В результате перевода скважины № 122 в газлифтный способ эксплуатации получена дополнительная добыча газа в объёме 4,97 млн.м<sup>3</sup>.

Вопросам выбора оптимальной степени вскрытия для скважин газовых залежей посвящены многочисленные исследования [3, 4]. В основном, эти исследования преследовали цель – установление оптимального технологического режима работы скважин. Здесь вопросы выбора оптимального вскрытия рассматриваются с двух точек зрения. Для полнопластовых залежей задача сводилась к изучению влияния несовершенства скважин по степени вскрытия на их производительность к определению коэффициента несовершенства. Для водоплавающих залежей исследовалось влияние степени вскрытия на их предельный безводный дебит исходя из стационарности процесса конусообразования.

Для первого типа залежей на основе теоретических исследований авторы работы [4, 5] приходят к выводу, что наиболее оптимальным вариантом является вскрытие однородных и неоднородных пластов, составляющих 50-60% от общего газонасыщенного интервала. Причём при чередовании нескольких пластов с различной проницаемостью вскрытие рекомендуется осуществить в высокопроницаемом пласте [5, 6].

В (7.9), (7.10)  $K'(x, y)$ ,  $m'(x, y)$  – соответственно коэффициенты проницаемости и пористости породы в данной точке пласта с ординатами  $X$  и  $Y$ :  $P_\alpha$ ,  $K_\alpha$ ,  $\rho_\alpha$ ,  $\mu_\alpha$ ,  $l_\alpha^K$  – соответственно давление, относительная проницаемость, плотность, вязкость и доля  $k$ -го компонента во  $\alpha$ -ой фазе,  $S = S(P_c)$  – коэффициент насыщенности.

ти жидкостью порового пространства;  $\sum q_{\alpha}^K$  – мощность источнике (стока), моделирующего работу скважины, приходящаяся на единицу объёма пласта.

$$\beta_{K_1} = \left\{ \beta_c \left[ \rho_1 l_1^K (1-S) + \rho_2 l_2^K S \right] + m_1 \left[ (1-S) \left( l_1^K \frac{\partial \rho_1}{\partial P_1} + \rho_1 \frac{\partial l_1^K}{\partial P_1} \right) \right] + m_2 S \left[ \left( l_2^K \frac{\partial \rho_2}{\partial P_2} + \rho_2 \frac{\partial l_2^K}{\partial P_2} \right) \right] \right\};$$

$$\beta_{K_2} = \left\{ -\beta_c \rho_2 l_2^K S + m_2 \left[ \frac{\partial S}{\partial P_c} (\rho_2 l_2^K - \rho_1 l_1^K) \right] - S \left[ \left( l_2^K \frac{\partial \rho_2}{\partial P_2} + \rho_2 \frac{\partial l_2^K}{\partial P_2} \right) \right] \right\}.$$

Численное решение системы (7.9) при соответствующих граничных условиях позволяет получить распределение давления и насыщенности в пласте произвольной формы и толщины с произвольным размещением источников и стоков (скважин) при учёте сжимаемости флюидов, эффекта капиллярных и гравитационных сил [4, 5].

Это месторождение имеет однотипную структуру со многими месторождениями данного региона, такими как Учаджи, Байрам-Али, Моллакер, Майское и др. Залежи газа этих месторождений сводовые, водоплавающие, продуктивность приурочена к готеривским отложениям нижнего мела. Продуктивный разрез представлен чередованием песчаников с плотными (глинистыми) пропластками. Характерной чертой для этих залежей является невыдержанность плотных (непроницаемых) пропластков по напластованию и резкая изменчивость фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) продуктивных пропластков по разрезу.

Для случая наличия подошвенной воды, в работе [3, 4] рассмотрены вопросы вскрытия изотропных и анизотропных пластов. На основе проведённых исследований авторы для изотропного пласта рекомендуют вскрывать до 50% от газонасыщенной мощности, а для анизотропного пласта – в зависимости от коэффициента анизотропии.

В работе [2, 3] автором отмечается, что образование конуса подошвенной воды является нестационарным процессом, то есть, процесс разработки даже при соблюдении предельного безводного дебита происходит деформация поверхности газовой контакта. Поэтому в этой работе рекомендуется отказаться от предельного безводного дебита.

Для однородной по проницаемости пласта водоплавающей залежи автор [1, 4] предлагает осуществить полное вскрытие в газонасыщенного и частичное вскрытие водонасыщенного разреза с проведением совместного отбора газа и воды с начала разработки.

Из вышеизложенного видно, что вопросы выбора оптимального вскрытия продуктивного горизонта, в основном, рассмотрены для однородных по разрезу пластов с целью установления оптимального технологического режима их работы. Однако, как показывает опыт, разработки газовых месторождений Восточного Туркменистана, разрезы залежей сложены из пропластков, резко отличающихся друг от друга по проницаемости и разделяющихся между собой, в основном, плотными пропластками с литологическими окнами. Всё это, как показывает анализ разработки месторождений Восточного Туркменистана, способствует избирательному продвижению краевых и подошвенных вод по наиболее высокопроницаемым и интенсивно дренируемым пропласткам. Низкое значение газоотдачи в этом случае предопределяется не только микрозашемлением определённого количества газа в обводнённой зоне, но и образованием целиков газа в низкопроницаемых пропластках, вследствие разной скорости продвижения пластовой воды по разрезу. Вскрытие продуктивных пластов по традиционной технологии интенсифицирует избирательному продвижению пластовой воды за счёт неравномерного дренирования по разрезу.

## Литература

1. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1963.
2. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964.
3. Пыхачев Г.Б. Подземная гидравлика. – М.: ГНТИ нефтяной и горно-топливной литературы, 1961.
4. Разумов Г.А. Расчёт радиальных систем горизонтальных скважин. Труды лаборатории инженерной гидрогеологии ВОДГЕО. – М.: сборник № 4. – 1962.
5. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейн-заде М.А. Движение газа в газопроводе путевым отбором. – М.: Наука, 1972.
6. Черных В.А. Новая математическая модель стационарного притока реального газа к не обсаженной горизонтальной скважине. Научно-методические и технологические проблемы разработки месторождений со сложными геологическими условиями. – М.: ВНИИГАЗ, 1990.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРИВЕТСТВИЕ РАИСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН Р.Н. МИННИХАНОВА УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ»</b> .....	3
--	---

### ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

<b>СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ФОРМИРОВАНИЮ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫХ РАМОК ОСВОЕНИЯ МЕНЯЮЩЕЙСЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПРОВИНЦИИ АЛЬБЕРТА (КАНАДА) И РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (РОССИЯ))</b>	
--	--

