

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»
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

Международная
научно-практическая конференция

«СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРИОРИТЕТНЫХ ЗАДАЧ ПО ВОСПРОИЗВОДСТВУ МИНЕРАЛЬНО- СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ»

*ПОСВЯЩЕНА ГОДУ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН*

26 АВГУСТА – 27 АВГУСТА 2024 ГОДА (AUGUST 26 – AUGUST 27, 2024)

Материалы Международной
научно-практической конференции



Казань
Издательство «Астор и Я»
2024

Научные редакторы:

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

Редакционная коллегия:

Н.У. Маганов – заслуженный нефтяник Республики Татарстан
В.А. Крюков – доктор экономических наук, академик РАН
Г.И. Шмаль – кандидат технических наук
Р.С. Хисамов – доктор геолого-минералогических наук, академик АН РТ
Т.В. Гилязова – заслуженный геолог Российской Федерации и Республики Татарстан

Рецензенты:

Д.К. Нургалиев – доктор геолого-минералогических наук
И.Н. Плотникова – доктор геолого-минералогических наук

Техническое редактирование:

В.Г. Исмагилова

С56

Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Астор и Я», 2024. – 376 с.

Сборник включает материалы докладов Международной научно-практической конференции «Современные вызовы и пути решения приоритетных задач по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов», посвященной Году научно-технологического развития Республики Татарстан., проводимой в Казани с 26 августа по 27 августа 2024 г.

В сборнике отражены лучшие практики геологоразведки в новых реалиях, актуальные подходы к поисковым проектам, а также вызовы, связанные с высокой степенью неопределённости нефтяного рынка. Две ключевые стратегические задачи, которые стоят перед отраслью вне зависимости от внешнеэкономической конъюнктуры, – ускорение производственного цикла проекта и повышение качества принимаемых решений. Этому способствует внедрение инновационных технологических и цифровых решений, работа с искусственным интеллектом и глубоким машинным обучением нейросетями. Основным трендом в нефтегазовой отрасли становится создание цифровых месторождений, включая обобщение и управление потоками архивных и новых геологических и промысловых данных. Новые интеллектуальные решения могут вывести на новый уровень классические подходы к геологическому, гидродинамическому моделированию и созданию геоинформационных систем.

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
«Современные вызовы и пути решения приоритетных задач
по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов»**

Уважаемые участники конференции!

Рад приветствовать вас на нашей научно-практической конференции, посвящённой актуальным проблемам и перспективам развития нефтегазовой отрасли.

В текущих геополитических условиях вопросы эффективности воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов и поиска инновационных решений становятся стратегически значимыми для дальнейшего экономического роста и обеспечения социального благополучия нашей страны.

В последние полвека промышленного освоения углеводородов в Татарстане проведена большая работа по поддержанию качества ресурсной базы. Накоплен уникальный научный и производственный опыт, собраны колоссальные по объёму и разнообразию данные по геологии, разработке и, что особенно важно, по динамике этих процессов.

Сегодня актуальной задачей является интерпретация данных для формирования и применения новых подходов к поиску, разведке и разработке месторождения. Проводимая конференция – прекрасная возможность заглянуть в будущее нефтяной отрасли, в которой интеллектуальные информационные системы станут надёжными помощниками в этом направлении.

Убеждён, представленные в рамках мероприятия доклады, обмен мнениями и дискуссии послужат для всех нас источником новых перспективных идей и проектов.

Желаю Вам плодотворной работы и высоких результатов!

Раис
Республики Татарстан

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized 'R' followed by a smaller 'N' and a flourish.

Р.Н. Минниханов

**КОНСОЛИДАЦИЯ ЗНАНИЙ И КОМПЕТЕНЦИЙ КАК ВЕКТОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
РАЗВИТИЯ**

В.А. Крюков¹, Д.В. Миляев²

¹*Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН,*

²*АО «СНИИГГиМС», Новосибирск*

**CONSOLIDATION OF KNOWLEDGE AND COMPETENCIES AS A VECTOR OF TECHNOLOGICAL
DEVELOPMENT**

V.A. Kryukov¹, D.V. Milyev²

¹*Institute of Economics and Organization of Industrial Production, Siberian Branch of the Russian*

Academy of Sciences, ²SC SNIIGGiMS, Novosibirsk

Аннотация. Из восьмидесяти лет промышленного освоения углеводородов последние полвека Татарстан активно противостоит снижению качества ресурсной базы: восполнение «лёгкой» нефти происходит преимущественно за счёт высоковязкой и сверхвязкой нефтей, доли которых уже достигли 38% и 27%, соответственно. Достижения нефтяников Татарстана в этом более чем впечатляющие – переход от спада добычи к стабилизации её уровня на протяжении длительного периода времени в интервале 33–37 млн тонн в год.

Высокая степень зрелости ресурсной базы Республики Татарстан является драйвером формирования гибкой системы изучения и разработки недр, а также стимулом формирования новых подходов организации работы с меняющейся ресурсной базой.

Накопленный колоссальный опыт, а также нарабатанный огромный массив геолого-геофизических явлений являются основой получения новых знаний о недрах, а также формирования уникальной собственной модели инновационного недропользования. Именно эти особенности лежат в основе успешной работы с доманиковыми отложениями, характеризующимися слабопроницаемыми карбонатными коллекторами.

Принципиально важно то, что накопленные ретроспективные геологические материалы в современных условиях – активного развития технологий на основе искусственного интеллекта – открывают новые возможности для получения принципиально новой ценной информации низкочастотными методами и позволяют более рационально подойти к составлению и реализации программы полевых работ.

Уникальность современной ситуации состоит также в наличии возможности получения качественного нового прироста знаний не только посредством анализа большого объёма данных (big data), но и благодаря применению нейросетевых процедур, обеспечивающих высокоточное соответствие численной модели физически наблюдаемым параметрам геологической среды. Одним из показательных примеров является двумерная инверсия данных электрического каротажного зондирования, практическая реализация которой стала возможна с внедрением нейросетей и позволяющая выявлять в скважинах тонкие продуктивные пласты, зачастую незаметные для общераспространённых программ интерпретации данных. Другие примеры – определение физических параметров ядра по его компьютерной томографии (т.н. цифровой ядро), построение петрофизических зависимостей по массиву параметров с отбраковкой ложных значений, дефектовка и обработка данных сейсмических исследований и многие другие.

Считаем, что современные подходы к генерации новых геологических знаний обеспечивают также и дополнительный прирост социальной ценности недр, выражающийся в росте компетенций и получении знаний, имеющих более широкое (во многом – универсальное) применение. Направление генерации новых знаний в нефтегазовом секторе Республики не может не занимать своё подобающее место в широком диапазоне программ и направлений научно-технической деятельности – как в сфере науки, так и решения перспективных экономических задач.

Важно то, что движение в данном направлении немыслимо без формирования новых форм кооперации и взаимодействия участников данного процесса. Геоэкономическая ситуация требует скорейшего выхода за рамки корпоративной автаркии и активное развитие консолидации в рамках научно-технологических партнёрств всех вовлечённых в данный процесс сторон (научно-исследовательские институты РАН, организации Росгеологии, НТЦ компаний и малые инновационные компании).

¹ Крюков Валерий Анатольевич – академик РАН, доктор экономических наук, профессор, член Совета директоров ПАО «Татнефть» (г. Новосибирск), kryukov@ieie.nsc.ru

² Миляев Дмитрий Владимирович – кандидат экономических наук, директор ООО «СНИИГГиМС» ОАО «Росгеология» (г. Новосибирск)

НАУЧНЫЙ ОПЫТ ПОКОЛЕНИЙ И ТЕХНОЛОГИИ 21 ВЕКА ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ НЕФТЯНОГО НАСЛЕДИЯ ТАТАРСТАНА

Я.Г. Шарипов

ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма.

SCIENTIFIC EXPERIENCE AND TECHNOLOGIES OF THE 21ST CENTURY FOR CO-PRESERVATION OF OIL HERITAGE OF TATARSTAN

Ya.G. Sharipov

General Di-rector of THG-Group LLC, Bugulma

Республика Татарстан, являясь одной из ключевых в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, накопила огромный опыт по разведке и освоению месторождений углеводородов. К настоящему времени на территории республики открыто 227 месторождений нефти, а также около 150 месторождений природных битумов.

Со времени открытия «большой нефти» в Татарстане, с сороковых годов прошлого столетия, когда были открыты Шугуровское, а затем и Ромашкинское месторождения, нефтяная промышленность республики знала и яркие периоды роста и развития, и трудные времена падения добычи. Время показало, что недра не бездонны. С 1976 года, когда в Татарстане была достигнута верхняя планка в 101,5 миллиона тонн добытой нефти, началось неуклонное падение добычи.

В девяностые и начале нулевых, удалось остановить падение и стабилизировать добычу за счёт научных достижений и технических усовершенствований, реанимации уже истощённых пластов, разработке трудноизвлекаемых запасов, и вовлечения в разработку мелких нефтяных месторождений [1]. Эпоха «лёгкой нефти» закончилась, а нефтяная промышленность Татарстана вышла на промышленную высокотехнологичную нефтедобычу.

Одним из главных драйверов успеха в этот период являются возможности «четвёртой индустриальной революции» и цифровая трансформация всей нефтяной отрасли.

Ключевые задачи для сохранения и расширения ресурсной базы РТ можно сформулировать следующим образом:

- Увеличение добычного потенциала и эффективности разработки действующих месторождений.
- Увеличение ресурсной базы нефтяных компаний, открытие новых залежей нефти.
- Создание цифровых двойников месторождений, цифровых геологических и гидродинамических моделей месторождений, внедрение ИИ, способствующих принятию оперативных решений с высокой эффективностью.

Решать данные задачи следует комплексно, объединяя усилия сервиса и нефтяных компаний, научных институтов, выстраивая цепочку от собственно полевых и промысловых работ через интерпретацию геолого-геофизических данных до создания цифровых моделей месторождения. Основа для создания консорциума, позволяющего закрыть весь спектр вопросов, нарабатывалась десятилетиями, и в настоящий момент готова к реализации проектов любой сложности.

Как известно, разрабатываемые месторождения РТ характеризуются наличием высокопроницаемых коллекторов, степень выработанности которых достигает 75–80%, они отличаются большой степенью обводнённости добываемой продукции и тяготеют преимущественно к тупиковым, периферийным и застойным зонам залежи, к линзовидным прослоям различной конфигурации. Извлечение этих запасов требует детального комплексного изучения для создания новых методов управления разработкой и технологий добычи [2].

От того, насколько достоверны наши представления о геологическом строении залежей, в основном зависят правильность выбора систем разработки, эффективность эксплуатации объекта и в конечном итоге нефтеотдача пластов.

Наиболее эффективным представляется применение комплексных исследований, включающих в себя регулярное проведение высокоразрешающей многокомпонентной сейсморазведки 4D совместно с различными методами мониторинга насыщения в скважинах.

Опыт выполнения подобных работ показал актуальность методики – тому примером являются работы, в том числе и в пределах республики, на Баллаевском поднятии, где были получены однозначные результаты. Применение этих инструментов позволяет выявить и изучить неоднородность залежи, тупиковые и застойные зоны, движение фронта заводнения, внутрипластовые барьеры. Поэтому ставку нужно делать на применение высокоразрешающей, широкоазимутальной, многокомпонентной (с выделением продольных и поперечных волн) сейсморазведки в модификации 4D.

На значительной территории Татарстана недоизученными остаются сложнопостроенные малоразмерные ловушки [3], амплитуда и размеры которых сопоставимы с разрешающей способностью сейсморазведки 2D. Даже в условиях высокой плотности сейсмических профилей малоразмерные ловушки остаются в «пустых окнах», образованных пересечением сеймопрофилей, или нивелируются поправками при обработке и интерпретации.

Особенно это относится к ловушкам терригенного девона, в том числе к пластам ДIII–IV под крупными залежами разрабатываемых месторождений.

Ещё одна причина низкой точности выделения таких ловушек – влияние рифовых построек девонско-каменноугольного возраста и визейских врезов, которые искажают результаты интерпретации сейсморазведки 2D.

Повысить эффективность выделения и поиска новых залежей позволит применение высокоразрешающей, широкоазимутальной, многокомпонентной (с выделением продольных и поперечных волн) сейсморазведки 3D, как поискового метода.

В своей статье «О рациональной стратегии ГРП и необходимой методике сейсморазведки» В.И. Логовской отметил [4], что учитывая:

- современную структуру запасов УВ,
- статистику распределения по размерам большинства эксплуатируемых месторождений, а, следовательно, и ожидаемых поисковых объектов, перспективных на обнаружения УВ,

– необходимость поиска ловушек неструктурного типа, наибольшую геологическую эффективность ГРП на поисковом этапе обеспечивает сейсморазведка 3D.

При этом становится очевидным, что при начале этапа поиска с полноценной съёмки МОГТ 3D, будет выиграно время на весь цикл работ от поиска до разработки, что позволит раньше завершить разведку и начать добычу УВ и, соответственно, раньше начать получать выручку от их реализации.

Если рассматривать перспективы для поиска новых залежей с территориальной точки зрения, то безусловно таковым является Камско-Кинельская система прогибов – ККСП.

На территории РТ выявлены 3 региональных прогиба: Усть-Черемшанский на западе, Нижнекамский на севере, Актаныш-Чишминский на востоке. К отложениям Камско-Кинельской системы прогибов приурочены многочисленные месторождения традиционной и сланцевой нефти.

Отложения «доманикового» типа, выполняющие прогибы, чрезвычайно богаты органическим веществом и перспективны для открытия новых месторождений сланцевой нефти.

В связи со сложностью геологического строения ККСП, наиболее эффективным методом изучения является высокоразрешающая сейсморазведка 3D.

Нельзя не отметить, что за всё время в республике накоплен огромный багаж знаний, а объём информации, пополняемый на постоянной основе компаниями нефтяного сектора, позволяет создавать региональные модели перспективных зон (бассейновое моделирование). Так, нашей компанией к началу года было выполнено более 262 тысяч погонных км сейсморазведки 2D, свыше 142 тысяч кв.км 3D. А в фондах геологической информации хранится материал по 85 с лишним тысячам скважин. Значительная доля этой информации была получена на территории республики. Эти данные нужно использовать наряду с разработанными методиками и современными технологическими решениями, что позволит с более высокой степенью эффективности подходить к разработке месторождений [5].

Достижение высоких результатов невозможно без применения новых технологий, учитывающих глобальные вызовы и тренды. Применяя технологические инновации, мы с каждым годом получаем всё больше и больше информации, а времени для обработки, интерпретации и прогноза становится всё меньше. Этого требует экономика. Выход есть – сокращение времени всего цикла ГРП и проектирования. Осознанное (модель-ориентированное) проектирование, цифровизация управления полевыми работами, проектами НИР/НИОКР и производственными процессами.

Необходимо более активно внедрять цифровые методы работы: облачные технологии вычислений для работы с большими массивами данных, комплексирование всех методов исследований на основе платформенных решений и применения искусственного интеллекта (ИИ).

В ООО «ТНГ-Групп» уже работают с цифровыми технологиями (рис. 1), в области использования ИИ, обработки больших объёмов данных, в том числе удалённо. Осуществляется формирование цифрового двойника проекта полевых сейсморазведочных работ, используется машинное обучение для интерпретации материалов ГИС и прогноза литологии, что позволяет сократить, на различных этапах, от 30 до 80% времени проведения работ. А значит, и общее время проведения ГРП.

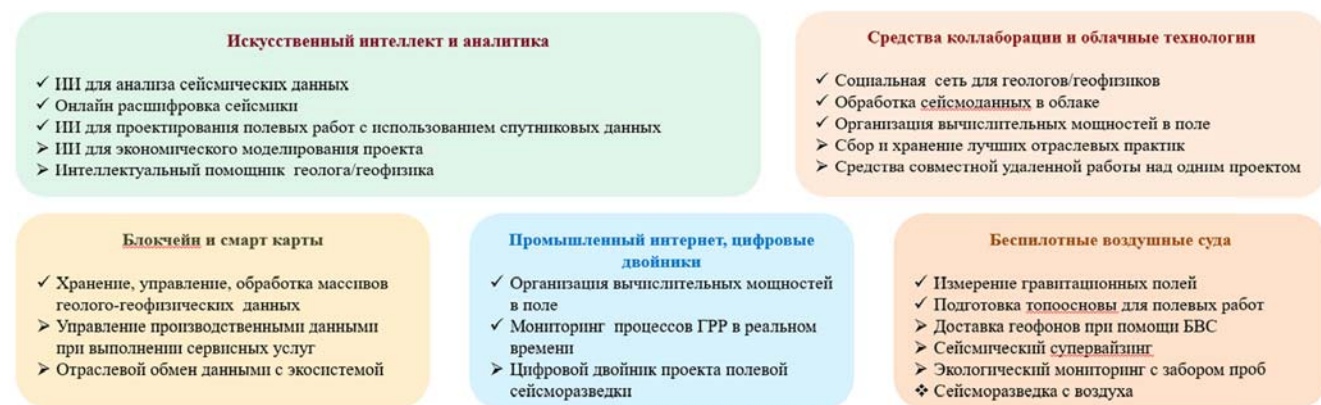


Рис.1 Уровень имплементации технологий в производственный процесс ООО «ТНГ-Групп»

✓ Используются ➢ Планируется к использованию в течении 3-х лет ❖ Планируется к использованию в течении 5-и лет

Если говорить о современных технологиях выполнения исследований на месторождениях, то следует отметить регулярное проведение высокоразрешающей многокомпонентной сейсморазведки (4D) в формате 3D/3C совместно с различными методами мониторинга насыщения в скважинах. Эффективными будут также комплексные работы сейсморазведки 3D/3C совместно с электроразведкой (отбраковка «пустых поднятий», изучение ВЧР) и высокоточной гравиразведкой для анализа фронта заводнения.

Надёжные результаты показали скважинные исследования для мониторинга насыщения в колонне, среди которых хорошо зарекомендовавшая себя технология определения характера насыщенности продуктивных коллекторов по комплексу ГИС и ЯФМ в процессе разработки нефтегазовых месторождений.

И соответственно, обработка данных сейсморазведки 3D/3C, в том числе регулярных наблюдений 4D, с выделением продольных и поперечных волн, с привлечением современного программного обеспечения и методических подходов. Интерпретация данных сейсморазведки 3D/3C, в том числе регулярных наблюдений 4D, с выделением неоднородности коллекторов и картированием малоамплитудных залежей. В последнее время высоким запросом пользуется специальная обработка и интерпретация данных сейсморазведки, с учётом многокомпонентных и широко-азимутальных наблюдений.

Всем известно, что большое внимание ПАО «Татнефть» уделяет перспективам выявления залежей нефти в глубоко погружённых горизонтах и кристаллическом фундаменте.

Пробурены 19 глубоких скважин со вскрытием фундамента, в том числе наиболее информативные – 20000-Миннибаевская и 20006-Ново-Елховская. Проведены региональные сейсморазведочные работы с увеличенной глубиной записи.

В 2018 году ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина получено две лицензии для геологического изучения нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений полезных ископаемых на участках недр «Кичучатовский» и «Кичучатовский № 1» (нижележащие горизонты Ромашкинского месторождения) в Альметьевском районе Республики Татарстан (кристаллический фундамент).

Предлагается на новом технологическом уровне с использованием современного программного обеспечения выполнить переобработку сейсмических материалов МОГТ 2D (в объёме 4 тыс.пог.км) по региональным профилям, ориентированную на получение информации о внутреннем строении толщи кристаллического фундамента, а также продолжить его изучение, поставив целью выявления нетрадиционных залежей нефти в рамках проведения работ 4D на разрабатываемых месторождениях и 3D на перспективных площадях.

Предлагается программа по углубленному изучению сейсморазведкой 3D (4D) недр республики, сформированная из этапов трех уровней (рис. 2):

1-й этап – покрытие территорий съёмкой 3D для выявления новых залежей в Нижнекамском и Актаныш-Чишминском прогибах, в каменноугольных отложениях и доманиковой толще, а также в рифей-вендских отложениях в **северо-восточной части РТ**;

2-й этап – покрытие территорий съёмкой 3D для выявления новых залежей в Усть-Черемшанском прогибе, в каменноугольных и терригенных девонских отложениях, и в доманиковых отложениях в **южной** и рифей-вендских отложениях в **юго-восточной частях РТ**;

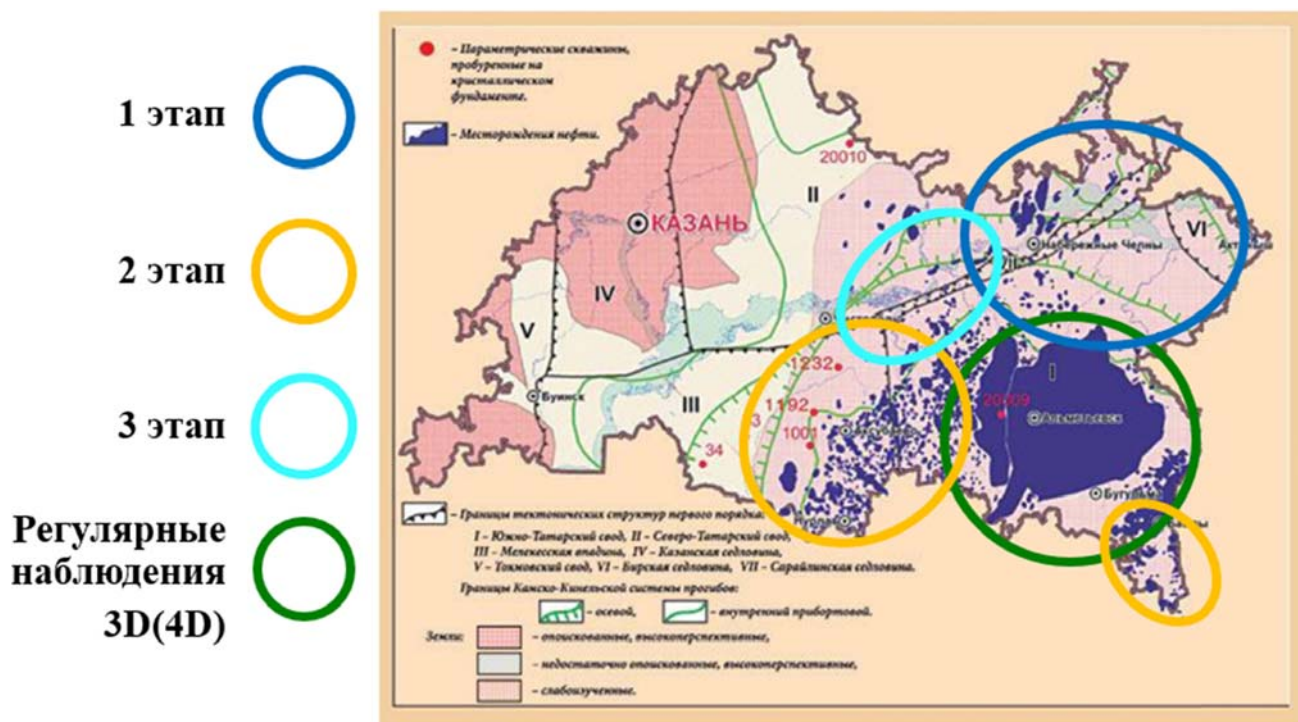


Рис. 2. Предлагаемая этапность проведения полевых сейсморазведочных работ 3D/4D

3-й этап – покрытие территорий перспективных для выявления новых залежей в каменноугольных и девонских отложениях в **центральной части РТ**;

При этом следует отметить, что **регулярные наблюдения 3D(4D)**, выполняемые постоянно до завершения разработки месторождений, будут являться залогом успешности контроля.

Полученный опыт подобных работ позволяет прогнозировать нам:

Увеличение эффективности добычи на разрабатываемых месторождениях.

Увеличение извлекаемых запасов на 3%.

Увеличение уровня годовой добычи на 2%.

Увеличение ресурсной базы Д0, Дл, С2, С1 на 20% (170–180 млн т).

Уменьшение срока подготовки запасов до ввода в разработку до 2–3 лет.

Повышение эффективности поисково-разведочного бурения на 3–5%.

Повышение эффективности эксплуатационного бурения, в том числе боковых, горизонтальных стволов вплотную к 100%.

Известно, что Стратегией развития Группы «Татнефть» заложены амбициозные задачи.

Ключевыми основами стратегии роста являются расширение географии, увеличение объёмов рентабельной добычи нефти и газа, а также повышение нефтеотдачи на разрабатываемых лицензионных месторождениях, активное освоение новых месторождений, в том числе высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти на территории Республики Татарстан. Планка 4 млрд. т. нефти будет взята. В свою очередь, с нашей стороны будут приложены все усилия, чтобы помочь коллегам достичь этих высот.

Литература

1. *Галеев Р.Г.* Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУБН-а 1997. – 351 с.
2. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Фэн АН РТ, 2005. – 687 с.
3. *Гатиятуллин Н. С., Хисамов Р.С.* Особенности геологоразведочных работ в районах с высокой освоенностью недр (на примере Республики Татарстан). – Георесурсы. – № 4 (27). – 2008.
4. *Логовской В.И.* О рациональной стратегии ГРП и необходимой методике сейсморазведки. – Журнал: Приборы и системы разведочной геофизики. – № 4. – 2012.
5. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений: в 2 т./ под ред. проф. *Р.Х. Муслимова*. – Казань: изд-во Фэн АН РТ, 2007. – Т. 1. – 315 с.; т. 2. – 523 с.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОГО ДИЗАЙНА СИСТЕМЫ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

А.И. Майсурадзе¹, М.А. Шишленин², С.И. Кабанихин²

¹МГУ им. М.В. Ломоносова, *maysuradze@cs.msu.ru*,

²Институт математики им. С.Л. Соболева СО РАН, *maxim.shishlenin@math.nsc.ru*,

³Международный математический центр ИМ СО РАН, *kabanikh@math.nsc.ru*

DEVELOPMENT AND RESEARCH OF A NEW SYSTEM DESIGN FOR ADAPTING HYDRODYNAMIC MODELS OF DEPOSITS BASED ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE

(Masuradze A.I., Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A.)

International Mathematical Center of the Institute of Mathematics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk

Современное планирование разработки месторождений углеводородного сырья невозможно представить себе без многоуровневого моделирования. Разумеется, различными компаниями на месторождениях различного типа применяются различные методики моделирования. Более того, разрабатываются специализированные методики моделирования отдельных элементов месторождений. При этом для многих методик моделирования месторождений всё же можно выделить определённый общий набор понятий.

На уровне, наиболее близком к физическому, можно говорить о пространственной геологической модели пород и функционирующей поверх неё гидродинамической модели. Гидродинамические симуляторы (TNavigator, ECLIPSE) работают именно на таком уровне моделей данных и процессов. Отдельный запуск гидродинамического симулятора можно назвать *прямым расчётом*. Гораздо больший интерес представляют *обратные задачи* для уточнения геологической модели (*адаптация модели*) и *задачи оптимального управления* разработкой месторождения. И здесь важно отметить, что эксперты в предметной области способны мыслить на гораздо более высоких уровнях абстракции, чем физические свойства отдельных мелких элементов модели, которыми оперируют си-

муляторы. Более того, часто можно услышать, что процессы в породе описаны только на *качественном* уровне, количественная оценка отсутствует. Соответственно, система экспертных понятий при описании месторождения может использоваться вообще без количественной операционализации.

Сегодня задачи адаптации модели и задачи оптимального управления разработкой месторождения решаются инженерами на основе многократного прямого расчёта в симуляторах. Гидродинамические расчёты не только требуют геологические данные, но и предполагают некоторую предысторию до стабильного состояния, что делает даже отдельный прямой расчёт весьма трудозатратным: современные высокопроизводительные вычислительные системы сократили время одного расчёта с десятков до единиц часов, но это всё ещё очень много, если учитывать, что адаптация и планирование могут требовать большого числа прямых расчетов. Современные симуляторы поддерживают многовариантные расчёты, но, например, в задаче адаптации, существующие сегодня автоматические подходы хотели бы провести до миллиона прямых расчётов.

Отметим, что некоторые компании в итоге хотели бы перейти к концепции полноценных цифровых двойников месторождений, когда вся информация об объекте как можно быстрее обновляется, а набор моделей описывает как можно больше процессов. При сегодняшних трудозатратах на адаптацию (обновление) моделей и использование в моделях понятий низкого (физического) уровня, значения которых трудно измерять непосредственно или которые вообще имеют качественный характер, переход к постоянно актуальным и функционально богатым цифровым двойникам всё ещё затруднён.

С середины 2010-х годов начал нарастать поток работ, где интересующие инженера прогнозы процессов в месторождении стали получать не физическим, а информационным моделированием, т. е. с использованием технологий машинного обучения. В первое время это в основном была интерполяция отдельных маломерных характеристик месторождения, например, зависимость добычи от закачки на ограниченном неизменном множестве скважин. Позднее методы МО стали применяться ко всё более разнообразным и массовым элементам моделирования месторождения. Такие подходы к применению МО сокращают трудозатраты на прямые расчёты, причем иногда на несколько порядков, но не дают инженеру никаких явных дополнительных подсказок при адаптации модели или планировании разработки. Обычно такие модели МО позволяют за ограниченное время прикинуть, как вообще могли бы выглядеть искомые решения, после чего производится окончательная оптимизация в небольшой области при помощи классических ГДМ.

В начале 2020-х годов был проведён анализ процессов адаптации в мире по открытым источникам и более детально в России путём опроса инженеров, непосредственно участвующих в адаптации. Важный для данной работы вывод заключался в том, что даже многократное ускорение прямого расчёта не являлось достаточным условием заметного ускорения процесса адаптации в целом. Во-первых, у адаптации не может быть самоцелью хорошо аппроксимировать только наблюдаемые данные. Некорректность обратной задачи приводит к тому, что обучающим данным формально соответствует слишком много разных моделей. Неформализованный на сегодня опыт инженера позволяет выбрать среди моделей те, который правдоподобнее в геологическом смысле (геологи иногда называют это «физичностью»). Во-вторых, указанный опыт инженера позволяет очень удачно формировать очередную модификацию модели. Инженеру просто никогда не нужно миллиона попыток прямого расчёта, он выходит на практически хороший уровень адаптации принципиально быстрее.

В данной работе предлагается разработать и исследовать новый дизайн системы для адаптации ГДМ на основе ИИ. Использование методов ИИ при этом будет существенно многоуровневым. На нижних уровнях речь пойдет об ускорении прямых расчётов. На более сложных уровнях система должна перейти к системе понятий инженера, чтобы эффективно генерировать новые «физичные» кандидаты ГДМ для шага адаптации.

При этом сама разработка системы должна стать многоэтапной, т. к. на каждом этапе будут накапливаться данные, необходимые для следующего этапа разработки и исследования. В этом плане можно сказать, что предлагается не автоматизировать адаптацию модели полностью, а разработать автоматизированное рабочее место инженера. Система, наблюдающая за работой инженера, сможет стать его ассистентом, выполняющим всё более высокоуровневые операции и дающим подсказки на всё более высоком уровне понятий, которыми инженер оперирует в своей работе.

Данные для проведения исследований

Для проведения исследований и тестирования результатов разработки понадобятся данные разной природы. В открытых источниках проще найти синтетические данные. Ожидается, что компании, участвующие в проекте, предоставят реальные данные с интересующей их спецификой. Хотя на первых этапах работ типы моделируемых процессов предполагается существенно ограничить, например, только модели нелетучей нефти, в целом такая коллекция данных должна быть репрезентативной по направлениям работы потенциальных пользователей разрабатываемой системы.

Каждый подготовленный набор данных должен включать: 3D геологические модели месторождения, 3D модели фильтрационно-ёмкостных свойств месторождения, согласованные с геологическими моделями, геолого-геофизические данные, включая данные каротажей и сейсморазведки (при наличии; опционально), данные по истории добычи. Наборы данных должны быть в форматах, совместимых с программными продуктами, используемыми в индустрии для геологического и гидродинамического моделирования, а также для обработки и интерпретации геофизических данных.

Интенсификация прямых расчётов

В последние годы отечественные компании по целому ряду причин перешли к разработке собственных гидродинамических симуляторов. Понятно, что по формату входных данных отечественные симуляторы в основном сохраняют совместимость с общеизвестными продуктами, такими как ПО Eclipse, Tempest, tNavigator. Важным для предлагаемого исследования является возможность доступа в отечественных продуктах к промежуточным результатам вычислений в ходе самих вычислений.

В отличие от уже становящимся традиционным подхода по полной замене физической модели на информационную, в данном проекте предлагается совместно использовать модели. Постоянная оценка компетентности быстрой информационной в ходе самих вычислений позволит управлять соотношением скорости и качества проводимых расчётов.

Генерация гидродинамических моделей

В последние годы разнообразие подходов машинного обучения к построению генеративных моделей серьёзно увеличилось. Однако у научного сообщества существенно возросло понимание сложностей, с которыми генеративные модели сталкиваются. Если говорить коротко, то есть две ключевые сложности: правдоподобие не означает правильности и важно обеспечить разнообразие.

Существенным развитием предметной области должно стать создание словаря понятий, многогранно описывающих месторождение и связанные с ним процессы. Операционализация этих понятий должна быть доведена до уровня, когда можно количественно охарактеризовать «физичность» модели.

Для разработки алгоритмов генерации гидродинамических моделей важно не только установить соответствующие метрики, но и создать программы и методики испытаний.

Метрики быстродействия алгоритмов могут включать время выполнения среднее и максимальное; использование ресурсов (нагрузка на процессор и память); скорость трансформации входных данных из традиционных форматов. Метрики масштабируемости решения показывают, как изменяется время обработки при увеличении объёма входных данных для последовательных и распределённых вычислений; оценка эффективности использования параллельных вычислительных ресурсов. Метрики правильности реконструкции («физичность») фильтрационно-ёмкостных свойств: сравнение с фактическими данными, анализ отклонений реконструированных свойств от известных экспериментальных данных; качество адаптации модели к физическим законам: оценка способности модели учитывать физические явления, такие как поток жидкости и давление. Метрики правильности прогноза параметров добычи: анализ отклонения прогнозной добычи от фактической; сравнение итоговых данных о добыче с прогнозируемыми значениями; использование методов анализа чувствительности для проверки стабильности прогнозов. Метрики качества работы алгоритмов в зависимости от объёма и качества исходных данных: влияние отсутствующих данных: тестирование алгоритмов при различных уровнях полноты данных; оценка устойчивости алгоритмов к ошибкам и искажениям в данных.

Заключение

Предложение состоит в проведении научно-исследовательских работ с целью проверки работоспособности предлагаемого дизайна системы для адаптации гидродинамических моделей и отбора наиболее эффективных средств (моделей данных и моделей машинного обучения) для её реализации. Для реализации указанного исследования в коллектив должны войти учёные из многих областей: геологи, гидродинамики, разработчики ГДМ-симуляторов, математики по обратным задачам, специалисты по машинному обучению. Также необходимо тесное взаимодействие с инженерами по адаптации, поскольку именно они станут как основными пользователями системы, так и источником знаний для неё.

О РОЛИ ПРОГРАММЫ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ ПО КРИСТАЛЛИЧЕСКОМУ ФУНДАМЕНТУ ТАТАРСТАНА В ИЗУЧЕНИИ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ И НЕФТЕНОСНОСТИ БОЛЬШИХ ГЛУБИН

Р.Х.Муслимов, И.Н.Плотникова

Академия наук Республики Татарстан, Казань, irena-2005@rambler.ru

ROLE OF THE DEEP DRILLING PROGRAM ON THE CRYSTALLINE BASEMENT IN TA-TARSTAN IN THE STUDY OF THE GENESIS OF OIL AND OIL BEARING

R.Kh. Muslimov, I.N. Plotnikova

Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan

Изучение газонефтяного потенциала кристаллического фундамента (КФ) осадочных бассейнов в старых или стареющих нефтегазодобывающих районах и областях может создать условия для увеличения сырьевой базы нефтяной промышленности, поэтому оценке перспектив нефтегазоносности кристаллических пород Татарстана уделяется серьезное внимание уже более 60-ти лет. В течение длительного времени проблема изучения нефтеносности кристаллических пород фундамента считалась мало или практически бесперспективной в силу того, что не соответствовала теоретическим основам традиционной осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, которая долгие годы была официально принята в среде большей части геологов-нефтяников.

Сверхглубокое бурение в научных целях началось в нашей стране в 1970 г. на Кольском полуострове, где в 1984 году Кольская скважина СГ-3 достигла глубины 12 км. Помимо неё на территории бывшего СССР было пробурено еще 10 сверхглубоких скважин, которые были размещены в главных нефтегазоносных и рудных районах страны.

Основные задачи сверхглубокого бурения, в основном, сводились к следующему: изучение состава глубинных горизонтов коры и природы разделяющих их поверхностей, процессов взаимодействия нижней и верхней коры, глубинного флюидо- и теплотока и многих других принципиальных вопросов ряда отраслей геологии, геофизики, геохимии.

В настоящее время в мире существует уже несколько полигонов, на которых кристаллический фундамент разбурен достаточно большим количеством скважин и накоплен огромный объём разнообразной информации. Особое место в этом перечне занимает территория Татарстана, где кристаллический фундамент планомерно изучался на протяжении более 50-ти лет, и где накоплен уникальный фактический материал, полученный как в результате бурения глубоких параметрических и поисково-оценочных скважин, так и в результате проведения специальных геофизических, петрографических, геохимических, гидрогеологических исследований.

Сверхглубокие скважины, пробуренные на территории Татарстана, также решали широкий комплекс различных задач геологии, петрологии, геохимии, геофизики и пр. Однако, здесь было уделено особое внимание изучению зон разуплотнения кристаллического фундамента (КФ) и их флюидонасыщенности, что позволило выявить определённые закономерности в размещении потенциальных коллекторов КФ.

Все глубокие параметрические, поисково-разведочные и эксплуатационные скважины Татарстана, в той или иной степени явившиеся объектами изучения коллекторов КФ, можно условно разделить на четыре категории:

- скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на максимальную глубину, свыше 3000 м;
- скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на значительную глубину, от 200 до 3000 м;
- скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на глубину от 50 до 200 м.
- скважины, вскрывшие кристаллические породы докембрия на глубину менее 50 м.

К первой категории скважин относятся две параметрические сверхглубокие скважины – 20000-Миннибаевская и 20009-Новоелховская. Их проходка по КФ составила, соответственно, 3215 м и 4077 м.

Ко второй категории следует отнести 19 скважин, средняя глубина вскрытия кристаллического разреза докембрия которыми достигла 562,56 м, общая проходка по породам КФ составила – 10,689 тыс. м.