**В.А. Крюков<sup>1</sup>, Ю.А. Борисова<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН,  
г. Новосибирск, <sup>2</sup>Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», г. Москва. .... 4

<b>ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ – НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ (НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ ОПЫТА КИТАЯ)</b>	
---	--

**О.М. Прищепа, Ж. Сюй, Т.Н. Крыкова, Н.В. Сеница**

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург..... 8

<b>ИССЛЕДОВАНИЯ ЦЕНТРА НТИ «ВОДОРОД КАК ОСНОВА НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ»</b>	
---	--

**В.А. Яковлев, П.В. Снытников**

Институт катализа СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, д.5..... 12

<b>R&amp;D ACTIVITY OF THE NTI CENTER «HYDROGEN AS A BASIS OF LOW CARBON ECONOMY»</b>	
---	--

**V.A. Yakovlev, P.V. Snytnikov**

Boreskov Institute of Catalysis, 630090, Novosibirsk, Pr. Akademika Lavrentieva, 5..... 12

<b>ИННОВАЦИОННОЕ ПРОИЗВОДСТВО СПГ ТЕРМОАКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ</b>	
---	--

**С.Н. Сергеев<sup>2</sup>, В.В. Зосимов<sup>2</sup>, А.В. Замрий<sup>1</sup>, Л.А. Алиева<sup>1</sup>, Т.Т. Зубарев<sup>1</sup>, А.А. Папушкина<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «МЭАЦ», г. Москва, <sup>2</sup>ФГУП «НИИПА», г. Дубна..... 13

<b>ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В ОЦЕНКАХ ОСНОВНЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРОГНОСТИЧЕСКИХ ЦЕНТРОВ</b>	
---	--

**А.М. Мастепанов**

Институт проблем нефти и газа РАН..... 16

<b>КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ В ГЕОЛОГОРАЗВЕДКЕ</b>	
---	--

**Е.А. Павлов**

«Газпромнефть-ГЕО» ..... 20

<b>ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ В НЕФТЕГАЗОНОСНОМ ОТНОШЕНИИ ОБЪЕКТОВ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ СОЛЯНОКУПОЛЬНОЙ ТЕКТОНИКИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ</b>	
--	--

**К.Б. Сокулина<sup>1</sup>, С.Е. Войтович<sup>2</sup>, П.Ф. Попова<sup>3</sup>, Г.Ф. Хуснуллина<sup>4</sup>, Е.В. Сивожелезов<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Эверест групп», Татарское Геологоразведочное <sup>2</sup>управление ПАО «Татнефть»,  
<sup>3</sup> «ООО ТЕРРАПОД», <sup>4</sup>ООО «ЦГМ НИР Поволжья». .... 22

<b>ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ: НЕИССЛЕДОВАННЫЕ НЕДРА</b>	
--	--

**А.П. Шиловский**

ИПНГ РАН, г.Москва ..... 25

<b>КВАЗИНЕПРЕРЫВНЫЕ СПОСОБЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ – «ПАЛОЧКА-ВЫРУЧАЛОЧКА» МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ</b> <b>Н.П. Кузьмичев</b> <i>ООО «Нефть XXI век», г. Альметьевск.....</i>	28
<b>МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКОГО МОДУЛЯ «ИНТЕГРАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ» С ЦЕЛЬЮ СИСТЕМАТИЗАЦИИ ГЕОИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН</b> <b>Ш.А. Умаров<sup>1</sup>, С.Э. Рузикулов<sup>2</sup>, С.С. Хабибуллаев<sup>2</sup>, М.Х. Искандаров<sup>3</sup>, Ш.М. Кодиров<sup>4</sup>, А.К. Глух<sup>5</sup></b> <i><sup>1</sup>Навоийское отделение Академии наук, г. Навои, Республика Узбекистан, <sup>2</sup>Министерство геологии, Республики Узбекистан, г. Ташкент, <sup>3</sup>ООО «GeoResearch and Development Company», г. Ташкент, Республика Узбекистан <sup>4</sup>Агентство Космических исследований и технологий, г. Ташкент, <sup>5</sup>Государственное Учреждение «Научно-исследовательский институт минеральных ресурсов» .....</i>	34
<b>НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ</b> <b>С.А. Пунанова</b> <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва .....</i>	39
<b>ОБОСНОВАНИЕ НАЛОГОВЫХ РЕЖИМОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ</b> <b>Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили</b> <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва .....</i>	42
<b>НЕФТЬ РОССИИ – РАЗНЫЕ СУДЬБЫ (КАЗАНЬ, ТЮМЕНЬ, НОВОСИБИРСК)</b> <b>Н.П. Запивалов</b> <i>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск .....</i>	45
<b>УСТНЫЕ ДОКЛАДЫ</b> <b>Круглый стол 1</b> <b>«80-летие нефтедобычи в Республике Татарстан»</b> <b>Круглый стол 2</b> <b>«Научно-технологическое и кадровое обеспечение геологоразведочных работ»</b>	
<b>ТАТАРСТАН КАК ВАЖНЕЙШАЯ ТРАНСПОРТНАЯ АРТЕРИЯ СТРАНЫ</b> <b>А.В. Замрий, С.П. Черных, Е.Д. Котикова, Е.М. Ипполитова</b> <i>Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза Нефтегазопромышленников России, г. Москва .....</i>	49
<b>РОЛЬ КАЗАНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В КАДРОВОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН</b> <b>Б.В. Успенский</b> <i>Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Институт проблем экологии и недропользования Академии наук РТ.....</i>	52
<b>ЭЛЕКТИВНЫЙ КУРС ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПРОФИЛЬНЫХ ВУЗОВ: НЕФТЬ И ГАЗ</b> <b>А.С. Сигов<sup>1</sup>, В.Г. Мартынов<sup>2</sup>, Д.К. Нургалиев<sup>3</sup>, И.А. Чукмаров<sup>3</sup>, А. Л. Сидоров<sup>4</sup>, Ю.М. Аверина<sup>5</sup>, С.П. Черных<sup>6</sup>, Л.А. Алиева<sup>6</sup>, Е.Д. Котикова<sup>6</sup>, Т.М. Зубарев<sup>6</sup></b> <i><sup>1</sup>Акад. РАН, МИРЭА, г. Москва, <sup>2</sup>Акад. РАО, РГУНГ, г. Москва, <sup>3</sup>КФУ, г. Казань, <sup>4</sup>СурГУ, г. Сургут, <sup>5</sup>РХТУ, г. Москва, <sup>6</sup>ООО «МЭАЦ», г. Москва.....</i>	54
<b>ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТРАЕКТОРИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b> <b>Л.Б. Хузина, С.В. Любимова</b> <i>ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г.Альметьевск .....</i>	54

<b>ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ ИТ-ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ОБУЧЕНИИ СТУДЕНТОВ ПО НАПРАВЛЕНИЮ «НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО»</b> <b>Миннибаев Р.Ш.<sup>1</sup>, Гайфуллина Э.Т.<sup>2</sup>, Султанов В.А.<sup>3</sup>, Шагеев А.Ф.<sup>3</sup></b> <i><sup>1</sup>732 военное представительство МО РФ, г. Казань,</i> <i><sup>2</sup>МБОУ «Татарская гимназия №17 им.Г.Ибрагимова», г. Казань,</i> <i><sup>3</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i> .....	57
<b>ГЕОХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ НЕФТЕЙ РАЗЛИЧНЫХ ГОРИЗОНТОВ РОМАШКИНСКОГО И ДРУГИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> <b>И.Н.Плотникова<sup>1,2</sup></b> <i><sup>1</sup> Академия наук Республики Татарстан, г. Казань</i> <i><sup>2</sup> КНИТУ, Казань</i> .....	60
<b>ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ</b> <b>Р.Н. Бурханов<sup>1</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>, И.В. Валиуллин<sup>1</sup>, М.В. Швыденко<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup> Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск,</i> <i><sup>2</sup>ПАО «Татнефть»</i> .....	62
<b>ОБЪЯСНЕНИЕ ЯВЛЕНИЯ ВОСПОЛНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ НАУЧНЫХ ОТКРЫТИЙ РОССИЙСКИХ УЧЁНЫХ</b> <b>А.А. Баренбаум</b> <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i> .....	66
<b>ФЕНОМЕН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ И ЕГО ОБЪЯСНЕНИЕ С ПОЗИЦИИ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА</b> <b>В.М. Харченко, А.Е. Неркарарян, А.А. Стасенко</b> <i>Северо-Кавказский Федеральный университет, г. Ставрополь</i> .....	70
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГУЛЯТОРОВ ДАВЛЕНИЯ</b> <b>Хазипов Ф.Р.<sup>1</sup>, Хазипов Ш.К.<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup>ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», ДРМ, ООД г. Альметьевск</i> <i><sup>2</sup>ПАО «Татнефть», СП «Татнефть-Добыча», ДРМ, УРМ, ОРМ «Север», г. Альметьевск</i> .....	72
<b>МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ГРП. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОПАНТА NRT НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ</b> <b>Д.М. Пелевин, Р.А. Мурзахметов, А.В. Ковалевский</b> <i>ООО «РусГазБурение», г. Москва</i> .....	75
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИССЛЕДОВАНИЯМ И РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ СО<sub>2</sub> В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ</b> <b>И.А. Гуськова, Д.Р. Хаярова, Р.Р. Закиров, А.А. Рыбаков</b> <i>ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск</i> .....	78
<b>РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА ПО УПРАВЛЕНИЮ ВОДНЫМИ ПОТОКАМИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b> <b>Вяткин К.А., Белик Е.С., Илюшин П.Ю., Рудакова Л.В., Калинина Е.В.</b> <i>Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь</i> .....	82
<b>СТАБИЛЬНОСТЬ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ КАК ПРИНЦИП ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА</b> <b>Р.Н. Салиева</b> <i>Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан</i> .....	85



<b>ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ВВОДА В РАЗРАБОТКУ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b> <b>А.Г. Зайдуллин</b> <i>ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», ДРМ, УРМ, ОР РМ «Север», г. Альметьевск.....</i>	87
<b>RETAINING THE SUSTAINABILITY OF RUSSIA'S ENERGY INDUSTRY GIVEN THE SANCTIONS</b> <b>M.R. Islam<sup>1</sup>, D.G. Yarakhanova<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup> President, Emertec Research and Development Ltd., Canada</i> <i><sup>2</sup> Docent, Kazan Federal University, Kazan, Russia.....</i>	89
<b>СОХРАНЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ</b> <b>М.Р. Ислам<sup>1</sup>, Д.Г. Яраханова<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup> Президент, Emertec Research and Development Ltd., Канада</i> <i><sup>2</sup> Доцент, Казанский федеральный университет, Казань, Россия.....</i>	92
<b>СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ФИЛЬТРАЦИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ЗАДАЧАХ</b> <b>В.В. Михеев<sup>1</sup>, А.А. Вихорева<sup>2</sup>, Р.Р. Гильмутдинов<sup>1</sup>, А.Г. Дегтярев<sup>3</sup>, Д.В. Пономаренко<sup>2</sup>, В.В. Пыхалов<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup> ООО «Градиент Технолоджи», г. Казань, <sup>2</sup> АО «Октопус», г. Москва,</i> <i><sup>3</sup> Академия наук Республики Татарстан, г. Казань.....</i>	95
<b>Круглый стол 3</b> <b>Новая парадигма разработки крупных месторождений на поздней стадии – обеспечение технологической независимости</b>	
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ДВОЙНОГО ГРАДИЕНТА ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН</b> <b>А.Х. Аглиуллин, Р.А. Исмаков, Р.И. Ганиев, Люк Де Бюер</b> <i>Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа.....</i>	99
<b>ВЫДЕЛЕНИЕ ОЧАГА РАННЕЙ ГЕНЕРАЦИИ УВ ЮЖНОЙ ПЕРИФЕРИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НГБ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ</b> <b>Б. Андреев<sup>1</sup>, Е.В. Козлова<sup>1</sup>, Т.Д. Булатов<sup>1</sup>, Т.И. Карамов<sup>1</sup>, Е.А. Леушина<sup>1</sup>, В.В. Колесов<sup>2</sup>, М.Ю. Спасенных<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва,</i> <i><sup>2</sup>ООО «ОТЭКС», г. Москва.....</i>	103
<b>ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ С УЧЁТОМ ТРОЙНОЙ ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ НА КАРБОНАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b> <b>А.Г. Аскарлова<sup>1</sup>, Р. Фазлыева<sup>2</sup>, М. Урсенбах<sup>2</sup>, Е.Ю. Попов<sup>1</sup>, Г. Мур<sup>2</sup>, Р. Мехта<sup>2</sup>, М. Спасенных<sup>1</sup>, А. Черемисин<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>Сколковский Институт Науки и Технологий, г. Москва,</i> <i><sup>2</sup>Университет Калгари, Калгари.....</i>	107
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОМЕХАНИКИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА</b> <b>Е.С. Быстров, С.И. Гильфанов, Э.Р. Зиганшин</b> <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, г. Казань.....</i>	112
<b>ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ</b> <b>И.А. Дьячук, А.Н. Мокшаев</b> <i>ЗАО «Системные Технологии Эксплуатации Месторождений», г. Уфа.....</i>	115
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ АДСОРБЦИИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ В ЦИФРОВЫХ КЕРНАХ</b> <b>Т.Р. Закиров</b> <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань.....</i>	119