Третья категория объединяет 55 скважин, средняя глубина вскрытия ими КФ составляет 65,9 м, общая глубина – 3624,4 м.

Четвертая категория самая многочисленная, насчитывает более тысячи скважин и включает все поисково-разведочные, оценочные и эксплуатационные скважины, пробуренные со вскрытием КФ с середины прошлого столетия.

Объектом исследования и анализа являются первые три категории скважин, а также скважины 4-й категории, которые были пробурены в последнее десятилетие 20-го века, и в которых были проведены специальные работы, направленные на исследование разуплотнённых зон фундамента.

Обоснование положения о том, что в кристаллическом массиве докембрия Татарстана повсеместно развиты значительные по размерам и ёмкостным свойствам природные резервуары, базируется на следующем:

- зоны разуплотнения и трещиноватости КФ фиксируются целым комплексом геолого-геофизических методов, как в ходе геофизических исследований скважин, так и в результате наземных геофизических исследований;
- существует определённая закономерность распределения зон-коллекторов КФ как по площади, так и по разрезу.

К основным прямым методам, доказывающим это, относятся:

- геофизические исследования скважин (ГИС), включающие целую серию стандартных и дополнительных видов исследований;
- геолого-технические исследования (ГТИ), проводимые непосредственно в процессе бурения скважин;
- высокоточная термометрия, проводимая по специально разработанной методике, отличной от стандартной методики ГИС;
- испытание разуплотнённых зон с помощью КИИ-146, в колонне, в открытом стволе.

К косвенным методам правомерно отнести:

- сейсморазведку и различные методы переинтерпретации сейсмического материала, позволяющие качественно оценивать флюидодинамические параметры толщи КФ;
- сейсмическую локацию бокового обзора (СЛБО);
- регистрацию геоакустических шумов.

Первостепенным результатом бурения стало выявление широкого развития в породах КФ разуплотнённых и флюидонасыщенных зон-коллекторов. Проблема формирования потенциальных зон-коллекторов кристаллического фундамента и закономерностей их размещения является центральной, поскольку определяет методическую основу поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Анализ результатов бурения параметрических и поисково-разведочных скважин на территории Татарстана, вскрывших породы кристаллического фундамента на значительную глубину, позволил выделить в разрезе магматических и метаморфических пород архея – раннего протерозоя разуплотнённые зоны различной мощности, проницаемости и флюидонасыщенности. Установлено, что в разрезе кристаллического комплекса докембрия интервалы-коллекторы имеют широкое распространение, как по глубине, так и по площади и фиксируются по данным значительного количества прямых и косвенных геолого-геофизических методов. В разрезе КФ зоны коллекторов приурочены в большей степени к породам большечеремшанской серии, а также к зонам вторичных наложенных преобразований и к участкам смены петрографического состава пород.

Всего на приток и на приемистость трещиноватые зоны КФ были испытаны в более чем 30-ти скважинах, общее количество объектов испытаний в которых превысило 140 объектов.

О фильтрационно-ёмкостных свойствах пород КФ можно судить по величине дебитов полученной жидкости, которые варьируют от 0,027 до 125 м³/сут. Наибольший дебит получен из скв. 20000-Миннибаевской. Таким образом, в теле КФ восточной окраины Русской платформы высокоёмкие зоны-коллекторы существуют. Однако, оценить достоверно и однозначно фильтрационно-ёмкостные возможности коллекторов КФ Волго-Уральской антеклизы сложно ввиду определённых условий проводки и испытания скважин.

Результаты исследования скважин, вскрывших кристаллический фундамент на значительную глубину, показали, что коллекторы КФ обладают фильтрационно-ёмкостными свойствами. В кристаллических породах фундамента присутствует ёмкостное пространство, в котором флюиды могут свободно циркулировать, и которое может рассматриваться в качестве потенциальной ловушки – места аккумуляции нефти и газа.

Газогидрохимические показатели нефтеносности архейско-протерозойских пород кристаллического фундамента соответствуют критериям нефтегазоносности, установленным для высокоперспективных и перспективных отложений осадочного чехла (терригенных отложений девона).

На основе химико-битуминологических исследований в породах КФ установлено наличие битумоидов, эригенетичных по отношению к вмещающим породам и имеющих миграционный характер. Широкое распространение углеводородов по всему разрезу в небольших концентрациях говорит о широких масштабах миграции, происходившей под высокими давлениями, при этом основная масса углеводородов проходила по наиболее проницаемым зонам разломов и трещин до кровли фундамента и далее в осадочный чехол. Не исключено, что при наличии коллекторов и ловушек в теле фундамента могли образоваться скопления (залежи) УВ.

Компонентный состав растворённых углеводородных газов флюидов, насыщающих разуплотнённые зоны КФ однозначно свидетельствует о наличии «тяжёлых» углеводородов, являющихся прямыми признаками следов миграции углеводородов нефтяного ряда и наличия их залежей.

Динамика газонасыщенности и газогидрохимических показателей разуплотнённых зон кристаллического фундамента свидетельствуют о современной геодинамической и флюидной активности последних.

Зоны коллекторов широко развиты в кристаллических массивах фундамента и установлены как в верхней части его разреза, так и на глубинах более 2000 м, ниже его кровли.

Формирование зон-коллекторов КФ обусловлено многочисленными причинами, которые наряду с тектоническими процессами разломо- и трещинообразования включают гидротермальную переработку, контракционную усадку, тектоно-кессонный эффект, аутометасоматоз, гипергенные воздействия, катагенную и метаморфогенную перекристаллизацию и процессы карстообразования в карбонатах.

В целом геологический разрез кристаллического фундамента характеризуется сложным, многократным чередованием практически неизменных кристаллических пород с хорошей сохранностью высокотемпературных парагенезисов и частично разрушенных пород, претерпевших многократные проявления деформации, диафореза, милонитизации и др. с общей тенденцией повышения степени деформации с глубиной. Интервалы предполагаемых коллекторов КФ приурочены в большей степени к зонам вторичных наложенных преобразований, а также к участкам смены петрографического состава пород и к границам петрографических разностей. Присутствие в

разрезах скважины многочисленных аномальных зон не вызывает сомнения, как и длительная геологическая история их развития. Наблюдается увеличение количества выделенных интервалов-коллекторов с глубиной, что также указывает на прямую зависимость наличия коллекторов от степени вторичных изменений и структурно-тектонических процессов.

На примере скважины 20009-Новоелховской установлено, что породы большечеремшанской серии в большей степени испытали неоднократное воздействие наложенных процессов (милонитизация, диафорез, мигматизация и др.), либо были наиболее подвержены данным процессам, что и обусловило характерное распределение по разрезу скважины зон-коллекторов, температурных и газовых аномалий. Присутствие в вещественном составе пород большечеремшанской серии кварца обусловило, во-первых, повышенную трещиноватость, во-вторых – сохранение каркаса порово-кавернозного пространства в процессе наложенных вторичных процессов. Все это определило повышенные ёмкостные свойства пород большечеремшанской серии по сравнению с отрядненской.

Анализ пространственной приуроченности разуплотнённых участков разреза КФ, установленных по данным бурения, показал, что наибольшее количество зон-коллекторов в породах фундамента зафиксировано в скважинах, пробуренных в пределах Ромашкинского месторождения. На склонах ЮТС количество разуплотнённых интервалов КФ, вскрытых скважинами, уменьшается. На территории СТС оно значительно меньше.

Результаты исследования скважин, вскрывших кристаллический фундамент на значительную глубину, показали, что коллекторы КФ обладают фильтрационно-ёмкостными свойствами. В кристаллических породах фундамента присутствует ёмкостное пространство, в котором флюиды могут свободно циркулировать, и которое может рассматриваться в качестве потенциальной ловушки – места аккумуляции нефти и газа.

Исследование физико-химических свойств пластовых вод КФ позволило установить, что газогидрохимические показатели нефтеносности архейско-протерозойских пород кристаллического фундамента соответствуют критериям нефтегазоносности, установленным для высокоперспективных и перспективных отложений осадочно-чехла (терригенных отложений девона).

На основе химико-битуминологических исследований в породах КФ установлено наличие битумоидов, эригенетичных по отношению к вмещающим породам и имеющих миграционный характер. Широкое распространение углеводородов по всему разрезу в небольших концентрациях, говорит о широких масштабах миграции, происходившей под высокими давлениями, при этом основная масса углеводородов проходила по наиболее проницаемым зонам разломов и трещин до кровли фундамента и далее в осадочный чехол. Не исключено, что при наличии коллекторов и ловушек в теле фундамента могли образоваться скопления (залежи) УВ. Компонентный состав растворённых углеводородных газов флюидов, насыщающих разуплотнённые зоны КФ, однозначно свидетельствует о наличии «тяжелых» углеводородов, являющихся прямыми признаками следов миграции углеводородов нефтяного ряда и наличия их залежей.

Динамика газонасыщенности и газогидрохимических показателей разуплотнённых зон кристаллического фундамента свидетельствуют о современной геодинамической и флюидной активности последних.

Таким образом геохимическая характеристика флюидов фундамента не исключает его промышленную нефтеносность, а проницаемые зоны кристаллического фундамента являются геодинамически активными системами, развитие которых продолжается в настоящее время.

Анализ тектоно-магматической эволюции кристаллического фундамента центральной части Средне-Волжского мегаблока, выполненный совместно с анализом карты состава КФ и распределением нефтяных месторождений, показал, что заложение участков, благоприятных для формирования и аккумуляции нефтяных залежей, происходит еще на доплатформенной стадии развития осадочного бассейна. Особенности геодинамических процессов платформенной стадии бассейна обусловлены характером тектоно-магматической эволюции КФ до его консолидации.

На глубинных разрезах под ЮТС и его обрамлением выявлены геофизические аномалии, формирующие локальные разномасштабные объекты. Высокие коэффициенты отражения и поглощения сейсмических волн коровых объектов позволяют интерпретировать их как среды, насыщенные флюидами, т.е. областями, находящимися в термодинамически неравновесном состоянии.

Каскад геофизических аномалий, наблюдаемый в пределах изучаемой территории, отражает гетерогенность геологической среды, обусловленную геодинамическими и флюидодинамическими процессами.

Анализ существующих представлений о проявлениях восстановительной дефлюидизации и её цикличности в пределах юго-востока Русской плиты, основывающихся на материалах изучения металлогенической специализации пород, различных классов углеродистых веществ, реликтов флюидов, законсервированных в мельчайших трещинках пород и минералов, методами петрографии, термобарогеохимии, масс-спектрометрии, нейтронно-активационного анализа, хроматографии и др., позволил установить следующее. Пульсационный обмен веществом и энергией между «волноводами», выделенными в нижней и средней коре изучаемого региона по сейсмическим данным, обусловил блоковое строение верхней части консолидированной коры, развитие разрывных нарушений и зон трещиноватости, которые отделяют как архейские блоки с различным вещественным составом, так и трассируют области раннепротерозойской гранитизации. Периодически унаследованное подновление ослабленных зон, сопровождающееся дефлюидизацией «волноводов», привело к формированию разновременных геохимических аномалий в осадочном чехле. Совместный анализ площадных вариаций гамма-поля с картой рельефа поверхности

фундамента, полученной по данным геофизических исследований В.П.Степановым, и картой вещественного, подтвердили определяющую роль дизъюнктивно-блоковой раздробленности кристаллического основания в формировании структуры осадочного чехла на протяжении всей геологической истории развития территории.

Структурно-вещественная неоднородность фундамента определяет его флюидопроницаемость в периоды тектонической активности и влияет на характер распределения нефтеносности осадочного чехла. Следовательно, вещественный состав фундамента, степень неоднородности его состава и последующей гидротермальной переработки в совокупности с параметрами современной флюидодинамики и неотектонической активности могут рассматриваться в качестве новых поисковых критериев оценки нефтегазосности осадочного чехла и кристаллического фундамента.

Совместный анализ площадных вариаций гамма-поля с картой рельефа поверхности фундамента, полученной по данным геофизических исследований В.П.Степановым, и картой вещественного состава построенной по результатам петрографического изучения пород Т.А.Лапинской, А.В.Постниковым, Л.П.Поповой, подтвердили определяющую роль дизъюнктивно-блоковой раздробленности кристаллического основания в формировании структуры осадочного чехла на протяжении всей геологической истории развития территории, что свидетельствует об определённой консервативности межблоковых зон и, соответственно, систем блоков, и выявили устойчивую пространственную согласованность повышенной естественной радиоактивности пород с тектоническими нарушениями в фундаменте. Последнее свидетельствует о том, что разрывы, ограничивающие блоки фундамента, подновлялись постоянно, но не приводили, как правило, к значительным смещениям пластов осадочного чехла, а выражались в развитии вертикальных, унаследованно развивающихся зон трещиноватости, в пределах которых наблюдались активные процессы пульсационного поступления глубинных флюидов. Пространственная приуроченность к подобным областям повышенных значений радиоактивности пород независимо от их литологического состава и глубины залегания свидетельствует о сопряжённости протекания во времени и пространстве геодинамических и миграционных процессов. Таким образом, кристаллический фундамент и осадочный чехол выступают как взаимосвязанные элементы, представляющие единую флюидодинамическую систему.

Проблема оценки перспектив нефтегазосности кристаллического фундамента является актуальной задачей для всех осадочных бассейнов, в пределах которых выявлены гранитоидные массивы и выступы фундамента, участки неоднократной и активной гидротермальной переработки КФ, отмечено активное развитие блоковой тектоники, наличие мощных и протяжённых кор выветривания, непроницаемых пластов-покрышек, залегающих на кровле КФ в основании осадочного чехла.

Особую актуальность приобретает необходимость формирования научного подхода и методики проведения поисков и разведки промышленных скоплений нефти и газа в кристаллических породах фундамента.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГЕНЕРАТИВНОГО ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ОПРЕДЕЛЕНИИ

А.М. Арифиллин

ООО «ВЫГОН Консалтинг», г. Москва, aarifullin@vygon.consulting

GCOS USING GENERATIVE ARTIFICIAL INTELLIGENCE TECHNOLOGIES IN GCOS DEFINING

А.М. Arifullin

VYGON Consulting LLC, Moscow, aarifullin@vygon.consulting

Аннотация. В статье рассматривается использование технологий генеративного ИИ, таких как большие языковые модели (LLM) и генерация ответов с использованием актуальных данных (RAG), для повышения эффективности процессов поиска и разведки углеводородного сырья. В качестве примера используется задача оценки факторов шанса геологического успеха (gCoS) с использованием MVP от «ВЫГОН Консалтинг». Демонстрируется, как ИИ способствует автоматизации обработки данных, повышению точности и скорости анализа. Обсуждаются перспективы внедрения ИИ в нефтегазовую отрасль РФ.

Ключевые слова: генеративный искусственный интеллект, LLM, RAG, шанс геологического успеха, gCoS, технологический суверенитет.

Annotation. This article explores the use of generative AI technologies, such as large language models (LLM) and real-time response generation (RAG), to improve the efficiency of hydrocarbon prospecting and exploration processes. As an example, the problem of assessing the chance of geological success (gCoS) factors using MVP from VYGON Consulting is used. Demonstrates how AI helps automate data processing, improve the accuracy and speed of analysis. The prospects for introducing AI into the oil and gas industry of the Russian Federation are discussed.

Key words: generative artificial intelligence, LLM, RAG, chance of geological success, gCoS, technological sovereignty

Технологии генеративного ИИ в нефтегазовой отрасли

В последние годы технологии генеративного ИИ (ГенИИ) – большие языковые модели (Large Language Models, LLM, БЯМ) и извлечение ответов из информации (Retrieval-Augmented Generation, RAG) приобретают всё большее значение в различных областях науки и промышленности, в том числе в нефтегазовой отрасли.

БЯМ представляют собой передовые алгоритмы машинного обучения, обученные на огромных массивах текстовых данных. Эти модели способны понимать и генерировать человеческий язык, что позволяет выполнять широкий спектр задач, включая обработку естественного языка, анализ текстов и автоматическую генерацию ответов.

Технологии RAG расширяют функциональность БЯМ, обеспечивая доступ к актуальной и релевантной информации. RAG позволяет повысить качество ответов LLM за счёт работы с реальными данными из различных источников, таких как научные статьи, отчёты компаний, инженерная документация и т.д.

Цель данной работы – продемонстрировать потенциал использования современных технологий ГенИИ в геологии на примере задачи определения факторов gCoS некоторых лицензионных участков Индии, выставляемых в рамках Программы лицензирования открытых площадей Индии (Open Acreage Licensing Program, OALP).

Определение gCoS представляет собой одну из ключевых задач в разведке и добыче углеводородов. Этот показатель отражает шанс обнаружения экономически целесообразных залежей нефти или газа в исследуемой структуре. В общем виде, gCoS определяется как произведение пяти факторов: наличия и зрелости нефтегазоматеринской породы (НГМП), наличия коллектора, наличия и сохранности покрышки, наличия путей миграции и наличия ловушки. Для его расчёта необходим анализ большого объёма данных, включая геофизические исследования, геологические карты, данные бурения и прочие источники. Однако сложность и неоднородность данных, а также необходимость их комплексного анализа создают значительные трудности для геологов.

Методология и подход

Поставленная задача решалась с помощью минимально жизнеспособного продукта (Minimal Viable Product, MVP) от «ВЫГОН Консалтинг». MVP представляет собой комплексную систему, основанную на технологиях генеративного ИИ для автоматизации обработки и анализа данных в нефтегазовой индустрии. Данное решение включает пять ключевых этапов: получение анализируемых данных, предобработка данных, загрузка данных, извлечение данных, дополнение данных.

Определение gCoS с помощью MVP включает в себя два этапа: препроцессинг и процессинг. Препроцессинг заключается в сборе датасета (научных статей, отчётов, геологических записок и пр.) и в присвоении метаданных каждому источнику. При обработке исходных данных важно подобрать конкретную геологическую иерархию для каждого объекта исследования. Для этого в текстовом формате JSON были собраны справочники по всем нефтега-

зоносным бассейнам и геологическим формациям Индии. Также в данный формат были переведены все единицы общей стратиграфической шкалы.

Тем самым, при обработке исходных данных MVP присваивал определённые геологические параметры для каждого источника таким образом, каким бы это сделал специалист-геолог, знающий регион исследования, его стратиграфию и тектонику. Препроцессинг с использованием специально подготовленных экспертами «ВЫГОН Консалтинг» JSON-справочников позволяет максимально минимизировать уровень «галлюцинаций» БЯМ. Важно отметить, что правильная экстракция данных из научных статей с помощью БЯМ, являющаяся частью препроцессинга, – это отдельная и весьма существенная проблема. В рамках решения данной задачи были обнаружены многочисленные ошибки при извлечении данных из таблиц, несоответствие названий формаций в научных статьях и подготовленном справочнике и т.д.

После препроцессинга начинается этап работы с запросом пользователя, включая обработку промпта, поиск подходящих источников, экстракцию нужных параметров и подсчёт gCoS. После получения запроса, в котором указывается расположение исследуемого объекта, идёт подбор релевантных данных и выгружаются необходимые параметры. Например, для фактора наличия и зрелости нефтегазоматеринских пород P_{HM} из имеющихся источников отбираются значения тех показателей, которые позволяют определить качество НГМП и степень их зрелости. Чаще всего это результаты анализа Rock-Eval и отражательной способности витринита: TOC, S1, S2, Tmax, PI, HI, OI, Ro, Ra и т.д.