<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ МИКРОСТРУКТУРЫ КЕРОГЕНА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ СОЗРЕВАНИИ</b> <b>Т.И. Карамов, М.Ю. Спасенных</b> <i>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва</i> .....	122
<b>ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ (MACHINE LEARNING) И ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА (ARTIFICIAL INTELLIGENCE) В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> <b>А.Н. Козлов<sup>1</sup>, Т.М. Порываев<sup>1</sup>, Е.В. Молькова<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>, И.З. Фархутдинов<sup>2</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup>Казанский федеральный университет, г.Казань, <sup>2</sup>ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Альметьевск</i> .....	125
<b>ИСТОЧНИКИ И НАПРАВЛЕНИЯ СНОСА ОБЛОМОЧНОГО МАТЕРИАЛА БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ЮЖНО-ТАТАРСКОМ СВОДЕ</b> <b>Э.А. Королев, М.В. Нойкин, Э.А. Абдуллина</b> <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i> .....	128
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК</b> <b>И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева</b> <i>Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань</i> .....	130
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗЛИЧИЙ В ГЕОХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ДОБЫВАЕМЫХ РАССОЛОВ ТУРНЕЙСКИХ И БОБРИКОВСКИХ ПЛАСТОВ ДЛЯ АНАЛИЗА И УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> <b>Д.Ф. Мингазов<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>, М.С. Шипаева<sup>2</sup>, А.А. Шакиров<sup>2</sup>, А.С. Старцева<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup> ФГАОУ ВО К(П)ФУ, г. Казань, <sup>2</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань</i> .....	134
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКА ОБВОДНЁНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ГЕОИНДИКАТОР НА ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЮРСКО-МЕЛОВОГО ВОЗРАСТА</b> <b>М.С. Шипаева<sup>1</sup>, А.А. Шакиров<sup>1</sup>, А.С. Старцева<sup>1</sup>, Н.А. Фахриев<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань, <sup>2</sup> ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, г. Казань</i> .....	138
<b>ТЕПЛОВОЙ РЕЖИМ ВОЛГО-УРАЛИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАЙЕСОВСКОЙ ИНВЕРСИИ ТЕПЛОвого ПОТОКА И ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ</b> <b>И.Н. Огнев<sup>1</sup>, Й. Эббинг<sup>2</sup>, М. Лёзинг<sup>2</sup>, Д.К. Нургалиев<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань, <sup>2</sup>Кильский университет имени Кристиана Альбрехта, г. Киль, Германия</i> .....	142
<b>ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГИДРАТНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ</b> <b>М.Е. Семенов, А.С. Стопорев, Р.С. Павельев, М.А. Варфоломеев</b> <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань</i> .....	146
<b>ВИЗЕЙСКИЕ ТЕРРИГЕННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА – РАЗНОФАЦИАЛЬНОЕ ЗАПОЛНЕНИЕ ЗАКАРСТОВАННОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТУРНЕЙСКОЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ КАРБОНАТНОЙ ПЛАТФОРМЫ</b> <b>В.В. Силантьев<sup>1,2</sup>, М.Ф. Валидов<sup>1</sup>, Д.Н. Мифтахутдинова<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, <sup>2</sup> Филиал Казанского федерального университета в г. Джизаке Республики Узбекистан</i> .....	149

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ  
ТЕХНОЛОГИИ ГРП ПРИ ЗАКАЧКЕ ЖИДКОСТЕЙ НА БЕЗВОДНОЙ ОСНОВЕ**

**С.А. Станчиц<sup>1</sup>, В.И. Стукачев<sup>2</sup>, А.А. Шевцова<sup>2</sup>, Е.А. Филёв<sup>2</sup>, М.А. Боброва<sup>2</sup>,  
Н.В. Липатов<sup>2</sup>, В.А. Эфстадиу<sup>2</sup>, М.Ю. Спасенных<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва,

<sup>2</sup>Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), г. Москва..... 153

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ «БЕЗВОДНЫЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА»**

**В.А. Цыганков**

ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», г. Москва..... 155

**ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОФЛЮИДИКИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЛАБОРАТОРНЫХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

**А.В. Щербакова<sup>1,2</sup>, Д.И.Перепонов<sup>1,2</sup>, В.В. Казаку<sup>1,2</sup>, М.Э. Гаджиев<sup>1</sup>, А.Н. Черемисин<sup>1,2</sup>, Е.Д. Шилов<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва,

<sup>2</sup>ООО «ЛАБАДВАНС», г. Москва..... 156

**АНАЛИЗ УСПЕШНОСТИ ГРП НА ДЕМКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН  
А.С. Хаюшкин<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, Э.Р. Зиганшин<sup>1</sup>, Р.М. Мартынчук<sup>2</sup>, Р.Р. Миннебаев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань,

<sup>2</sup>АО «ТАТЕХ», г. Альметьевск..... 158

**СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ**

**МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ ХОЛМОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

**В.Э. Алексеев, Е.А. Марков, А.В. Семенов, А.И. Кириллов, А.А. Кузнецова**

Татарский научно-исследовательский и проектный институт (ТатНИПИнефть), г. Бугульма ..... 161

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ ТАЛЛАТА ЖЕЛЕЗА  
ДЛЯ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СТРЕЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**М.О.Н. Али<sup>1</sup>, И.И. Мухаматдинов<sup>1</sup>, Р.Э. Мухаматдинова<sup>1</sup>, А.В. Вахин<sup>1</sup>, С.Я. Маланий<sup>2</sup>,**

**А.Н. Проценко<sup>2</sup>, С.В. Цветков<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань,

<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

<sup>3</sup>ТПП «РИТЭК-САМАРА-НАФТА»..... 165

**ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В БУДУЩЕМ ИЗ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**А. Алтыева, Б. Велханов, А. Бабаназарова**

Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева, Ашхабад, Туркменистан..... 168

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ  
ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ**

**В.В. Андрияшин, В.А. Милютина**

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»,

НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»..... 170

**ГЕОЛОГ-ТЕКТОНИСТ, УЧЕНЫЙ И ПРАКТИК – К 90 ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ Р.Н. ВАЛЕЕВА**

**В.А. Антонов, Я.Г. Аухатов**

Общество с ограниченной ответственностью «Центр совершенствования методов

разработки нефтяных месторождений»..... 174

<b>К ВОПРОСУ О ПОСТАНОВКЕ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОГО БУРЕНИЯ В ПРЕДЕЛАХ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ № 20, 20А, 24 ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ С ПОПУТНЫМИ ПОИСКАМИ БЛАГОРОДНОМЕТАЛЬНО-МЕДНЫХ РУД УРОЧИЩА «АКТАШСКАЯ ГОРА»</b> <b>Р.Р. Афлятунов<sup>1</sup>, А.П. Бачков<sup>1</sup>, С.Е. Войтович<sup>2</sup>, А.З. Ахметшин<sup>2</sup>, К.А. Сухов<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, <sup>2</sup> Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань .....	176
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОГО БЮДЖЕТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДНОЙ ИЗ МАЛЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b> <b>В.В. Ахметгареев<sup>1</sup>, А.Ф. Яртиев<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> ООО «Наука», г. Бугульма, <sup>2</sup> ЗАО «ЦНИП – МНК», г. Альметьевск .....	181
<b>ВЕБ-ПРИЛОЖЕНИЕ ДЛЯ СЕГМЕНТАЦИИ ИЗОБРАЖЕНИЙ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ШЛИФОВ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД</b> <b>Р.Ф. Ахметов<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, Т.А. Муртазин<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>, З.Д. Каюмов<sup>2</sup>, Д.Н. Тумаков<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий <sup>2</sup> К(П)ФУ, Институт вычислительной математики и информационных технологий .....	185
<b>ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОБВОДНЁННОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ</b> <b>Р.Р. Байбуров</b> ТатНИПИнефть .....	187
<b>СИСТЕМНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГЛУБИННОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ МАТЕРИАЛОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ (СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ УЗБЕКИСТАНА)</b> <b>Л.Р. Бикеева<sup>1</sup>, Ш.А. Умаров<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, Ташкент, Республика Узбекистан <sup>2</sup> Навоийское отделение Академии наук, г. Навои, Республика Узбекистан .....	190
<b>УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН</b> <b>А.Н. Богданов, П.В. Хмыров</b> Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент, Республика Узбекистан .....	194
<b>ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОФЕССОРА ЭДУАРДА КУЗЬМИЧА ШВЫДКИНА В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ</b> <b>М.Я. Боровский<sup>1</sup>, А.С. Борисов<sup>2</sup>, В.И. Богатов<sup>1</sup></b> <sup>1</sup> ООО «Геофизсервис», г. Казань, <sup>2</sup> Казанский федеральный университет, г. Казань .....	198
<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БЛОКИРУЮЩИХ СОСТАВОВ</b> <b>Д.В. Булыгин<sup>1</sup>, А.Н. Николаев<sup>1</sup>, Г.И. Губеева<sup>1</sup>, Р.Р. Ганиев<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> ООО «Актуальные технологии», <sup>2</sup> Казанский (Приволжский) государственный университет, г. Казань .....	203
<b>АНАЛИЗ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ</b> <b>Д.В. Булыгин<sup>1</sup>, А.А. Энгельс<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> ООО «Актуальные технологии», г. Казань, <sup>2</sup> ТОО «Алстронтелеком», Республика Казахстан, г. Алматы .....	208

<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ И ЕЁ ИНТЕГРАЦИЯ С СУЩЕСТВУЮЩИМИ ПРОГРАММНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ</b> <b>Р.В.Вафин, И.А.Магзянов, А.Ф.Егоров, А.Г.Миннуллин, И.И.Литвинов, Т.Р.Мифтахов</b> <i>ЗАО «Алойл», г. Бавлы .....</i>	212
<b>КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗУПЛОТНЁННЫХ ЗОН КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕТРОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ДАННЫХ ГИС СКВ. 279 ПЕРВОМАЙСКОЙ РТ</b> <b>А.Р. Вильданова, Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов</b> <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета ...</i>	216
<b>ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ ПОСЛЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ</b> <b>А.Р. Галимзянова, Е.А. Марфин</b> <i>Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань .....</i>	218
<b>РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО УДАЛЕНИЮ ОТЛОЖЕНИЙ НЕРАСТВОРИМЫХ СОЛЕЙ БАРИЯ АКУСТИКО-ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ</b> <b>И.А. Гамилов, Е.Н. Зайков, Д.В. Краснов, Р.А. Былинкин, А.А. Газизова</b> <i>АО «НИИнефтепромхим», г. Казань .....</i>	222
<b>НОВЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ РАЗРУШЕНИЯ ПРОМСЛОЕВ</b> <b>Ю.М. Ганеева<sup>1,2</sup>, Е.Е. Барская<sup>1</sup>, Е.С. Охотникова<sup>1</sup>, Е.М. Халфина<sup>2</sup>, Г.Р. Фазылзянова<sup>1</sup>, Ю.Л. Карабут<sup>1,2</sup>, Т.Н. Юсупова<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>ИОФХ им. А.Е. Арбузова ОСП ФИЦ КазНЦ РАН, Россия, г. Казань, <sup>2</sup>Казанский национальный исследовательский технологический университет, Россия, г. Казань .....</i>	226
<b>ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД</b> <b>Р.Н. Гатауллин</b> <i>Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань .....</i>	229
<b>НЕФТЕНОСНЫЕ НЕДРА ТАТАРСТАНА В АСПЕКТЕ ГИПОТЕЗЫ ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ</b> <i>К 50-летию «Программы изучения глубинных недр Татарии»</i> <b>Н.С. Гатиятуллин<sup>1</sup>, А.Р. Баратов<sup>2</sup>, Р.Н. Гатиятуллин<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup>Татарстанская нефтегазовая секция ЦКР Роснедр <sup>2</sup>Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ) ПАО «Татнефть» .....</i>	233
<b>ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД СРЕДНЕГО КАРБОНА ИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ</b> <b>С.И. Гильфанов, Э.Р. Зиганшин, Е.С. Быстров</b> <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, г. Казань .....</i>	239
<b>РАЗРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ МОНИТОРИНГОВЫХ РАБОТ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ</b> <b>Л.Р. Гилязов<sup>2</sup>, М.Э. Сибгатуллин<sup>1,2,3</sup>, Р.Ф. Ахмеров<sup>3</sup>, И.Н. Плотникова<sup>1</sup>, М.Х. Салахов<sup>1,3</sup></b> <i><sup>1</sup>Академия наук Республики Татарстан, г. Казань <sup>2</sup>ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань, <sup>3</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань .....</i>	243
<b>ИННОВАЦИОННЫЕ ПРАКТИКИ В АГНИ</b> <b>С.И. Голубь, А.Ф. Шайхутдинова</b> <i>ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск .....</i>	247