Имея подобранные числовые параметры, MVP подключает к работе детерминистический алгоритм оценки факторов gCoS. Суть работы алгоритма заключается в том, чтобы из имеющихся данных или при их отсутствии оценить каждый из факторов шанса геологического успеха так, как бы оценил его специалист-геолог. Для этого была подготовлена система оценки факторов на основе собственных методик «ВЫГОН Консалтинг», включающих подходы некоторых крупных отечественных нефтегазовых компаний к оценке вероятности геологического успеха.

Пример работы технологий ГенИИ для оценки факторов gCoS

В Индии насчитывается 26 нефтегазоносных бассейнов, каждый из которых обладает уникальными геологическими особенностями и потенциалом для разведки и добычи углеводородов. Главное управление по углеводородам Индии разделяет эти бассейны на три категории: I – бассейны, имеющие запасы, из которых ведётся добыча, II – бассейны, имеющие условные ресурсы в ожидании коммерческого производства, III – бассейны имеющие перспективные ресурсы, ожидающие их открытия [1].

Для оценки был выбран лицензионный участок (ЛУ) выставленный в рамках Программы лицензирования открытых площадей Индии OALP BID ROUND-IX (январь 2024) – MB-OSHP-2023/1 [2]. ЛУ расположен в пределах Камбейского залива и с точки зрения нефтегазоносного районирования относится к суббассейну депрессии Сураат бассейна Мумбайского шельфа (рис. 1).

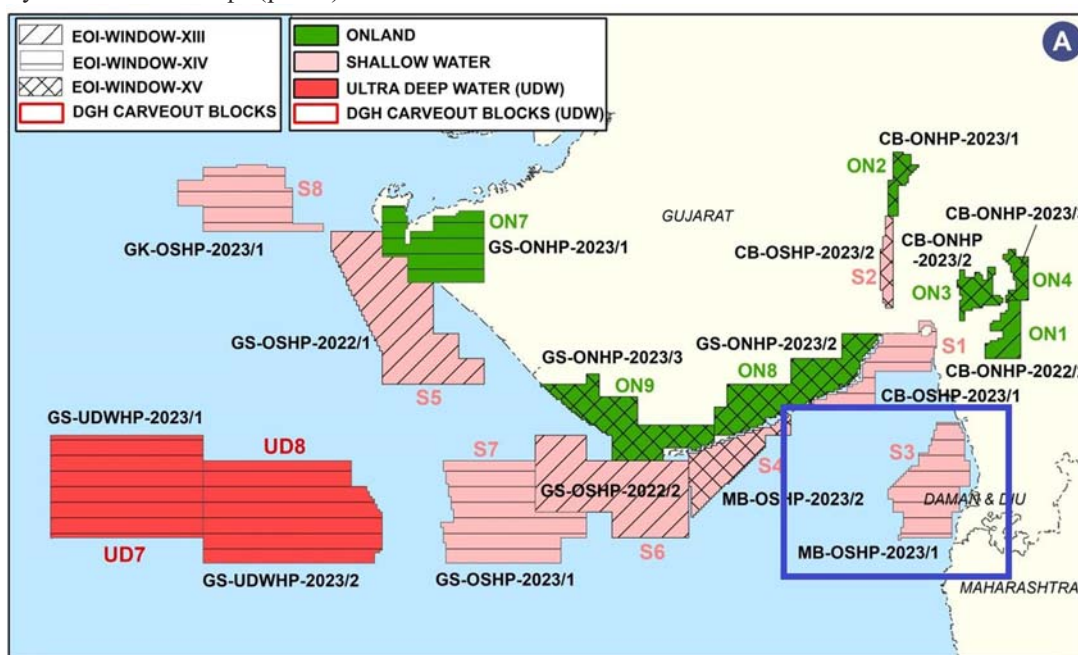


Рис. 1. Расположение выбранного ЛУ MB-OSHP-2023/1 в восточной части Камбейского залива Индии [2]

Вышеуказанные данные были сформированы в следующем запросе для MVP: «Определи значение фактора наличия и зрелости нефтегазоматеринской породы P_{HM} для ЛУ MB-OSHP-2023/1 нефтегазоносного суббассейна депрессии Сураат бассейна Мумбайского шельфа, расположенного в восточной части Камбейского залива».

Из подготовленного в рамках препроцессинга датасета нейросеть подобрала те статьи, которые подходят по районированию. Запрос по стратиграфии не был задан, поэтому анализ проводился по всем имеющимся формациям бассейна. После подбора релевантных статей была произведена экстракция необходимых параметров для оценки R_{nm} .

БЯМ обнаружила, что для данного суббассейна ключевыми НГМП являются богатые органическим веществом глинистые сланцы формации Панна (палеоцен-нижний эоцен). С точки зрения условий осадконакопления отложения формировались циклично и включают в себя речные, лагунные и мелководно-морские фации внутреннего шельфа.

Экстрагированные параметры НГМП формации Панна включили в себя более 20 образцов анализа Rock-Eval, отобранных с различных глубин: от 2,3 до 3,7 км. Диапазоны показателей зрелости и качества НГМП с помощью ГенИИ были определены следующим образом:

- максимальная температура (T_{max}) – от 424 до 465°C;
- общее содержание органического углерода (ТОС) – от 1,36 до 33,25%;
- индекс продуктивности (PI) – от 0,03 до 0,31;
- водородный индекс (HI) – от 14,72 до 243,5 мг УВ/г ТОС.

Алгоритмы «ВЫГОН Консалтинг» определили, что на данном ЛУ ожидаются НГМП богатого и очень богатого классов, приуроченные к формации Панна, поскольку все обнаруженные образцы пород содержат в себе более 1% органического углерода [3].

По степени зрелости образцы, данные о которых были экстрагированы с помощью БЯМ, в большей степени находятся на стадиях ранней зрелости и активной нефтегенерации (ПКЗ-МКЗ) [4]. Такой вывод был сделан по показателям T_{max} , которые превышают 435 °C почти во всех образцах. Также о зрелости органического вещества (ОВ) свидетельствуют результаты оценки индекса продуктивности (для существенной части образцов $>0,1$). В связи с тем, что исследуемый в задаче ЛУ расположен в пределах депрессии Сурат, ожидается, что отложения палеоцена и эоцена будут вскрыты на больших глубинах, чем в других частях шельфа Мумбаи. Это учитывалось в работе алгоритма, повышая фактор R_{nm} , так как с повышением глубины ожидается большая степень зрелости ОВ.

С точки зрения генерируемых углеводородов НГМП формации Панна, преимущественно, относятся к III типу керогена (HI от 50 до 200 мг УВ/г ТОС). Это свидетельствует о том, что стоит ожидать газообразные УВ на перспективных объектах ЛУ.

На основе полученных данных и их автоматической интерпретации ГенИИ определил, что фактор R_{nm} в gCoS для ЛУ MB-OSHP-2023/1 нефтегазоносного суббассейна депрессии Сурат бассейна Мумбайского шельфа составляет – **0,95**.

Полный ответ нейросети выглядел так: «Наличие НГМП крайне вероятно. Существуют НГМП с высоким ТОС и хорошей зрелостью (ПКЗ-МКЗ), генерация УВ либо идёт в настоящее время, либо отложения почти вошли в главную зону нефтегенерации. Ожидается генерация, преимущественно, газообразных УВ. Параметр R_{nm} составляет 0,95».

Перспективы внедрения ИИ в нефтегазовую отрасль России

Пример использования БЯМ (LLM) и RAG для решения узконаправленной геологической задачи определения факторов gCoS показывает высокий потенциал ГенИИ в области автоматизации процессов ГРП, обеспечивая более высокую эффективность, точность и скорость принятия решений.

ГенИИ значительно облегчает работу геологов, аналитиков и инженеров, автоматизируя задачи распознавания текстов, поиска данных и формирования выводов. По оценкам «ВЫГОН Консалтинг» ежегодно в мире публикуется более 25 ТБ данных по нефтегазовой тематике, что делает ручную обработку крайне трудоёмкой. Применение больших языковых моделей (БЯМ) позволяет сократить время на анализ и повысить эффективность работы, автоматизируя до 59% прикладной экспертизы и увеличивая общий потенциал автоматизации инженерных задач до 57% [6].

Внедрение технологий генеративного ИИ в нефтегазовой отрасли требует значительных инвестиций и, как нам видится, для реализации этой задачи необходима консолидация усилий всех заинтересованных сторон – IT-разработчиков, нефтегазовых компаний, экспертных и научных организаций, профильных ФОИВ (Минэнерго и Минпромторг) в формате единой технологической платформы. Это позволит снизить затраты на разработку отраслевой прикладной модели, обеспечит быстрый обмен информацией и ускорит достижение главной цели – обеспечение технологического суверенитета в условиях санкций и энергоперехода, а также повышение конкурентоспособности Российской Федерации на мировых энергетических рынках.

Литература

1. Sedimentary basins of India // National Data Repository of Directorate General of Hydrocarbons: [Электронный ресурс]. – 2024. – URL: https://www.ndrdgh.gov.in/NDR/?page_id=603 (дата обращения: 6.06.2024).

2. Directorate General of Hydrocarbons. Geoscientific information of OALP BID ROUND-IX. – January, 2024. – 24 p.
3. Вельте Д., Тиссо Б. Образование и распространение нефти. /Москва: Изд-во «МИР». – 1981. – 504 с.
4. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. /Москва: Издательский дом «Недра». – 2012. – 460 с.
5. Арифуллин А. Перспективы применения генеративного искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли / А. Арифуллин, В. Маркин // Энергетическая политика. – 2024. – № 5(196). – С. 50–59. – DOI 10.46920/2409-5516_2024_5196_50.
6. Исследование «Возможности использования генеративного ИИ для обеспечения технологического суверенитета российского ТЭК» // ВЫГОН Консалтинг. – 2024. – 03 апр. – URL: <https://vygon.consulting/tpost/uxssc1e3h1-vozmozhnosti-ispolzovaniya-generativnogo>

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ И СВЕРХБОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ НА ОСНОВЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

О.М. Прищепа, Д.С. Луцкий, С.Б. Киреев, Н.В. Синица

¹Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия, omp2007_61@mail.ru

PREDICTION OF HYDROCARBON PHASE STATE AT DEEP AND ULTRA-DEEP DEPTHS BASED ON THERMODYNAMIC MODELING

O.M. Prishchepa¹, D.S. Lutskiy², S.B. Kireev³, N.V. Sinitza⁴

St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia, omp2007_61@mail.ru

Аннотация. В современных условиях сокращения ресурсно-сырьевой базы можно выделить ряд перспективных направлений ее восполнения. Среди таковых, наряду с проектами изучения перспектив нефтегазоносности акватории Российской Федерации и нетрадиционных коллекторов (абалак, бажен, доманик, отложения типа «рябчик»), выделяется направление изучения глубокопогружённых горизонтов. Возможность выявления скоплений углеводородов на больших и сверхбольших глубинах рассматривается с позиции сохранности углеводородов в агрессивных термобарических условиях и оценки локальных проявлений, связанных с преобразованием органического вещества в условиях критических давлений и температур. Установлено, что сохранность углеводородов контролируется такими параметрами среды как температура, давление, а также скорость прогибания седиментационного бассейна и заполнение его осадком (скорость наращивания температуры и давления), время нахождения в области развития критических давлений и температур (скорость эффективного нагрева), состав исходного органического вещества. Прогноз сохранности залежей на подобных глубинах возможен на основе оценки фазового состояния углеводородов, базирующейся на кинетических и термобарических моделях, используемых в исследовании. В результате проведённого исследования установлено, что возможность сохранения значимых по объёму запасов углеводородов на больших и сверхбольших глубинах 8–10 км определяется как низким геотермическим градиентом при аномально высоких давлениях, так и быстрой скоростью нагрева. Сохранение газовых залежей при сравнительно низких температурах не ограничивается сверхвысокими давлениями и возможно на глубинах до 10–12 км.

Ключевые слова: термодинамическое моделирование, глубокозалегающие углеводороды, глубинная нефть, фазовые переходы углеводородов.

Abstract. In the modern conditions of decreasing of resource and raw material base, it is possible to highlight a number of promising directions of its replenishment. Among them, along with the projects of studying the prospects of oil and gas bearing capacity of the Russian Federation water area and unconventional reservoirs (abalak, bazhen, domanik, «ripple» type sediments), the direction of studying deep immersed horizons stands out. The possibility of detecting hydrocarbon accumulations at deep and ultra-deep depths is considered from the position of hydrocarbon preservation in aggressive thermobaric conditions and assessment of local phenomena associated with the transformation of organic matter under conditions of critical pressures and temperatures. It has been established that the preservation of hydrocarbons is controlled by such environmental parameters as temperature, pressure, as well as the sedimentation basin sagging and sediment filling rate (temperature and pressure rise rate), the time of being in the area of critical pressure and temperature conditions (effective heating rate), and the composition of the initial organic matter. Prediction of deposit preservation at such depths is possible on the basis of hydrocarbon phase state estimation based on kinetic and thermobaric models used in the research. As a result of the research, it was found that the possibility of preservation of significant hydrocarbon reserves at large and ultra-large depths of 8–10 km is determined by both low geothermal gradient at anomalously high pressures and fast heating rate. Preservation of gas deposits at relatively low temperatures is not limited by ultrahigh pressures and is possible at depths up to 10–12 km.

Key words: thermodynamic modeling, deep-seated hydrocarbons, deep-seated oil, phase transformations of hydrocarbons.

В основе проведённого исследования лежит метод термодинамического моделирования, базирующийся на закономерностях влияния термобарических условий среды на формирование и преобразование углеводородных флюидов [1-3].

Таким образом, основной задачей предложенной работы была разработка, теоретическое обоснование и практическая реализация метода термодинамического моделирования позволяющего прогнозировать устойчивость углеводородов в земной коре при различных термобарических условиях.

Применение термодинамических расчётов позволило апробировать упрощённую термодинамическую модель, учитывающую взаимодействие жидких и газообразных алканов с компонентами попутных нефтяных газов (водород, углекислый газ, угарный газ, водяной пар). В качестве исходных данных использовались результаты количественного анализа нефти, газовых конденсатов ряда месторождений Западной Сибири, Волго-Уралии, Прикаспия (рис. 1).

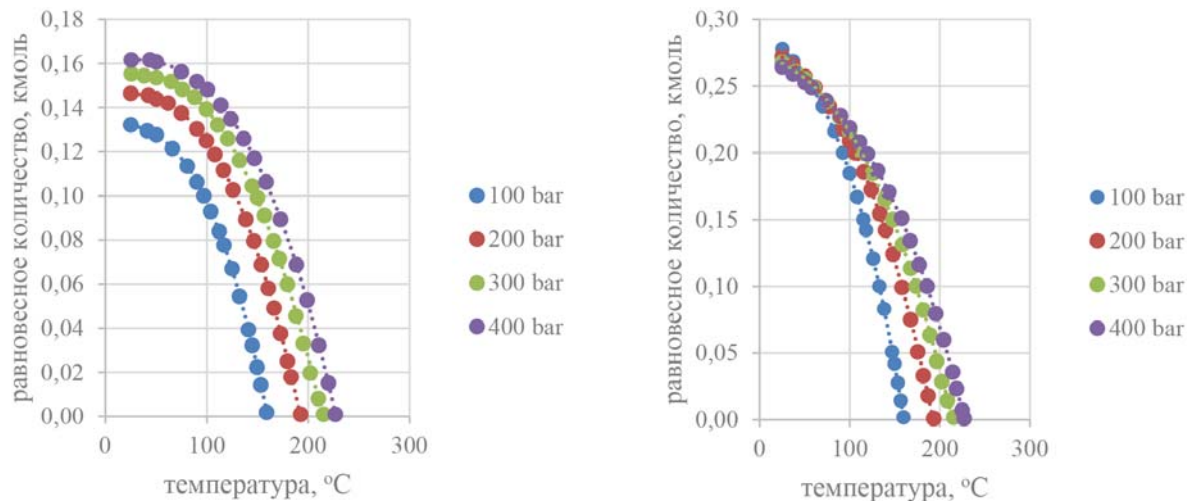


Рис. 1. а – Равновесное количество жидкого гексана в пластовом флюиде пласта М-М1 в различных пластовых условиях (результаты моделирования), б – Равновесное количество жидкого гептана в пластовом флюиде пласта М-М₁ в различных пластовых условиях (результаты моделирования)

В результате проведённого исследования установлены критические значения температуры и давления при которых возможно существование углеводородных флюидов в различных фазовых состояниях с привязкой по глубине.

Результаты, полученные при термодинамическом моделировании, свидетельствуют о возможности сохранения углеводородных флюидов при гораздо более высоких температурах, чем в стандартных балансовых уравнениях в случае интенсивного погружения ранее сформированных в условиях «классических» температур и катагенеза нефтяных и газоконденсатных скоплений (рис. 2).

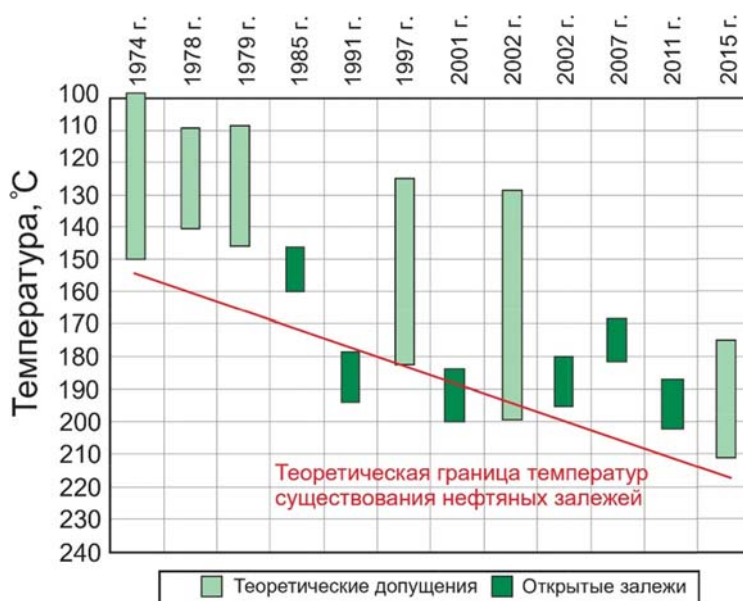


Рис. 2. Теоретическая граница возможности существования нефтяных залежей [4, 5]

Увеличение содержания газов и метана с глубиной является следствием термического крекинга высокомолекулярных соединений, в том числе жидких, образование которых непосредственно не связано с исчерпанием генерационного потенциала нефтегазопроизводящих толщ при их погружении на большие глубины.