<b>ПРОБЛЕМЫ ВОДОСНАБЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ</b> <b>Г. Гурдова<sup>1</sup>, И.А. Байрамова<sup>1</sup>, М. Ш. Хайдаров<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан,</i> <i><sup>2</sup>Технический геолог Копетдагской партии Туркменской геологической исследовательской экспедиции</i> <i>государственной корпорации «Туркменгеология», г. Ашгабат, Туркменистан.....</i>	250
<b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> <b>Г. Гурдова, И.А. Байрамова, Ы.А. Мовламов</b> <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан. ....</i>	253
<b>НЕФТЕСЕРВИС КАК КЛЮЧЕВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ</b> <b>НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА АЗЕРБАЙДЖАНА</b> <b>О.Б. Гусейнли</b> <i>Академия государственного управления при Президенте Азербайджанской Республики, .....</i>	255
<b>АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ</b> <b>В.В. Емельянов, А.А. Лутфуллин, М.И. Маннапов, Р.Н. Фархутдинов</b> <i>ПАО «Татнефть», г. Альметьевск .....</i>	257
<b>ОСОБЕННОСТИ В ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ</b> <b>НА НЕБОЛЬШИХ ЗАЛЕЖАХ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА</b> <b>РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b> <b>Л.В. Зацарина, И.Н. Хакимзянов, И.Н. Музоваткин, О.И. Хакимзянова, А.Р. Салихьянов</b> <i>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма .....</i>	260
<b>ОЦЕНКА РЕАЛИЗАЦИИ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАССЕЙНОВОГО</b> <b>МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ И НИЖНЕ-</b> <b>СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b> <b>Л.И. Зинатуллина</b> <i>Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва.....</i>	264
<b>СПОСОБ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ С ИНТЕНСИВНЫМ ПОГЛОЩЕНИЕМ ЖИДКОСТИ</b> <b>ПРИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТАХ</b> <b>Р.М. Зейналов<sup>1</sup>, Ю.А. Ибрагимов<sup>2</sup>, Э.А. Кязимов<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», г.Баку,</i> <i><sup>2</sup> SOCAR, Управление по обучению, тренингу и сертификации, г.Баку,</i> <i><sup>1</sup>SOCAR, НИПИ «Нефтегаз», г.Баку .....</i>	268
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ЁМКОСТНО-РЕЗИСТИВНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ</b> <b>СКВАЖИН</b> <b>Р.А. Зинюков, С.К. Шангареева, С.А. Усманов, В.А. Судаков</b> <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет .....</i>	272
<b>ОЦЕНКА МЕТОДОМ ЭПР СОСТОЯНИЯ КОЛЛЕКТОРА В ПРОЦЕССЕ ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ</b> <b>ИЗМЕНЕНИЙ В СИСТЕМЕ ПАРАМАГНИТНЫХ ЦЕНТРОВ НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ</b> <b>Г.П. Каюкова<sup>1,2</sup>, Н.М. Хасанова<sup>1</sup>, З.Р. Насырова<sup>1</sup>, А.Н. Михайлова<sup>1</sup>, А.В. Вахин<sup>1</sup></b> <i><sup>1</sup>Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального Университета, Казань, 420008,</i> <i>ул. Кремлевская, 4/5, <sup>2</sup>Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, Казань,</i> <i>420088, ул. Ак. Арбузова, д. 8 .....</i>	275
<b>ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И</b> <b>СЛОЖНОСТИ В ВЫБОРЕ РЕКОМЕНДУЕМОГО К ПРОМЫШЛЕННОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ВАРИАНТА</b> <b>О.В. Кизим, И.Н. Хакимзянов, Е.В. Бутусов</b> <i>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма .....</i>	279

<b>СТРОЕНИЕ И НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА НЕФТЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА</b> А.Н. Кольчугин, Р.Р. Шамсиев, А.С. Хаюзкин <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i> .....	284
<b>ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПЛОЩАДЕЙ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b> А.А. Кузнецова, А.Л. Кульмамиров <i>Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ТатНИПИнефть), г. Бугульма</i> .....	287
<b>РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В ТУРКМЕНИСТАНЕ</b> Б.М. Маммедов, О.Ч. Садывакасова, Б.Д. Непесова <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан</i> .....	291
<b>ТЕХНОЛОГИЯ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА</b> Б.М. Маммедов, Г.Я. Нураева <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан</i> .....	293
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ САМОНАСТРАИВАЕМЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТАХ ПО ДАННЫМ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ</b> И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева <i>Казанский федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань</i> .....	295
<b>АНАЛИЗ СВОЙСТВ АСПО И ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ИХ УДАЛЕНИЯ</b> Ш.Р. Мирсайтов, Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.Ф. Шайхутдинова <i>ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск</i> .....	299
<b>ИХНОФОССИЛИИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА – СВИДЕТЕЛЬСТВО МОРСКОЙ ПРИРОДЫ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ</b> Д.Н. Мифтахутдинова <sup>1</sup> , М.Ф. Валидов <sup>1</sup> , В.В. Силантьев <sup>1,2</sup> <sup>1</sup> <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет,</i> <sup>2</sup> <i>Филиал Казанского федерального университета в г. Джизаке Республики Узбекистан</i> .....	303
<b>ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕСОВЕРШЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТЫХ ПЛАСТАХ</b> П.Е. Морозов <sup>1,2</sup> <sup>1</sup> <i>Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН,</i> <sup>2</sup> <i>Альметьевский государственный нефтяной институт</i> .....	306
<b>КАСПИЙСКОЕ МОРЕ – ПЕРСПЕКТИВНАЯ СЫРЬЕВАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДОВ ТУРКМЕНИСТАНА</b> Дж. А. Мурадова <sup>1</sup> , Ш.О. Ходжаева <sup>1</sup> , А.Х. Алтаев <sup>2</sup> <sup>1</sup> <i>Международный университет нефти и газа им. Ягшыгелди Какаева, Туркменистан,</i> <sup>2</sup> <i>Госконцерн «Туркменгаз» Научно-исследовательский институт природного газа</i> .....	310
<b>РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ</b> И.И. Мухаматдинов, А.Ф. Шагеев, Р.Э. Мухаматдинова, С.А. Долгих <i>К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань</i> .....	313
<b>КОМПЛЕКСНЫЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД: ОЦЕНКА ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ И СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА</b> А.З. Мухаметдинова, Т.И. Карамов, А.А. Бурухин, А.Г. Борисов, Н.Н. Богданович <i>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва</i> .....	315