Литература

1. Белов Г.В., Трусов Б.Г. (2013). Термодинамическое моделирование химически реагирующих систем. – М.: МГТУ имени Н.Э. Баумана, 2013. – 96 с.
2. Гиббс Д. (2013). Термодинамические работы. – М.: ГИТТЛ.
3. Marakushev, S.A., Belonogova, O.V. (2012, May). Thermodynamic factors of natural selection in autocatalytic chemical systems. In Doklady. Biochemistry and Biophysics (Vol. 444, No. 1, p. 131). Springer Nature BV. DOI: <https://doi.org/10.1134/S1607672912030015>
4. Caineng, Z.O.U., Jinhu, D.U., Chunchun, X.U., Zecheng, W.A.N.G., Zhang, B., Guoqi, W., ... & Zhidong, G.U. (2014). Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China. Petroleum exploration and development, 41(3), 306–325. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60036-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60036-7)
5. Kosenkova, N.N., Syngaevsky, P.E., & Khafizov, S.F. (2022). Review of the modern ideas about the hydrocarbon accumulations formation processes at the great depth (Russian). Oil Industry Journal, 2022(05), 6–12. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-6-12>

ИНТЕГРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ФЛЮИДОВ КАК ОСНОВА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

И.А. Гуськова, Р.Р. Закиров, Т.Л. Гайфуллин, Э.Р. Абзяппарова, И.М. Храмушина

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», г. Альметьевск, guskovaagnil@rambler.ru

INTEGRAL ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION AND GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF FLUIDS AS THE BASIS FOR IMPROVING PHYSICAL AND CHEMICAL METHODS OF EXTRACTION OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES

I.A. Guskova, T.L. Gaifullin, R.R. Zakirov, E.R. Abzyapparova, I.M. Khramushina

Almetyevsk State Technological University «Higher School of Oil», Almetyevsk

К категории трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), которые в России составляют около 12 млрд т или 66% нефти и газа (Hard-to-recover reserves), принято причислять месторождения с осложнёнными условиями разработки как природного (аномальная по характеристикам нефть, низкопроницаемые коллекторы, низкопродуктивные пласты и т.д.), так и техногенного характера (нефть выработанных месторождений, обводнённые залежи и т.д.) [1]. В этих условиях использование физико-химических технологий для увеличения нефтеизвлечения, интенсификации добычи нефти является одним из наиболее перспективных направлений.

Извлекаемые запасы залежи определяются как геологическими, так и технологическими факторами. Пластовая углеводородная система чутко реагирует на техногенное воздействие, то есть добычу нефти и газа. В этих условиях практически важной задачей на стадии планирования различных технологических мероприятий является анализ изменений состава и свойств пластовых флюидов в процессе разработки и особенностей механизма физико-химического взаимодействия [2]. Согласно [3] разнообразие, сложность и слабая изученность геолого-физических характеристик в межскважинных интервалах на объектах разработки, а также невозможность точного моделирования в лабораторных условиях совокупности внутрислоевых физических, химических и микробиологических процессов требуют обязательного включения в комплекс анализа эффективности технологий промысловых испытаний. При проектировании технологий как правило используются усреднённые геолого-физические характеристики коллектора и пластовых флюидов, неоднородность и изменчивость состава и свойств нефти по месторождению как правило не учитывается. Интегральный анализ геолого-промысловой информации и геохимических исследований нефти из скважин месторождений с трудноизвлекаемыми запасами позволит целенаправленно выбрать объект для испытаний и выполнить более точный прогноз эффективности технологии на основе изучения механизма её действия для конкретного объекта.

Объектом исследования являются образцы устьевых проб нефти скважин месторождения XI, которое длительное время разрабатывалось с использованием заводнения. Продуктивные месторождения отличаются неоднородностью по площади и разрезу. Комплексная оценка была основана на определении и анализе таких показателей работы скважин объекта, как дебит, обводнённость, коллоидная устойчивость нефти. Для этого были отобраны устьевые пробы нефти, проведены реологические и спектроскопические исследования. Показатели работы фонда скважин достаточно неоднородны. При среднем значении обводнённости 33%, минимальная обводнённость со-

ставила 5%, максимальная – 75,4%, минимальное значение дебита по жидкости – 6,6 т/сут., максимальное – 100,7 т/сут, среднее – 20,8 т/сут.

Вязкость нефти, как и проницаемость коллектора, является важнейшим показателем, от которого зависят фильтрационные сопротивления, дебиты скважин, плотность размещения добывающих скважин и особенности применения методов повышения нефтеотдачи пластов. Реологические измерения были выполнены в интервалах температур, отвечающих эксплуатационным условиям. Для предварительной оценки коллоидной устойчивости нефти были использованы вязкостно-плотностной индекс (ВПИ) [4] и энергия активации вязкого течения ΔE_a , характеризующая энергию межмолекулярных взаимодействий внутри ассоциатов дисперсной фазы [2, 5]. Согласно [2], на основе анализа энергии активации выделяют 2 группы нефтей:

– 1 группа оценивается низкими энергиями активации (15–30) кДж/моль, что характеризует слабую взаимосвязь сложных структурных единиц, участвующих в формировании ассоциата асфальтена.

– 2 группа характеризуется максимумом активности полярных групп за счёт повышения концентрации в нефти смолисто-асфальтеновых веществ. Энергия активации для данной группы имеет самые высокие значения от 50 до 120 кДж/моль, и тепловая энергия в этом случае расходуется не только на освобождение полярных групп с образованием более крупных ассоциатов асфальтенов, но и на процессы переориентирования диполей наноструктур внутри самих ассоциатов. Максимальная активность нефти к образованию ассоциатов асфальтенов, а, следовательно, самая низкая коллоидная устойчивость характерна для нефтей 2 группы.

Результаты определения энергии активации и вязкостно-плотностного индекса проб нефти месторождения XI представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты определения энергии активации и вязкостно-плотностного индекса проб нефти месторождения XI

Номер скважины	Плотность, кг/м ³		Динамическая вязкость, сПз		Кинематическая вязкость, сСт		Энергия активации, кДж/моль	Вязкостно-плотностной индекс
	при 20°C	при 50°C	при 20°C	при 50°C	при 20°C	при 50°C		
1	921,8	892,9	51,1	10,6	55,4	11,9	41,26	5,03
2	927,4	898,6	59,4	12,4	64,1	13,8	41,09	5,03
3	921,6	892,9	49,3	9,3	53,6	10,4	43,75	5,05
4	923,3	894,6	57,8	5,2	62,6	5,8	63,17	5,16
5	921,5	892,7	47,8	11,4	51,9	12,8	37,60	5,01
6	921,3	892,4	46,4	12,5	50,4	14,0	34,40	5,00
7	915,9	886,2	38,1	11,2	41,6	12,6	32,11	4,98
8	918	887,1	47,3	4,0	51,5	4,5	64,79	5,19
9	915,4	886,0	41,0	3,9	44,8	4,4	61,71	5,18
10	922,5	892,2	66,2	7,3	71,7	8,2	57,83	5,09

Как видно из таблицы, величина ВПИ исследованных проб нефти месторождения XI больше 4,90, поэтому согласно [4] исследованные пробы нефти относятся к нефтям «нафтенового основания» с высокой коллоидной устойчивостью. По результатам анализа энергии активации большинство образцов нефти могут быть отнесены к группе 1, которая характеризуется слабой взаимосвязью сложных структурных единиц, участвующих в формировании ассоциата асфальтена, т.е. имеющих высокую коллоидную устойчивость (энергия активации менее 50 кДж/моль). Исключение составляют пробы нефти, отобранные из скважин 4, 8, 9, 10.

Структурно-групповой состав нефти определяли методом инфракрасной спектроскопии с применением ИК Фурье спектрометра «IRAffinity-1S» в области от 350 до 7800 см⁻¹. Согласно [5, 6, 7] для средней молекулы содержание метиленовых групп (CH₂) оценивалось по полосе поглощения 720 см⁻¹, метильных групп (CH₃) по полосе поглощения 1380 см⁻¹, сульфокислых групп (SO) по 1030 см⁻¹ и карбонильных групп (CO) в области 1720–1700 см⁻¹. Результаты получены в виде спектральных коэффициентов: ароматичности, алифатичности, окисленности, и осернённости, которые представлены в табл. 2

Анализ полученных данных позволил сделать ряд выводов:

1. Анализ процессов структурообразования в нефтяных дисперсных системах и определение взаимосвязи реологических свойств нефти со структурно-групповым составом и геолого-техническими характеристиками скважин позволит целенаправленно осуществлять подбор объектов для реализации технологий добычи нефти, а также определять параметры рассматриваемого метода воздействия.

2. С целью определения коллоидной устойчивости нефти проанализированы геолого-технические параметры работы скважин, энергия активации, вязкостно-плотностный индекс, структурно-групповой состав нефти. Нефти, отобранные из одного месторождения, могут входить как в первую ($E_{акт} < 30$ кДж/моль), так и вторую груп-

Характеристики по ИК-спектру поглощения для проб нефти месторождения X1

Параметры	Спектральные коэффициенты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коэффициент ароматичности	0,29	0,30	0,30	0,30	0,30	0,28	0,32	0,29	0,34	0,33
Коэффициента алифатичности	8,12	7,91	8,61	8,42	8,56	8,93	7,68	8,87	7,36	7,42
Коэффициент разветвленности	0,40	0,42	0,35	0,37	0,37	0,36	0,38	0,36	0,39	0,38
Коэффициент окисленности	1,26	1,55	1,25	1,37	1,60	1,48	1,67	1,63	1,81	1,71

пы ($E_{\text{акт}} > 50$ кДж/моль) по величине энергии активации, а также занимать промежуточное положение, что характеризует неоднородность коллоидной устойчивости нефтяной дисперсной системы в целом по месторождению.

3. На основе экспериментальных исследований установлено, что в качестве основного и наиболее чувствительного аналитического инструмента для определения объекта с наиболее высокой коллоидной устойчивостью нефти быть рекомендовано использование энергии активации.

4. Для проб нефти, имеющих более высокие значения энергии активации характерны достаточно высокие коэффициенты разветвленности, что свидетельствует о биохимическом окислении нефти.

5. Для применения физико-химических методов добычи может быть рекомендован объект (скважина), состав нефти которой характеризуется минимальными значениями энергии активации, а также с учётом оценки структурно-группового состава, дебита и обводнённости.

Литература

1. *Еремин Н.А.* Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти / Н.А. Еремин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 255–270. – DOI 10.46689/2218-5194-2022. – 2-1-255-270. – EDN VFUWYW.

2. *Юсупова Т.Н.* Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах/Т.Н.Юсупова, Ю.М.Ганеева, Г.В.Романов, Е.Е.Барская; Ин-т органической и физической химии им. А.Е.Арбузова Казанского научного центра РАН. – М.: Наука, 2015. – 412 с.

3. *Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2011. – 228 с.

4. *Эйгенсон А.С., Шейх-Али Д.М.* О роли высокомолекулярных соединений нефти в её внутрислоевых фазовых превращениях и гидродинамике. Сборник научных трудов. Проблемы химии нефти. РАН. Сибирское отделение. Институт химии нефти. – С. 280–286. – Новосибирск. – Наука, 1992. – 373 с.

5. *Тухватуллина А.З., Юсупова Т.Н., Шайхутдинов А.А., Гусев Ю.А.* Влияние кристаллизации высокомолекулярных парафинов на реологические и диэлектрические свойства нефти. Проблемы нефтедобычи, нефтехимии, нефтепереработки и применения нефтепродуктов. – С.260–268.

6. *Петрова Л.М.* Формирование состава остаточных нефтей. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2008. – 204 с.

7. *Иванова Л.В., Сафиева Р.З., Кошелев В.Н.* Иксептронетрия в анализе нефти и нефтепродуктов. Вестник Башкирского университета. – 2008. – Т. 13. – № 4. – С.869–874.

ПРОГНОСТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПОИСКА МЕГАСКОПЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ НАРАЩИВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

С.А. Пуанова

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

PROGNOSTIC CRITERIA FOR MEGA-ACCUMULATIONS IN OIL AND GAS BEARING BASINS – PRIORITY DIRECTION FOR INCREASING HYDROCARBON RESOURCES

S.A. Punanova

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Приоритетные направления наращивания ресурсов нефти и газа подразумевают научный и практический подход к классификационным особенностям комбинированных ловушек в связи с характеристиками углеводородных (УВ) систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и оценку научно-методических (геологических и геохимических) подходов к поискам мегарезервуаров с приуроченными к ним уникальными и гигантскими по запасам скоплениями нефти и газа.

При оценке перспектив нефтегазоносности территорий осадочных бассейнов встаёт вопрос о крупности ожидаемых скоплений. Обнаружение и введение в разработку месторождений с гигантскими запасами экономически выгодно. Прогноз поисков уникальных и гигантских по запасам скоплений УВ – это актуальная народнохозяйственная проблема, особенно в настоящих сложных условиях переделки рынков энергетических ресурсов и соответственно в связи с этим цен на нефть и газ [1]. НГБ признаются мегабассейнами при условии величины накопленной добычи в них свыше 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте. Поиски наиболее перспективных земель при внедрении новых цифровых технологий приурочены к шельфовым зонам Арктических морей, к глубоководным горизонтам осадочных бассейнов, к выступам кристаллического фундамента, к недоизученным областям молодых и древних плит. Классификации седиментационных бассейнов, а в их рамках НГБ по площади, объёму осадочного выполнения, величине начальных потенциальных геологических ресурсов УВ, соотношению в бассейне массы жидких и газообразных УВ и т. д. и целесообразности вычленения класса мегабассейнов предлагались в классических работах многих исследователей.

Оценка масштабности резервуаров НГБ мира

При оценке масштабности УВ скоплений следует выделить два направления: *оценка масштабности резервуаров НГБ мира по ряду геолого-геохимических признаков и оценка количественных критериев поисков месторождений-гигантов нефти с применением геолого-математического моделирования*. Изучаются и прогнозируются различные аспекты онтогенеза флюидов: литостратиграфические, геохимические, гидрогеологические, палеофациальные, тектонические и др. На примере ряда бассейнов показана необходимость учёта большого количества факторов, контролирующих формирование зон, богатых нефтью, нефтью и газом, конденсатным газом, сухим газом, и объединённые в пять групп [2]. Это тектонический (8 показателей), литологический (5 показателей), гидрогеологический (2 показателя), геохимический (5 показателей) и термодинамический (2 показателя). В качестве основных главных рекомендуемых показателей формирования месторождений нефти и газа с гигантскими скоплениями предлагаются следующие благоприятные геолого-геохимические факторы [2, 3]: (1) обогащённость осадочной толщи ОВ, однако определяющим является не количество его в единице объёма, а абсолютная масса; (2) наличие в пределах нефтегазосборной территории зоны нефтегазонакопления осадочных толщ – генераторов больших масс УВ; (3) близость зоны нефтегазонакопления к зоне максимального прогибания, т. е. к зоне наиболее интенсивной и длительной генерации нефти и газа; (4) преобладание процессов генерации и аккумуляции УВ в течение всей истории седиментационного бассейна над процессами их рассеивания из ловушек; (5) наличие в резервуаре, содержащем основную часть ресурсов УВ на месторождении, надёжного глинистого или эвапоритового регионального или межрегионального флюидоупора, обеспечивающих благоприятные условия для аккумуляции УВ и сохранения их залежей; (6) связь крупных скоплений нефти и газа с большими по ёмкости ловушками, сформировавшимися ко времени, когда соответствующий комплекс переживал главную фазу нефтенакпления или один из периодов интенсивного газообразования.

Количественные критерии прогноза нефтегазоносности на основе детального анализа геолого-геохимических данных по большинству НГБ разработаны в ряде работ А.Э Конторовича с соавторами и др. [2, 3], а применение и методические разработки продолжены и развиты в последующих многочисленных работах российских и зарубежных исследователей. Оценка количественного прогноза нефтегазоносности при использовании статистических методов аналитических данных (регрессионные, корреляционные и логико-дискретные зависимости) основана на моделировании закономерностей размещения залежей нефти и газа. Построенные с привлечением подобных расчётов карты прогнозной оценки перспектив нефтеносности отдельных нефтегазосодержащих толщ, и на их основе сводные карты для всего НГБ, позволяют решить задачу оценки потенциальных ресурсов нефти и газа в пределах всего бассейна и наметить зоны высоких запасов в резервуарах осадочного чехла. При изучении мегарезервуаров различных районов мира методами геолого-математического моделирования каждое месторождение описано 99 параметрами (свойствами) [3]. Выделено пять групп свойств, которые характеризуют практически весь разрез продуктивной толщи – её нефтесодержащий проницаемый комплекс, отложения, расположенные выше и

ниже по разрезу, а также геотектоническую обстановку. Очевидно, что наибольшую информативность среди рассмотренных групп свойств имеет характеристика нефтесодержащего коллектора, а далее по значимости следуют тектоническая обстановка и толщина, подстилающая коллектор. Количественный прогноз нефтеносности проводится также по данным *битуминологических исследований*. В основе прогноза – картирование нефтепроизводящих отложений и оценка их нефтепроизводящего потенциала. В многочисленных работах конца прошлого столетия и в последующих современных работах, основанных на детальном геохимическом исследовании ОБ, битумоидов и нефтей, публикуются карты количества УВ, эмигрировавших с 1 км² нефтепроизводящей толщи различных нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского и других НГБ России и карты генерации УВ, которые востребованы в текущих условиях поисков крупных месторождений нефти и газа.

Классификационные атрибуты мегарезервуарных скоплений

Представляется, что понятие мегарезервуара, рекомендованное учёными-классиками, несколько устарело в связи с открытием месторождений нефти и газа в нетрадиционных коллекторах. И в этих условиях не всегда соблюдается это, казалось бы необходимое условие существование резервуара УВ – наличие ёмкости-коллектора и покрышки, т.к. площади мегарезервуаров имеют более широкий охват, объединяя и нефтесборные территории, содержащие отложения, генерирующие УВ и их аккумулирующие (сланцевые формации, битумные пески и т.д.).

Крупные и гигантские по запасам скопления УВ могут накапливаться в различных природных мегарезервуарах [4]: 1) в традиционных коллекторах; 2) в нетрадиционных коллекторах, аккумулирующих промышленно-важноносные тяжелые нефти и природные битумы; 3) в нетрадиционных низкопоровых коллекторах сланцевых формаций, 4) в мегарезервуарах разуплотнённых коллекторов толщ фундамента (рис. 1).

Анализ особенностей накопления в мегарезервуарах осадочного чехла гигантских и уникальных по запасам скоплений нефти и газа объясняется рядом благоприятных геодинамических, лито-фациальных и геохимических

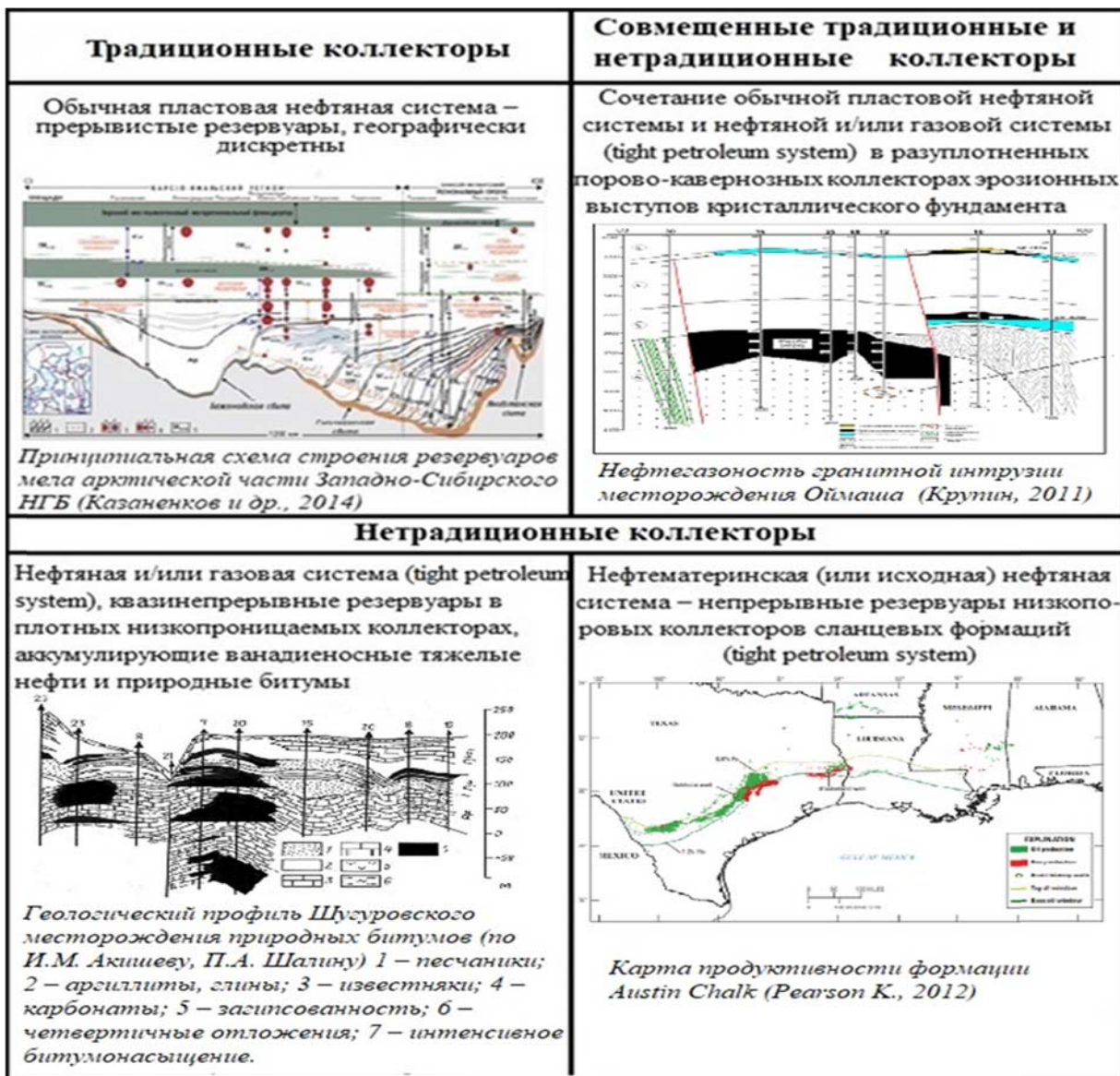


Рис. 1. Схема-модель мегарезервуаров в традиционных и нетрадиционных коллекторах

факторов процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей. Большое значение при этом придаётся и объёму пород осадочного выполнения и площади НГБ. Самые крупные мегабассейны по этим параметрам, такие как Арабо-Персидский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский являются наиболее богатыми и по запасам УВ сырья [5]. Так, только на мегабассейны Персидского залива и Западно-Сибирского региона приходится 95,3 млрд т нефти (85% запасов всех месторождений-гигантов мира) и 64,7 трлн м³ газа (57,4% запасов гигантских газовых месторождений).

Можно привести много примеров скоплений с гигантскими запасами УВ в **традиционных коллекторах**. Таковыми являются залежи ниже-среднеюрских, верхнеюрских и меловых отложений (верхний продуктивный нефтегазоносный комплекс) Надым-Пур-Тазовского междуречья северных регионов Западно-Сибирского НГБ, наиболее нами изученные в плане масштабности скоплений [4, 5].

Скопления **битумных песков и тяжёлых окислённых гипергеннопреобразованных высоковязких нефтей**, представляющие, как правило результат естественной деградации исходной традиционной нефти, являются промышленно-ванадиевоносными и рассматриваются как комплексное сырьё добычи УВ и сопутствующих им металлов. Образование скоплений происходит при потере целостности покрывающей породы, что связано со значительной эрозией, созданием несогласий, с разломами и трещинами; в ряде случаев для карбонатных вмещающих пород – с процессами закарстования. Наиболее часто образование таких скоплений приурочено к тектоническим плитам, находящимся в континентальных мультициклических окраинных бассейнах, и к континентальным рифтовым бассейнам.

Прогнозные ресурсы природных битумов в России оцениваются в несколько десятков млрд т (при содержании битумов более 4% вес.). Подавляющая их часть (70%) сосредоточена в Волго-Уральском регионе (главным образом в Республике Татарстан) [6]. Природные битумы почти на всех разведанных месторождениях по консистенции являются жидкими и подвижными. По своей плотности (0,93–1,080 г/см³), углеводородному составу, содержанию серы и редких элементов битумы близки к нефтям среднего карбона, но отличаются высокой вязкостью. В недрах Республики Татарстан залегают более 600 млн т запасов высоковязких нефтей. Эти ресурсы приурочены в основном к терригенным и карбонатным коллекторам с вязкостью до 550 мПа•с (сПз), плотностью – от 850 до 960 кг/м³. По качеству нефти разрабатываемых месторождений преимущественно сернистые, высокосернистые (80%) и высоковязкие (67% остаточных извлекаемых запасов), а по плотности – средние и тяжелые (68% остаточных извлекаемых запасов).

Детальные исследования по трудноизвлекаемым ресурсам Республики Татарстан приведены в многочисленных публикациях и обобщающих монографиях [7 и др.], в которых, в частности, приводятся данные о геолого-геохимических условиях залегания месторождений тяжёлых высоковязких нефтей и природных битумов в основных нефте-битумоносных комплексах пермской системы на территории Татарстана и о составе и свойствах находящихся в них флюидов. Оцениваются и основные направления геологоразведочных работ по природным битумам и тяжелым нефтям до 2030 года.

Сланцевые формации являются мегарезервуарами. В силу своих огромных площадей и высокой насыщенности УВ они обладают гигантскими запасами. Проблема выявления зон расположения и прогноза продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ с их непрерывными резервуарами до настоящего времени остаётся спорной, ввиду того, что нефтесборные интервалы разреза сланцевых формаций не имеют чётких границ. Отмечается [8], что обогащённые органикой радиоляритовые, сланцевые, карбонатные толщи баженовской, доманиковой, хадумской и куонамской свит, выявление залежей в которых является не только геологической, но и технологической задачей, обособляются в особую группу нестандартных ловушек. Установленная связь между нефтенасыщенностью пород и геохимическими показателями даёт возможность прогнозировать интервалы нефтескоплений внутри общей исходно нефтематеринской сланцевой толщи. Именно геохимические методы исследования способны учитывать весь спектр генетических факторов, контролирующих образование месторождений – от очага генерации до ловушки. И именно геохимические методы в данном случае играют важную определяющую роль при оценке их продуктивности.

Огромный интерес к **«фундаментным»** нефтям связан с открытием крупных месторождений во Вьетнаме и Йемене, а также с появлением современных скважинных инструментов, внедрением новых сейсмических методик, с использованием 2D-3D локальной сейсмотомографии и усложнёнными способами бурения [9]. Месторождения Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), Ланкастер (Англия), Оймаша (Казахстан), Ауджила Нафура (Ливия), Набрайя (Йемен), Субан (Индонезия), Ла Пас (Венесуэла) и многие другие с гигантскими запасами, локализованы в трещиноватых гранитных блоках-коллекторах сложного комбинированного типа, массивных, тектонически и эрозионно экранированных, в разуплотнённых порово-кавернозных выступах кристаллического фундамента [9, 10 и др.].

В России к настоящему времени не обнаружено крупных скоплений УВ с большими запасами в залежах фундамента. Можно упомянуть Юрубчено-Тохомское месторождение в Восточной Сибири, в Западно-Сибирском НГБ на Краснотенском своде Рогожниковское месторождение и др. Так, по данным грави- и магниторазведки, а также по материалам сейсморазведки на Рогожниковском месторождении широко развиты многочисленные тектонические нарушения и разломы, разграничивающие крупные блоки фундамента и осложняющие строение чехла. Вдоль разломов происходили движения блоков фундамента с проявлением вулканизма в наиболее активные тек-

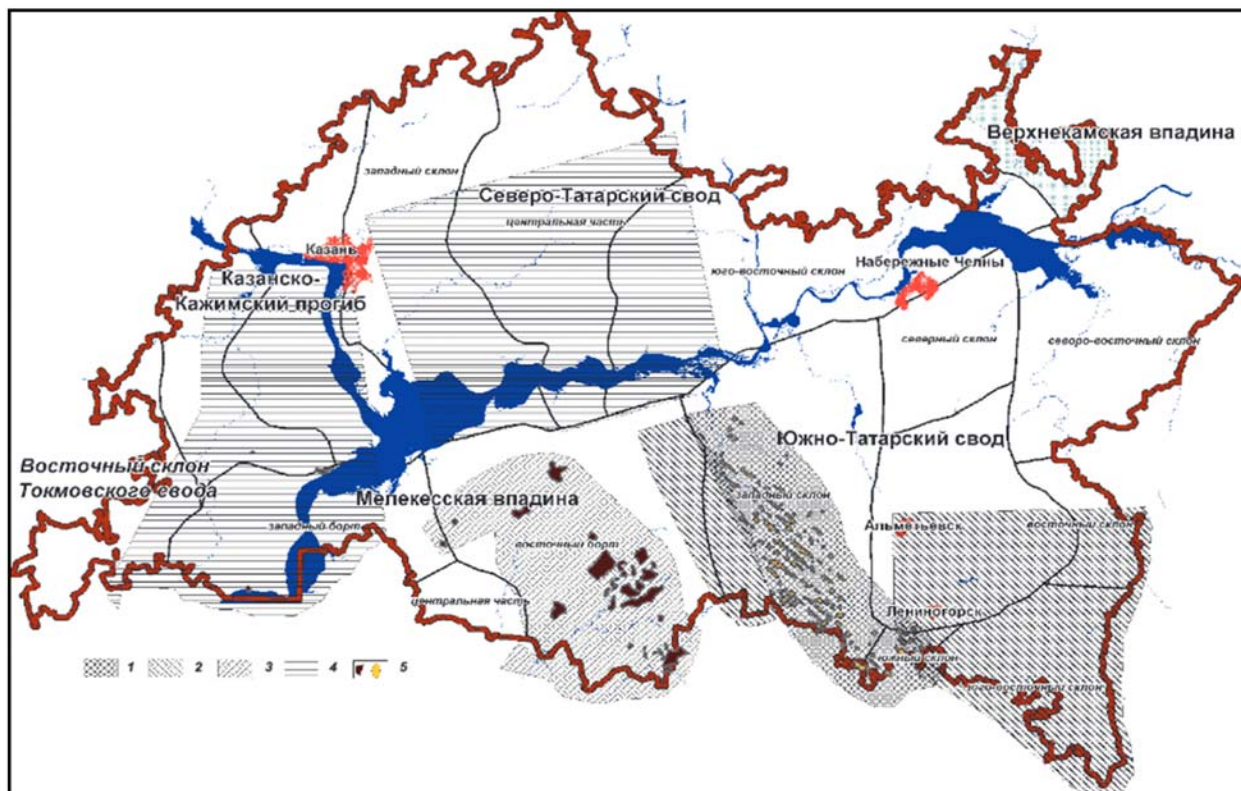


Рис. 2. Очередность проведения геологоразведочных работ по природным битумам и тяжелым нефтям до 2030 г. [7]

тонические этапы триасового времени. Безусловно, необходимо разобраться в причине отсутствия скоплений УВ с большими запасами в отложениях фундамента на территории российских НГБ, которые в геолого-геохимическом плане вполне сопоставимы с зарубежными, например с Кылуонгским бассейном Вьетнама. Представляется, что причины могут быть следующего плана: недостаточно мощная техника бурения; малые глубины забоя скважин по фундаменту; недостаток геологического материала и сейсмических атрибутов; большие запасы в осадочных отложениях, сдерживающие стремление к выявлению и разведке глубинных структур по фундаменту. Над этой проблемой предстоит еще много работать.

Природные факторы, влияющие на масштабность скоплений УВ в мегарезервуарах осадочного бассейна, относимые к четырём выделенным геологическим объектам, мы формулируем следующим образом:

1. Благоприятные сочетания геодинамических, лито-фациальных и геохимических процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей. Для образования подобных месторождений требуются «отличные» нефтематеринские свиты с соответствующими генерационными показателями и значительные объёмы осадочного выполнения бассейна.

2. Восходящие движения в НГБ, как регионального, так и локального плана и активная субвертикальная или восходящая латеральная миграция нефтей по пластам, открытым к зонам гидрогеологической разгрузки, способствуют попаданию нефтей в зоны гипергенеза. Основная движущая сила этих процессов – геодинамическая активность НГБ и первичная высокая нефтегенерация исходных нефтематеринских свит.

3. Определённые тектонические и палеофациальные обстановки морского мелководного или глубоководного бассейна некомпенсированного прогибания с ураганным накоплением ОВ и последующей катагенетической преобразованностью его до стадии нефтяного или газонефтяного окна при влиянии вулканических и гидротермальных процессов.

4. Совмещение больших объёмов разуплотнённых с хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами коллекторов в выступах фундамента и больших объёмов осадочного выполнения и площадей исходных нефтематеринских отложений, способных генерировать большие массы УВ, обтекающие выступы или соседствующие с ними.

Заключение

Для образования мегарезервуаров (месторождений-гигантов) необходимо совмещение благоприятных факторов широкого круга природных процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности скоплений, и все субстанции должны быть мегамасштабными, т.е. совмещение генерации мегамасс УВ с нефтесборных осадочных мегаплощадей, образование природного мегарезервуара-ловушки и надёжной мощной мегапокрышки. Такие процессы подробно проанализированы на примерах Западно-Сибирского и Арабо-Персидского бассейнов. Однако разрыв этой цепочки, сбой процессов формирования залежи нефтяного или газового скопления также может привести к образованию гигантских месторождений. Это – мегарезервуары битумных песков и твёрдых битумов.

При этом необходимы восходящие движения в НГБ, процессы воздымания и тектонических перестроек, способствующие активной субвертикальной или восходящей миграции УВ и выходу их в близповерхностные зоны гипергенного преобразования и биодеградаци. Для формирования мегарезервуаров в фундаменте, кроме больших объёмов разуплотнённых с хорошими фильтрационно ёмкостными свойствами коллекторов, необходимы большие площади исходных нефтематерианских отложений с высокими генерационными свойствами.

При оценке влияния наиболее значимых геолого-геохимических факторов на формирование крупных по запасам месторождений УВ предполагается усилить внимание к изучению: 1) геохимических особенностей исходного органического вещества; 2) условий его захоронения на обширных нефтесборных площадях, способствующих генерации УВ в больших масштабах; 3) геодинамических процессов, приводящих к массивированной аккумуляции УВ в крупные ловушки. Необходимо подчеркнуть, что только комплексный анализ процессов онтогенеза скоплений нефти и газа может ответить на вопрос о возможности формирования мегарезервуаров углеводородов.

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

Литература

1. *Конторович А.Э., Эдер Л.В.* Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2020. – № 5. – С. 8–17.
2. *Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др.* Прогноз месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 350 с.
3. *Вышемирский В.С., Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Миграция рассеянных битумоидов // Труды института геологии и геофизики, вып. 143. Издательство «Наука» Сибирское отделение. Академия наук СССР. – Новосибирск. – 1971. – 167 с.
4. *Пуланова С.А.* Мегарезервуары углеводородов – аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. – 2022. – №. 2. – С.039–051.
5. *Скоробогатов В.А.* Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // «Neftegaz.RU». – 2018. – № 10. – С. 126–141.
6. *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.
7. *Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е. и др.* Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. – Казань: Изд-во «Наследие нашего народа». – 2022, 184 с.
8. *Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др.* Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы, 2017. Спецвыпуск. – Ч. 1. – С. 112–124.
9. *Koning T.* Giant and major-size oil and gas fields worldwide in basement reservoirs: state-of-the-art and future prospects. Georesursy = Georesources, Special issue, 2020. pp. 40–48. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.40-48>.
10. *Пуланова С.А.* Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа // Георесурсы, 2019. – № 4. – Вып. 21. – С. 19–26. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.19-26>

НАБОР ПРОГНОЗНЫХ ПРИЗНАКОВ ДЛЯ ПОИСКА ГЛУБОКИХ УВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ЭМПИРИКА И МОДЕЛЬ

М.В. Родкин

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, rodkin@mitp.ru

SET OF PREDICTIVE FEATURES FOR DEEP HC DEPOSIT SEARCH – EMPIRICAL AND MODEL

M.V. Rodkin

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow

В связи с исчерпаемостью основных запасов углеводородного (УВ) сырья в верхних (до 2–4 км) горизонтах осадочного чехла наблюдается быстрый рост числа открытий и эксплуатации скоплений УВ на больших глубинах. В работах [1, 2] приведен анализ роста числа открытия месторождений УВ на больших глубинах во времени и увеличения добычи из таких месторождений. В настоящее время на глубинах более 4,5 км разрабатываются более 1000 УВ месторождений, их извлекаемые запасы нефти составляют около 7% от всего объема запасов, а доля глубинного природного газа ещё выше – до четверти общих запасов. Наибольшего развития добыча из глубоких горизонтов получила в США (район Мексиканского залива) и в Китае (Таримский, Джунгарский, Ордосский, Сычуаньский бассейны). По данным [3], среди НГБ с глубокими залежами УВ наиболее типичны бассейны предгорных впадин (около 40%) и пассивных континентальных окраин (25%), остальные типы бассейнов встречаются реже. По данным [4], уникальные и гигантские по запасам нефти и газа зоны глубокого нефтегазоаккумуляции имеют место и в Евразии. Наиболее перспективными считаются область Ромашкинского мега-месторождения (юго-восточная часть Волго-Уральского бассейна), а также Предбенисейская и Предпатомская суперзоны нефтегазоаккумуляции. Эти зоны соседствуют с погребёнными прогибами, выполненными многокилометровыми толщами и с крупными палеонадвиговыми структурами.

Расположение глубоких УВ месторождений и тенденция их приуроченности к разломным зонам как бы свидетельствуют в пользу возможности их абиогенного генезиса. Вообще говоря, в последние годы существенно размывается характерное для ещё недавнего прошлого строгое разграничение между сторонниками биогенной и абиогенной модели. В частности, в работе (А.Э. Конторович, 2004) допускается вклад и абиогенных источников в процесс генерации нефтяных УВ, а в работе (А.Н. Дмитриевский, 2008) формулируется положение о полигенезе нефтей. Применительно к глубоким УВ месторождениям встречается утверждение, что существование таких месторождений противоречит биогенной модели нефтегенеза. Однако это не вполне так. Еще в 1967 году Н.Б. Вассоевичем допускалась возможность нефтегазообразования в очень широком диапазоне глубин и температур, в частности, на больших глубинах в условиях относительно пониженных температур. Нижняя граница предполагавшейся им области возможного нефте- и газообразования не противоречит современным данным.

Возникает, однако, вопрос об условиях образования таких нефтеносных структур. Действительно, в рамках классических представлений осадочно-миграционной модели нефтегенеза, осадочные породы попадают на такие большие глубины в результате длительного прогибания земной коры и осадконакопления. Но как в этом случае в таких длительно погружающихся толщах осадочных пород, перекрытых теплоизолирующими толщами более молодых осадков могли сохраниться достаточно низкие температуры? И почему нефтематеринский потенциал этих толщ не был реализован раньше, когда эти породы находились в предпочтительных условиях нефтяного окна на глубинах 2–4 км? Эти вопросы приобрели важный практический смысл в связи с задачами поиска скоплений УВ на больших глубинах.