<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО НЕФТЯНОЙ ФАЗЕ ПОСЛЕ ПРОКАЧКИ ПНГ ЧЕРЕЗ ОБРАЗЕЦ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ</b> <b>Е.Д. Мухина, Т.И. Юнусов, А.Н. Черемисин</b> <i>Центр науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий, Москва.....</i>	318
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ К ИЗУЧЕНИЮ КИСЛОТНЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН</b> <b>И.С. Насибуллин</b> <i>ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», г. Альметьевск.....</i>	320
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРИСТЫХ СРЕД</b> <b>Р.А. Натфуллин, Е.А. Марфин, Р.Н. Гатауллин</b> <i>Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань.....</i>	325
<b>ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ФЛЮИДОУПОРОВ ВЕРХНЕДЕВОНСКОЙ КАРБОНАТНОЙ ТОЛЩИ И МЕТОДИКА ИХ ВЫДЕЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГИС</b> <b>А.М. Нигматзянова<sup>1</sup>, Т.В. Бурикова<sup>2</sup>, В.И. Шавалиев<sup>3</sup></b> <i><sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, <sup>2</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, <sup>3</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа.....</i>	328
<b>ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ СТРОЯЩИХСЯ И ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ В РАЙОНАХ С ВЫСОКОЙ СЕЙСМИЧНОСТЬЮ</b> <b>Д. Ораздурдыев, А. Гараханов</b> <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, Ашхабад, Туркменистан.....</i>	332
<b>ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ МОДУЛЬНЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b> <b>Д.М. Орлов<sup>1,2</sup>, Д.А. Коротеев<sup>1,2</sup></b> <i><sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, г. Москва, <sup>2</sup>ООО «Диджитал Петролеум», г. Москва.....</i>	333
<b>ПРИРОДНЫЕ ПАВ – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНГИБИТОРЫ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</b> <b>Е.С. Охотникова, Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева, Г.Р. Фазылзянова, Т.Н. Юсупова, Ю.Л. Карабут</b> <i>ИОФХ им. А.Е. Арбузова – обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань.....</i>	336
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОРГАНОМОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИСИЛИКАТОВ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ</b> <b>Г.Г. Пестерникова, К.Н. Ефимова, В.Б. Обухова</b> <i>ФГБОУ ВО «КНИТУ», г. Казань.....</i>	338
<b>ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБЪЕДИНЕНИЯ НЕСКОЛЬКИХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ИХ СОВМЕСТНОЙ РЕНТАБЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b> <b>В.Н. Петров, И.Н. Хакимзянов, Д.А. Александров, Л.Р. Баязитова</b> <i>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма.....</i>	341
<b>ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГЛИНИСТО-КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ</b> <b>О.М. Прищепа, Ю.В. Нефедов, Д.А. Грибанов</b> <i>Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург.....</i>	346



<b>УВЕЛИЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ</b> <b>М.С. Рагимова<sup>1</sup>, Г.И. Намазова<sup>2</sup>, Ш.М. Сулейманов<sup>2</sup>, Х.Дж. Рзаева<sup>2</sup></b> <i><sup>1</sup>Азербайджанский Государственный университет нефти и промышленности</i> <i><sup>2</sup>Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», г. Баку, проспект Азадлыг, 16/21</i> .....	349
<b>СТРУКТУРНО-ГРУППОВОЙ СОСТАВ НЕФТИ ПО ДАННЫМ МЕТОДОВ ЯМР СПЕКТРОСКОПИИ ВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ</b> <b>И.З. Рахматуллин, С.В. Ефимов, В.В. Клочков</b> <i>Казанский федеральный университет, г. Казань</i> .....	351
<b>О РЕЖИМАХ ВЫЗВАННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ: НЕОДНОЗНАЧНЫЙ ЭФФЕКТ И ПРОТИВОРЕЧИВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ</b> <b>М.В. Родкин<sup>1,2</sup>, Д.Г. Яраханова<sup>3</sup></b> <i><sup>1</sup>ГБУН Институт проблем прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, г. Москва,</i> <i><sup>2</sup>ГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва,</i> <i><sup>3</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань</i> .....	354
<b>ОЦЕНКА ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПОСЛЕ РАЗЛОЖЕНИЯ БИНАРНОЙ СМЕСИ ДЛЯ РАЗРЫВА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ</b> <b>А. Рохас, М. Резаи, М.А. Варфоломеев, В.А. Судаков</b> <i>ИГиНГТ, Казанский федеральный университет, ул. Кремлёвская, 4/5, 420008, г. Казань,</i> .....	356
<b>ВЫЧИСЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗА В ГАЗОПРОВОДАХ С УЧЁТОМ МАССОВОЙ СКОРОСТИ</b> <b>Г.А. Сапармурадова</b> <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшигельды Какаева, Туркменистан, г. Ашхабад</i> .....	358
<b>ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ ПО ГРАВИТАЦИОННЫМ АНОМАЛИЯМ</b> <b>З.М. Слепак</b> <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий, К(П)ФУ, г. Казань</i> .....	361
<b>НЕКОТОРЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВ</b> <b>С.М. Сопыев, А.Б. Моммадов, Э.П. Бабаева</b> <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан</i> .....	364
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b> <b>С.М. Сопыев, А.Б. Моммадов, Э.П. Бабаева</b> <i>Международный университет нефти и газа имени Ягшигелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан</i> .....	367
<b>ПРИМЕНЕНИЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ В КАТОДНОЙ ЗАЩИТЕ ДЛЯ ПОДАВЛЕНИЯ БИОКОРРОЗИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b> <b>Е.В. Спиридонова</b> <i>Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), г. Казань</i> .....	370
<b>ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ПЛАСТОВЫХ ВОД ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮТС КАК ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН</b> <b>А.С. Старцева (Федотова)<sup>1</sup>, М.С. Шипаева<sup>1</sup>, А.А. Шакиров<sup>2</sup>, И.П. Новиков<sup>3</sup></b> <i><sup>1</sup> ФГАОУ ВО К(П)ФУ, г. Казань,</i> <i><sup>2</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань,</i> <i><sup>3</sup> АО «Татнефтепром», г. Альметьевск</i> .....	373

<b>СВЯЗЬ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ ОБРАЗОВАНИЙ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРАСКОВЕЙСКО-АЧИКУЛАКСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ С ПАЛЕО ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ИХ СЕДИМЕНТАЦИИ</b> <b>З.В. Стерленко, Е.Ю. Туманова, Т.В. Ибрагимова, К.С. Голованов</b> <i>ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь</i> .....	376
<b>АПРОБАЦИЯ ЛАБОРАТОРНЫХ РЕАКТОРНЫХ СТЕНДОВ ПОЛУЧЕНИЯ ОКСИДАТА УТИЛИЗАЦИЕЙ ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ</b> <b>Э.Т.М. Темраз Белал, С.А. Ситнов, А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих, А.В. Вахин</b> <i>ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i> .....	379
<b>ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЯМР РЕЛАКСОМЕТРИИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b> <b>М.Г. Фазлыяхматов<sup>1</sup>, Б.В. Сахаров<sup>1,2</sup>, В.Я. Волков<sup>1</sup>, Н.М. Хасанова<sup>1</sup>, И.Н. Шаманов<sup>1</sup>, Варфоломеев М.А.<sup>1</sup></b> <sup>1</sup> <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,</i> <sup>2</sup> <i>ФБУН ГНЦ Прикладной микробиологии и биотехнологии, п. Оболенск, г.о. Серпухов</i> .....	382
<b>«В ТОЧКУ» – СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЁТОМ ЧАСОВ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ И ТРЁХЗОННОГО ТАРИФА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ. АЛГОРИТМ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАТРАТ</b> <b>Г.Э. Фархутдинов</b> <i>ООО «Газпромнефть-Оренбург», центр управления добычей, сектор оперативного управления</i> .....	386
<b>К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА САКМАРСКОГО ЯРУСА НА ЗАПАДЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b> <b>Р.Р. Хазиев, Б.В. Успенский, Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, Л.З. Анисимова, К.Ю. Колузаева</b> <i>Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань</i> .....	388
<b>ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВ, СОДЕРЖАЩИХ БИНГАМОВСКИЕ НЕНЬЮТОНОВСКИЕ ЖИДКОСТИ</b> <b>М.Х. Хайруллин<sup>1</sup>, Е.Р. Бадертдинова<sup>2</sup></b> <sup>1</sup> <i>ИММ-обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань,</i> <sup>2</sup> <i>ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань</i> .....	391
<b>ЭТАПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВНОЙ ЗАЛЕЖИ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: ПОЛУЧЕННЫЙ ОПЫТ И ДАЛЬНЕЙШИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ</b> <b>И.Н. Хакимзянов, Т.С. Усманов, А.В. Лифантьев, Р.И. Шешдилов</b> <i>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма,</i> .....	394
<b>ИЗУЧЕНИЕ ПРИЛИВНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ТЕРРИТОРИИ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМИ И ГЕОДЕЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ</b> <b>А.Г. Харисов, Э.В. Утёмов, Б.И. Усманов, М.С. Корнилов, Д.К. Нургалиев</b> <i>Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань</i> .....	399
<b>ИНСТРУМЕНТЫ ДОЛГОСРОЧНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ</b> <b>Р.Р. Хафизов, М.А. Шарифуллина, Рам.З. Саттаров, В.В. Емельянов, М.И. Маннапов</b> <i>Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть», Бугульма</i> .....	402

<b>ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ НЕФТЕЙ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ И ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН</b> А.Е. Чемоданов <sup>1</sup> , О.В. Ивашенко <sup>2</sup> , М.С. Шипаева <sup>1</sup> , В.А. Судаков <sup>2</sup> , А.А. Шакиров <sup>1</sup> <sup>1</sup> ООО «Геоиндикатор», г. Казань <sup>2</sup> ФГАОУ ВО К(П)ФУ, г. Казань .....	403
<b>ИНТЕГРИРОВАНИЕ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ТЕРМОГЕНЕРИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА В МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ</b> А.Ф. Шагеев, С.А. Долгих, В.А. Милютина, И.И. Мухаматдинов, С.А. Ситнов, В.А. Султанов КФУ, ИГиНГТ, кафедра РЭМТУ, г. Казань .....	407
<b>ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ</b> М.Н. Шамсиев Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань .....	410
<b>ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ 45-ТИ ЛЕТНЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЕРВЫХ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА СИРЕНЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b> Р.И. Шешдиров, И.Н. Хакимзянов, И.А. Гаах, А.В. Лифантьев Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма .....	414
<b>ПЛОЩАДНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ ВЗАИМОСВЯЗЬ С БЛОКОВЫМ СТРОЕНИЕМ</b> М.С. Шипаева, Е.В. Морозова, Д.К. Нургалиев, В.А. Судаков ФГАОУ ВО К(П)ФУ .....	419
<b>РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ С ИНДИВИДУАЛЬНЫМИ ЗАМЕРНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ПО КОСВЕННЫМ ПАРАМЕТРАМ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА</b> А.А. Шутов, Рав.З. Сагтаров, М.Н. Ханипов Институт «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть» .....	423
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КРИТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН</b> Д.Г. Эсенюв <sup>1</sup> , М.Ш. Хайдаров <sup>2</sup> , Р.Г. Гулмаммедов <sup>1</sup> <sup>1</sup> Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан, <sup>2</sup> Технический геолог Копетдагской партии Туркменской геологической исследовательской экспедиции государственной корпорации «Туркменгеология», г. Ашгабат, Туркменистан .....	425
<b>ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ</b> Д.Г. Эсенюв <sup>1</sup> , М.Ш. Хайдаров <sup>2</sup> . <sup>1</sup> Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан, <sup>2</sup> «Туркменгеологическая научно-исследовательская экспедиция» Государственной корпорации «Туркменгеология», .....	429
<b>СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ С НЕОДНОРОДНЫМ ПО ПЛОЩАДИ СОСТАВОМ ГАЗА</b> Д.Г. Эсенюв, А.А. Арсланов, Г. Гурдова Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан .....	433
<b>ТЕХНОЛОГИЯ РЕАЛИЗАЦИИ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН</b> Д.Г. Эсенюв, А.А. Арсланов, Г. Гурдова Международный университет нефти и газа имени Ягшыгелди Какаева, г. Ашгабат, Туркменистан .....	435

ISBN 978-5-6049869-6-7



Научное издание

«ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ»

Материалы Международной научно-практической конференции

Редактор *М.Г. Гараева*  
Корректор *Ф.С. Маликова*  
Технический редактор *А.А. Низамиев*

Подписано в печать 22.08.2023. Формат 60×84 1/8. Бумага мелованная.  
Гарнитура «Таймс». Объем 56,5 п.л.  
Тираж 50 экз. Заказ П-17.

ООО «45». 420043, РТ, г. Казань, ул. Чехова, д.28, помещение32

ООО Полиграфическая компания «Астор и Я»  
420049, г. Казань, ул. Минская, д. 59, кв. 15.