Выявление важной ресурсной роли глубоких месторождений УВ в общем балансе запасов УВ ставит задачу поиска таких месторождений. Обнаружение таких месторождений в прошлом было во многом случайным, поскольку прогностические критерии, которые ранее вполне успешно использовались при поиске традиционных месторождений УВ, неэффективны в случае глубоких залежей. Отсюда можно и предположить, что таких глубоких месторождений существенно больше, чем выявлено на настоящий момент. Отсюда следует также актуальность поиска прогнозных признаков для поиска глубоких УВ скоплений.

В этой ситуации следует, прежде всего, обратиться к эмпирическим данным по уже выявленным глубоким УВ месторождениям. Практический опыт достаточно определённо указывает на некоторые характерные особенности расположения таких месторождений. Оказывается, что такие месторождения коррелируют с зонами развития глубинной гидрогеохимической инверсии, когда с увеличением глубины наблюдается снижение минерализации подземных вод. Эту особенность даже предлагалось использовать в качестве прогностического признака глубоких отложений УВ [7]. Обращает на себя внимание также ассоциация глубоких месторождений УВ с крупными разломами преимущественно надвигового типа [8, 9]. Отмечалась также связь залежей углеводородов с линейными аномалиями силы тяжести [9]. Перечисленные признаки, как бы лучше согласуются с представлениями о характере глубинного абиогенного нефтегенеза. Но ещё одной характерной особенностью глубоких УВ месторождений являются относительно пониженные значения температурного градиента и, в целом, пониженные температуры района месторождений и увеличение неоднородности теплового потока [2]. Легко видеть, что такие данные по тепловому режиму глубоких УВ месторождений не согласуются с моделью абиогенного нефтегенеза.

Трудно представить такие восходящие глубинные потоки, которые приводили бы к развитию относительно пониженных температур.

Покажем теперь, что эти эмпирически выявленные признаки находят естественную интерпретацию и могут быть детализированы в рамках ранее предложенной модели массивов нефти по схеме проточного неравновесного реактора [10, 11]. После такого подтверждения окажется возможным предложить систему прогностических признаков, указывающих на возможное существование глубоких залежей УВ.

Решение этой проблемы требует обсуждения условий нефтидогенеза, в первую очередь, роли в нём флюидного режима, что и подчеркивается в получившей широкое распространение флюидодинамической модели нефтидогенеза Б.А.Соколова [12]. Развитием и детализацией этой модели является модель массивов нефти по схеме проточного неравновесного реактора [10, 11]. Согласно этой модели, возможность массивов нефти обеспечивается промыванием реакторной области восходящим флюидным потоком и выносом метастабильных компонентов нефти в верхние более холодные горизонты коры, где нефти могут накапливаться в ловушках и длительно сохраняться.

Убедительным свидетельством в пользу этой модели стали результаты корреляционного анализа МЭ состава нефтидов, иных каустобиолитов и других типов горных пород [13, 14 и др.]. Исследование корреляционной связи МЭ состава проб с типовым составом различных горизонтов Земной коры и биоты показало, что восходящий глубинный поток флюидов является типичным и, по-видимому, необходимым условием нефтидогенеза. Вклад нижнекорковых компонентов в МЭ составе нефтидов систематически возрастает по мере трансформации исходного рассеянного органического вещества с образованием битума, затем сырой нефти и продуктов дегградации нефти. При этом данные по УВ месторождениям, особенно более глубоким, свидетельствуют, что в случае этих месторождений соответствующий восходящий глубинный поток флюидов, по-видимому, является результатом реакций дегидратации, и потому имеет низкую минерализацию. А как известно, растворимость нефтей сильно зависит от минерализации вод и возрастает с уменьшением минерализации. Отсюда получаем, что наиболее благоприятные тектонические условия для нефтиобразования возникают в областях глубоких поддвигов, куда рассеянное вещество РОВ подаётся как по ленте конвейера, и где область нефтиобразования промывается потоком восходящих низкоминерализованных вод – продуктов дегидратации в более глубоких частях зоны поддвига. Такая модель нефтидогенеза сочетает в себе предпочтительные аспекты биогенной и абиогенной концепций нефтидогенеза; кроме того, эта модель объясняет процесс концентрации рассеянных углеводородов в месторождениях УВ.

Предположение о том, что залежи УВ, особенно глубокие и сверхглубокие, связаны с глубокими зонами надвигов (поддвигов) в земной коре, даёт возможное решение нескольких загадок процесса нефтиобразования:

– Дисперсная органика подаётся в реакционный объём, расположенный в зонах напора, как по конвейеру. Таким образом, получается объяснение, как концентрируется рассеянное органическое вещество, и почему углеводороды, образующиеся из органического вещества, концентрируются, образуя нефтяные месторождения.

– В зонах надвигов происходят активные процессы дегидратации из-за быстрого погружения больших объёмов первоначально водосодержащих пород. Естественным следствием этого процесса является развитие интенсивных локальных восходящих потоков молодых маломинерализованных вод, являющихся продуктами дегидратации.

– В зависимости от температурного режима, мощности погружающихся блоков земной коры и их осадочного слоя реакции дегидратации и нефтиобразования будут происходить на разных глубинах. В частности, эти реакции будут происходить на меньших глубинах в регионах с более высокими глубинными температурами. В этом мы находим объяснение более тесной связи содержания микроэлементов в нефтях Камчатки с химическим составом средней и верхней коры, а не нижней, как это характерно для подавляющего большинства других нефтеносных бассейнов.

– Зоны глубоких надвигов, где происходит погружение блоков поверхностных пород с низкой температурой, в целом будут характеризоваться более низкими температурами; выше отмечалось, что эта особенность характерна для участков глубоких и сверхглубоких залежей УВ.

– Возможное объяснение можно дать и неожиданно высоким значениям пористости и проницаемости, которые часто встречаются в связи с областями глубоких и сверхглубоких скоплений УВ. Большие значения пористости здесь можно ожидать из-за активных метаморфических процессов, в том числе дегидратации, сопровождающихся увеличением плотности пород, происходящим в результате погружения блоков земной коры в глубокие надвиговые зоны; этот эффект обсуждается в [2].

Изложенная выше модель рассматривает погребённое органическое вещество как основной источник материала для генерации нефти и учитывает значение глубинных тектонических факторов, обеспечивающих возникновение восходящих флюидных потоков низкой солёности, способных эффективно растворять и транспортировать образующиеся углеводороды. Таким образом, данная модель объединяет наиболее предпочтительные компоненты как биогенной, так и абиогенной концепции генезиса нефти.

Для полноты картины, отметим, что возможность возникновения восходящих потоков флюидов и нефтигенерации не ограничивается случаями зон глубоких надвигов (в том числе зон субдукции). Процессы накопления рассеянного органического вещества (ОВ) и изменения ОВ восходящими потоками маломинерализованных флюидов лишь более локализируются, интенсифицируются и концентрируются в зонах глубинных надвигов. Подобные,

но менее концентрированные процессы могут происходить во всех ситуациях, когда происходит быстрое накопление осадочного слоя. Такие процессы могут привести к образованию обычных неглубоких залежей УВ в осадочных бассейнах, не связанных с зонами надвигов.

Предложенная модель объясняет характерные особенности глубоких залежей УВ и, следовательно, на её основе можно предложить затребованные практикой нефтепоисковых работ прогностические критерии для поиска глубоких залежей УВ. Крупномасштабные пояса высокой нефтегазоносности, в частности, аномально глубокой, в рамках предложенной модели будут связаны с современными и древними зонами субдукции (предположительно возрастом до 100 млн лет), а также с передовыми прогибами, также связанными с глубинными надвиговыми структурами. Более точные оценки потенциала УВ могут быть получены в каждом конкретном случае на основе детальных палеотектонических реконструкций, которые позволяют оценить объёмы осадочных пород и рассеянного органического вещества, погружённого в зоны надвигов. Подробные палеомагнитные данные были бы весьма полезны для таких оценок; эти данные в настоящее время не используются в практике разведки нефти и газа.

** Работа выполнена 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, 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» № 122022800270-0.*

Литература

1. Prischeva O.M., Kireev S.B., Nefedov Yu.V. 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. P. 603.
2. Xiong-Qi Pang, Cheng-Zao Jia, Wen-Yang Wang. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. // *Pet. Sci*. 2015. № 12. P. 1–53 DOI 10.1007/s12182-015-0014-0
3. Bai G.P., Cao B.F. Characteristic and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world // *Oil Gas Geol*. 2014. 01: P. 7–19.
4. Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазонакопления платформ Северной Евразии // *Геология нефти и газа*. – 2023. – № 3. – С. 9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24).
5. Конторович А.Э. Эволюция нафтидогенеза в истории Земли. *Геология и геофизика*. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 784.
6. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа / Доклады Академии наук. – Т. 419. – № 3. – 2008. – С. 373–377.
7. Киреева Т.А. (2018). Гидрохимические особенности вод фундамента в связи с нефтеносностью. *Геология нефти и газа*, 1. – С. 95–108.
8. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И. и др. Незазведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // *Геология нефти и газа*. – 2022. – № 3. – С. 7–16.
9. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Черненко А.И. Роль глубинных процессов в формировании углеводородных скоплений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // *Геология нефти и газа*. – 2016. – № 3. – С. 86–101.
10. Родкин М.В. Происхождение нефти: старый спор – новые аргументы. *Наука в России*. – 2004. – № 5. – С. 28–33.
11. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // *Геология нефти и газа*. – 2015. – № 3. – С. 63–68.
12. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // *Вестн. Моск. Ун-та, сер. 4, геология*. – 1996. – № 4. – С. 28–36.
13. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуланова С.А. Об относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей. *Геохимия*. – 2016. – № 11. – 1025–1031.
14. Пуланова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // *Георесурсы*. – 2019. – Вып. 21. – № 3. – С. 14–24. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОЙ НЕЙТРОННОЙ ГАММА СПЕКТРОСКОПИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В.В. Баженов¹, Р.Н. Абдуллин¹, А.И. Имаев¹, С.И. Петров², А.С. Хомяков³, С.Н. Копылов³

¹ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, *vb_ntu@tng.ru*,

²К(П)ФУ, г. Казань,

³ФГУП ВНИИ Автоматики, г. Москва

APPLICATION OF THE METHOD OF PULSED NEUTRAL SCALE SPECTROMETRY TO DETERMINE THE MATERIAL COMPOSITION OF NON-TRADITIONAL COLLECTORS

V.V. Bazhenov, R.N. Abdullin, A.I. Imaev¹, S.I. Petrov², A.S. Khomyakov, S.N. Kopylov³

¹TNG-Group LLC, Buguma, ²Kazan Federal University, Kazan, ³VNII Avtomatika, Moscow

В условиях истощения запасов нефти, научно-исследовательские работы по обоснованию поисково-разведочного бурения на глубокие горизонты, в том числе на фундамент Западно-Сибирской плиты, являются сегодня практически значимой и стратегически необходимой для решения проблемы восполнения минерально-сырьевой базы.

В доюрском комплексе (ДЮК) залежи нефти и газа связаны с коллекторами в самых различных породах: карбонатах, песчаниках, гравеллитах, кремнисто-глинистых толщах, кварц-серицитовых сланцах, базальтах, туфах и гранитах. Выделены также коллекторы по магматическим и метаморфическим породам кислого состава, которые являются наиболее распространёнными в фундаменте плиты.

Коллекторские свойства ДЮК характеризуются большой неоднородностью и относятся к трещинному и трещинно-порово-кавернозному типу (нетрадиционные коллектора). Многокомпонентный состав ДЮК требует для корректного решения обширного комплекса ГИС, фиксирующего те или иные петрофизические особенности этих пород (плотность, радиоактивность, интервальное время пробега упругой волны, электросопротивление и т.д.). Без комплекса ГИС, нацеленного на фиксацию литологических особенностей пород фундамента, невозможно говорить о достоверном решении задачи литологического расчленения разреза скважин. Метод ИНГКС позволяет вести оценки содержаний углерода, кислорода, водорода, кремния, кальция, железа, хлора и т.д., литологического состава пород. Комплексирование данных расширенного комплекса ГИС с ИНГКС позволит корректно оценить вещественный состав пород.

Обработка данных каротажа проводится с помощью программного обеспечения MW. В нем осуществляется предварительная обработка данных, включающая определение энергетической шкалы спектров, введение поправок за наложение и мёртвое время, получение «чистых» спектров ГИНР и ГИРЗ, разложение измеренных спектров ГИНР и ГИРЗ на спектры элементов породы с весовыми коэффициентами по каждому элементу относительно базовых значений и определений K, Th и U. Эта процедура полностью автоматизирована. В выходном las-файле содержатся «отклики» элементов C, O, H, Cl, Si, S, Ca, Mg, Gd, Fe, Al и др., интегральные параметры по ГИНР и ГИРЗ, массовые доли K, Th, U.

Для преобразования «откликов» (относительные содержания элементов) в абсолютные массовые доли применяется геохимическая модель оксидов. Модель основана на допущении, что сумма всех оксидов в матрице породы равна единице. Осадочные минералы и метаморфические породы, за немногим исключением, являются оксидами [3].

Расчёты проводятся по формулам:

$$F * \sum X_i * \frac{Y_i}{S_i} = 1 \quad (1)$$

$$W_i = F * \frac{Y_i}{S_i} \quad (2)$$

где F – коэффициент пропорциональности; W_i – абсолютный процент сухого веса; S_i – чувствительность измеряемого спектра элемента; X_i – коэффициент ассоциации оксида; Y_i – измеренный спектральный выход гамма-излучения («отклик» элемента).

Как видно из формул (1) и (2), для определения абсолютного процента сухого веса элемента, кроме результата разложения спектра (Y_i), необходимо знать два дополнительных параметра S_i и X_i . Коэффициент (X_i) определяется по справочным данным оксидов, преобладающих в породе (табл. 1).

Коэффициент (S_i) является метрологическим параметром, который определяется по моделям горных пород, априорных данных, а наиболее достоверно по рентгенофлуоресцентному анализу образцов керна.

Считаем, что необходима библиотека всех нетрадиционных объектов с проведёнными керновыми исследованиями рентгенофлуоресцентного анализа (РФА).

В районе проведения исследований ИНГКС (аппаратурой АИНК89-С2) по данным [1], палеозойские породы представлены следующими оксидами (табл. 2).

В процессе интерпретации комплекса ГИС с ИНГКС Заказчик предоставил информацию об оксидах, полученных при РФА керна по одной из соседних скважин, вскрывших фундамент. Средние массовые содержания выглядели следующим образом SiO₂ – 58,6%, Al₂O₃ – 15,8%, Fe₂O₃ – 8,36%, CaO – 2,04%, MgO – 1,52%, Na₂O+K₂O – 3,72%.

На рис. 1 приводятся результаты комплекса ГИС с ИНГКС и ЯМК. Стратиграфически ЮК-5-PZ. Границей между осадочной толщей и фундаментом в данном случае выступает угольный пласт на глубинах 3188–3189,5 м.

Соотношение элементного состава в минералах [2]

Минерал	Al	C	Ca	Fe	K	Mg	Mn	Na	S	Si
Кварц	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.467
Ортоклаз	0.097	-	-	-	0.141	-	-	-	-	0.303
Альбит	0.103	-	-	-	-	-	-	0.088	-	0.321
Анортит	0.194	-	0.144	-	-	-	-	-	-	0.202
Мусковит	0.191	-	-	0.013	0.078	0.001	0.001	0.005	-	0.212
Биотит	0.06	-	0.002	0.136	0.072	0.077	0.003	0.004	-	0.182
Кальцит	-	0.120	0.4	-	-	-	-	-	-	-
Доломит	-	0.130	0.217	-	-	0.132	-	-	-	-
Каолинит	0.204	-	0.001	0.008	0.001	0.001	-	0.001	-	0.210
Иллит	0.132	-	0.005	0.048	0.045	0.012	-	0.004	-	0.249
Смектит (вл.)	0.07	-	0.007	0.015	0.006	0.015	-	0.008	-	0.205
Смектит (сух.)	0.091	-	0.013	0.02	0.006	0.02	-	0.007	-	0.264
Хлорит	0.1	-	0.001	0.23	-	0.07	0.001	-	-	0.114
Глауконит	0.044	-	0.005	0.155	0.059	0.021	-	0.001	-	0.231
Уголь	-	0.795	-	-	-	-	-	-	0.04	-
Анкерит	-	0.116	0.194	0.162	-	0.035	0.027	-	-	-
Сидерит	-	0.104	-	0.482	-	-	-	-	-	-
Пирит	-	-	-	0.466	-	-	-	-	0.535	-
Гематит	-	-	-	0.699	-	-	-	-	-	-
Гипс	-	-	0.233	-	-	-	-	-	0.190	-
Ангидрит	-	-	0.294	-	-	-	-	-	0.240	-

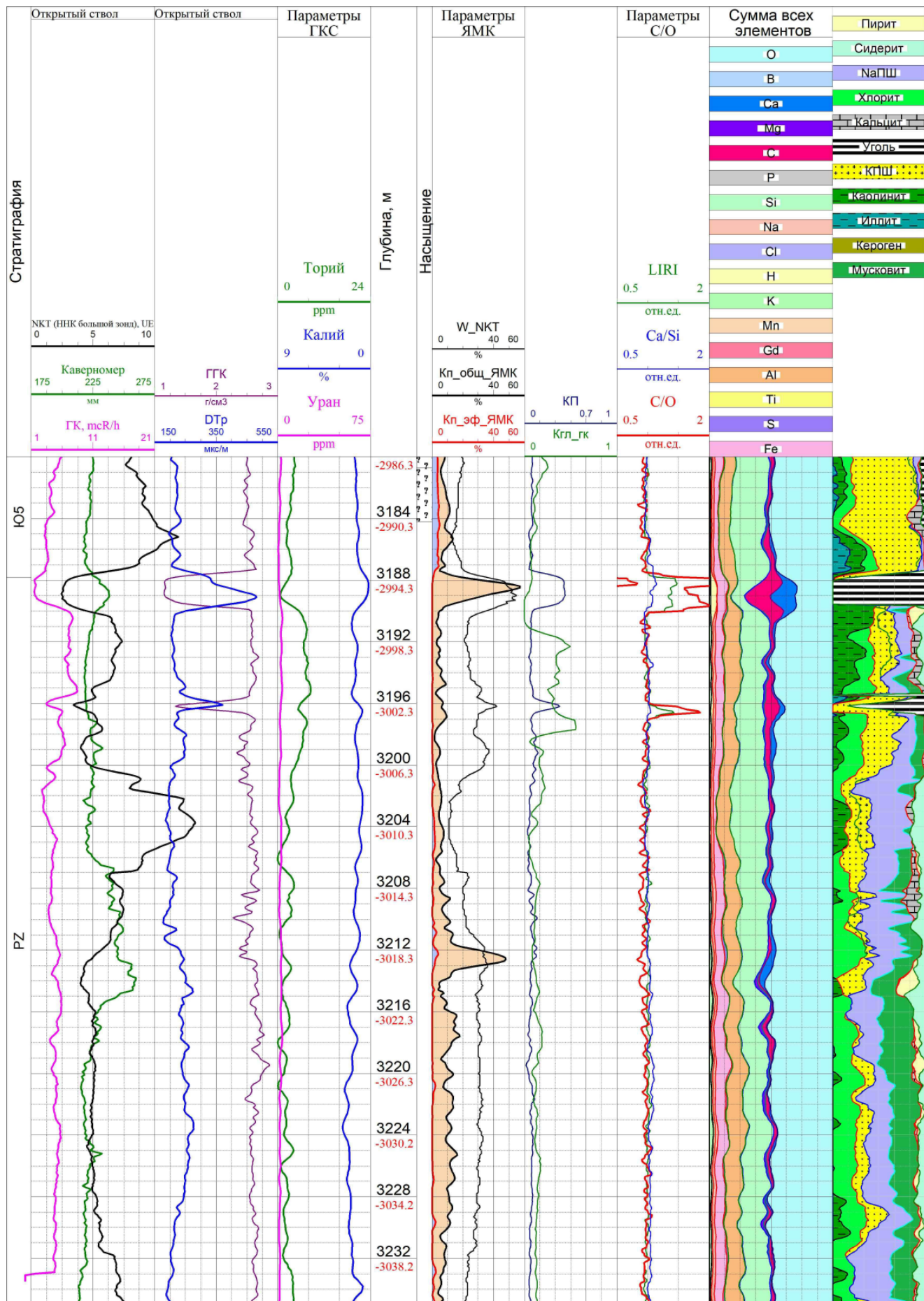


Рис. 1. Результаты ГИС, включающие данные метода ИНГКС

Содержание оксидов в твёрдой фазе пород палеозоя

№	Оксид	Массовое содержание, %		
		Минимум	Максимум	Среднее
1	Потери при прокаливании	0.5	42.6	7.6
2	SiO ₂	2.8	91	51.2
3	Al ₂ O ₃	0.04	27.6	12.3
4	Na ₂ O+K ₂ O	0	8.5	1.9
5	CaO	0.1	50.2	6.9
6	MgO	0	37.4	8.2
7	Fe ₂ O ₃	0.5	28.63	8.4

Углеродсодержащий пласт прослеживается в теле фундамента ниже на глубине 3196 м. Против этих пластов повышенные показания C/O и C. По данным ЯМК значимая эффективная пористость заканчивается в осадочной толще и практически отсутствует в ДЮК. Хотя имеет место наличие восходящей миграции УВ (индикаторные элементы U и Al₂O₃ имеют аномально низкие концентрации в зонах разуплотненных коллекторов).

Полученный элементный состав пород пересчитан в литологический состав в системе информационного обеспечения ГИС «Techlog» компании Шлюмберже. Средние массовые содержания оксидов в твердой фазе ДЮК, полученные по материалам рассматриваемой скважины: SiO₂ – 45,1%, Al₂O₃ – 12,2%, Fe₂O₃ – 7,06%, CaO – 2,03%, MgO – 0,08%, Na₂O+K₂O – 3,1% совпадают со средними значениями в табл. 2, что свидетельствует о достоверном определении вещественного состава пород в сложнопостроенной метаморфической толще Западно-Сибирской плиты.

Литература

1. Бембель С.Р., Ефимов В.А. Петрофизическая интерпретация геофизических исследований скважин и геологическая модель объекта, сложенного метаморфическими породами// Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы, 2015. Сборник статей/Сост. Б.Н. Еникеев. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. – С.96–116.
2. Копылов С.Н., Соколов С.В., Хомяков А.С., Басыров М.А., Зырянова И.А., Гильманов Я.И. Программное и методическое обеспечение аппаратуры АИНК-ПЛ/НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. 2024. – Вып. 2 (328). – С.43–65.
3. Radtke R.J. et al. A New Capture and Inelastic Spectroscopy Tool Takes Geochemical Logging to the Next Level// SPWLA 56th Annual Logging Symposium. One Petro, 2012.

КОМПЛЕКСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СИСТЕМ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И СОВРЕМЕННОГО КОМПЛЕКСА ГТК

Н.К. Каюров

ООО НППГА «Луч», г. Новосибирск, kayurovnk@looch.ru

COMPREHENSIVE DRILLING SUPPORT USING DOMESTIC LWD SYSTEMS AND A MODERN MUD LOGGING COMPLEX

N.K. Kayurov

SPE LOOCH, Novosibirsk, kayurovnk@looch.ru

Аннотация. Компания НППГА «Луч» с 2012 года занимается серийным производством систем каротажа в процессе бурения ЛУЧ-М и развитием методов расширенного анализа данных геолого-технологического контроля и газового каротажа. Совмещение данных методов исследования позволяет получить оптимальное количество данных для исследований при эксплуатационном и разведочном бурении.

Ключевые слова: каротаж в процессе бурения, геолого-технологический контроль, газовый каротаж, сопровождение бурения, импортзамещение.

Базовый состав системы включает в себя классическую triple-combo сборку в составе модулей инклинометра, гамма каротажа (ГК), высокочастотного электромагнитного каротажа (ВИКПБ), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКП) со встроенным акустическим профилемером (АКП), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКт), с верхним расположением гидравлического пульсатора-генератора [1]. Система выполнена в типоразмерах 102, 121 и 172 мм и предназначена для исследований в процессе бурения скважин диаметром 112–250.6 мм. Технические и метрологические характеристики системы ЛУЧ-М были проверены при эксплуатации в самых сложных геологических условиях (зоны АВПД, разломная тектоника, сероводородное проявление и пр.), а также подтверждены независимой экспертизой в ходе заседания ЭТС ГКЗ, где согласовано применение получаемых данных для целей Подсчёта Запасов (рис. 1).

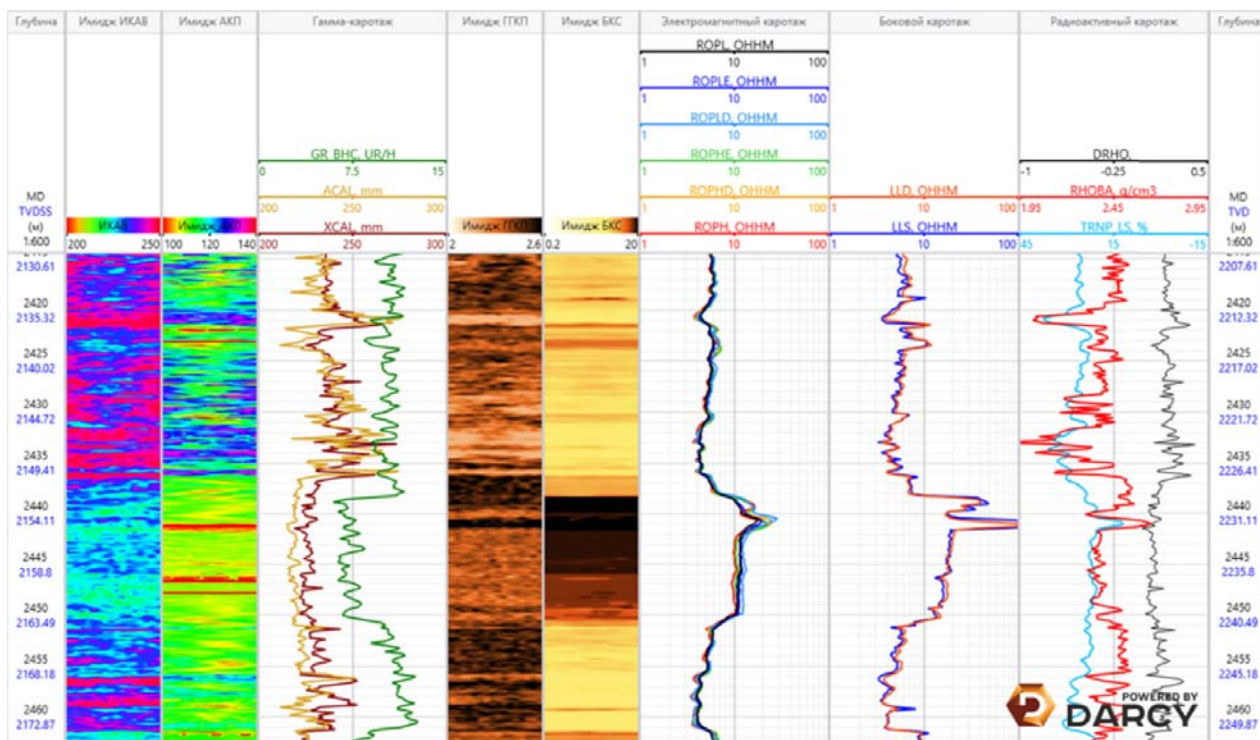


Рис. 1. Пример планшета данных с системы каротажа в процессе бурения ЛУЧ-М

В ходе «цикла жизни» системы ЛУЧ-М, проходит постоянное расширение линейки модулей, гибко интегрированных в общий комплекс. В первую очередь, это внедрение азимутальных измерений модулей радиоактивного каротажа – гамма каротаж (8 секторов) и гамма-гамма плотностной каротаж (16 секторов), позволяющие как проводить корректировку траектории в процессе бурения, так и проводить структурную интерпретацию и применять методики трёхмерной петрофизической интерпретации. Дополняются эти методы уникальным модулем бокового сканирующего каротажа (БКС), позволяющим получать имидж УЭС околоскважинного пространства высокого разрешения (вертикальное разрешение – 30 мм) в диапазоне от 0.5 до 10000 Омм [2].

Для целей геомеханического моделирования и сопровождения могут быть применены измерения затрубного давления (контроль эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора) и 16 секторная азиму-

тальная профилометрия (контроль овализации ствола скважины для определения направления и коэффициента анизотропии горизонтальных стрессов).

В совокупности с современными методиками и системами геолого-технологического контроля и газового каротажа, а также моделирования технологических и геомеханических параметров, система каротажа в процессе бурения ЛУЧ-М становится уникальным по своей функциональности инструментом для повышения качества и скорости бурения скважин.

С другой стороны, в настоящее время увеличиваются темпы бурения в залежах с трудноизвлекаемыми запасами или в сложных геологических условиях, где интерпретация стандартного комплекса LWD может носить неоднозначный характер. Для уменьшения неопределённости возможно применение расширенного комплекса геолого-технологических исследований, позволяющих дополнить информацию по геологическому составу пород-коллекторов и их насыщению (рис. 2) [3].

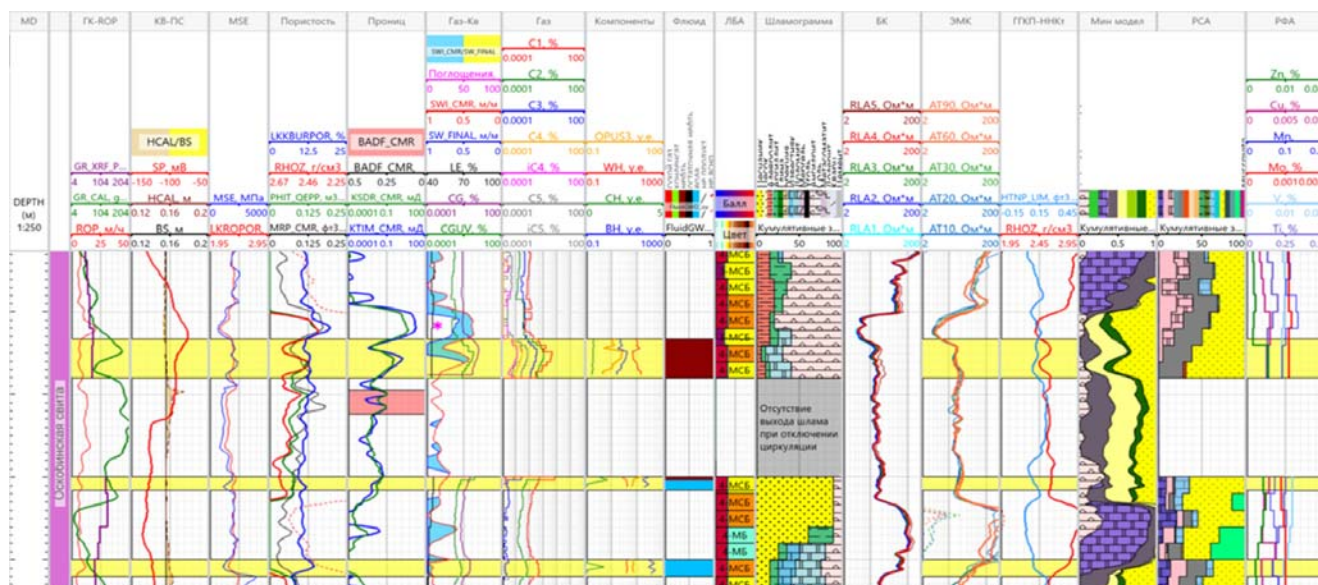


Рис. 2. Пример данных интерпретации расширенного комплекса ГТК в комплексе с расширенным ГИС

В процессе разрушения породы буровым инструментом возникают гидромеханические потери, которые связаны с прочностными и фильтрационно-ёмкостными свойствами. Мощность, которая реализуется на забое, связана с механической скоростью бурения и энергоёмкостью разрушения горных пород или энергией, необходимой для разрушения единицы объёма горной породы. Отношение этих параметров напрямую соотносится с объёмом порового пространства и выражается в параметре «буровой» пористости.

Компенсированный газовый каротаж представляет собой отбор и анализ с высокой частотой газа, извлечённого из бурового раствора, с применением схемы вход-выход, что позволяет проводить исследования при применении бурового раствора на углеводородной основе [4]. При высокочастотном хроматографическом анализе возможно интерпретация для определения коллектора и вещественного состава пластового флюида.

Помимо этого, прямой или косвенной информацией о литологии и насыщению обладают данные расширенного исследования шлама. В первую очередь, это данные о литологическом составе горных пород (элементный и минералогический состав) по данным РСА и РФА, а также данные о концентрации органического вещества, что в совокупности с газовым каротажем и анализом элементов-маркеров несёт маркерную функцию для обнаружения залежей углеводородов.

Литература

1. Еремин В.Н. Проектирование и создание прибора электромагнитного каротажа в процессе бурения // Геодинамика. Геомеханика и геофизика: матер. XIX всерос. конференции. – 2019. – С. 91–92.
2. Каюров Н.К., Петров А.Н., Тейтельбаум Д.В. и др. Внедрение сканирования горных пород околоскважинного пространства в процессе бурения скважин путём измерения удельного сопротивления // Нефть.Газ.Новации. – 2020. – № 6 (235). – С. 14–18.
3. Каюров Н.К., Антонова И.И., Михайлов Д.В. Интегрированная интерпретация данных газового каротажа высокого разрешения и расширенного геологического анализа для сопровождения бурения // Нефть.Газ.Новации. – 2019. – № 2. – С. 24–27.
4. Каюров Н.К., Котлер С.А., Михайлов Д.В., Лукьянов Э.Е. Обеспечение газового каротажа высокого разрешения в процессе бурения // Нефть.Газ.Новации. – 2021. – № 4(245). – С. 40–43.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ И ДОМАНИКОВОЙ СВИТ
ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ КВАЗИНЕПРЕРЫВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Н.П. Кузьмичев

ООО «Нефть XXI век», г. Альметьевск, Kuzmichev-NP@ya.ru

**OPTIMIZATION OF DEVELOPMENT AND EXPLOITATION OF BAZHENOV FORMATION BY
APPLICATION OF SEMICONTINUOUS-OIL EXTRACTION METHODS.**

N.P. Kuzmichev

LLC Neft XXI Century, Almeteyevsk, Kuzmichev-NP@ya.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема механизированной добычи нефти из скважин месторождений сланцевой нефти и месторождений нефти баженовской свиты.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, сланцевая нефть, баженовская свита, доманиковская свита, горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта, механизированная добыча нефти, оборудование для механизированной добычи нефти, непрерывная эксплуатация скважин, кратковременная эксплуатация скважин, эксплуатация скважин с кратковременными паузами, способы квазинепрерывной эксплуатации скважин.

Annotation. The article considers the problem of artificial lift from wells of shale oil fields and oil fields of the Bazhenov formation.

Key words: hard-to-recover oil reserves, shale oil, Bazhenov formation, domanic formation, horizontal well, hydraulic fracturing, artificial lift, artificial lift equipment, continuous well operation, short-term well operation, well operation with short-term pauses, methods of quasi-continuous operation of wells.

Будущее мировой нефтяной отрасли определяется тем, насколько успешно мы научимся разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Наглядным примером этого является «сланцевая революция» в США. В России наиболее привлекательными в ближайшем будущем будут трудноизвлекаемые запасы баженовской и доманиковской свит. Баженовская свита расположена, в основном, на территории Западной Сибири. Доманиковская свита – в Волго-Уральском регионе, в том числе, на территории Татарстана.

По мнению председателя Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрия Шафраника: «Доманик на территории Татарстана более перспективен, чем пермский бассейн США или сланцевый бажен в Тюмени. В Тюмени огромный потенциал, но здесь больше выгоды» [1]. Такое заявление Юрий Константинович сделал в прошлом году на пленарном заседании МНПК-2023 Татарстанского нефтегазохимического форума.

В Татарстане только недавно приступили к изучению доманиковых отложений. Пробурены первые поисково-оценочные и разведочные скважины, в Казанском федеральном университете исследовали углеводородный потенциал доманиковской свиты [1, 2]. К более основательным исследованиям и созданию технологий разработки и эксплуатации месторождений доманиковской свиты, очевидно, приступят после того, как будут отработаны технологии добычи сверхвязких нефтей и природных битумов, по запасам которых Татарстан занимает в России лидирующие позиции (32,5%).

Баженовская свита более изучена [3, 4]. Компанией «Газпром нефть» создан технологический центр «Бажен», получивший в 2017 году статус национального проекта (<https://bazhen.admhmao.ru/>). Технологический центр «Бажен» является отраслевой площадкой (полигоном) взаимодействия ВИНК, производителей, сервисных компаний и инвесторов по созданию новых технологий поиска, разведки, разработки и эксплуатации месторождений нефти баженовской свиты. Достигнуты определённые результаты. Однако, многое ещё предстоит сделать для того, чтобы разработка месторождений баженовской свиты стала рентабельной.

Основное внимание в работе технологического центра «Бажен» уделяется разработке технологий строительства горизонтальных скважин (ГС) и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) [5]. Получены результаты, важные для всей нефтедобывающей отрасли России. Например: 10 июня 2024 года компания «Газпром нефть» объявила о завершении отраслевых испытаний первого российского комплекса оборудования для гидроразрыва пласта (<https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-zavershila-otraslevye-ispytaniya-pervogo-rossiyskogo-kompleksa-oborudovaniya-dlya-gidro/>). Запланировано серийное производство оборудования флотов для гидроразрыва пласта (ГРП). Есть определённые достижения в совершенствовании технологий разработки баженовской свиты и у других Российских ВИНК.

К сожалению, все компании, занимающиеся баженом: «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургут-нефтегаз», уделяют недостаточно внимания разработке новых технологий механизированной добычи нефти для эксплуатации месторождений баженовской свиты. А, как известно, расходы на подъём жидкости из скважин составляют одну из основных статей затрат и, в значительной степени, определяют себестоимость добычи нефти, а, значит, рентабельность нефтяного бизнеса. Также известно, что, если при составлении технико-экономического обоснования проекта разработки конкретного месторождения выясняется, что проект, при использовании существующих техники и технологий добычи нефти, нерентабелен, то принимается решение о нецелесообразности

разработки данного месторождения. Поэтому, разработке инновационных технологий механизированной добычи нефти на месторождениях баженовской свиты следует уделять больше внимания.

Пожалуй, в настоящее время наиболее значимые работы, посвящённые рациональной эксплуатации скважин баженовской свиты механизированным способом, проведены специалистами компании «Газпром нефть» и ассоциированными с ней структурами. О такой работе, например, сообщается в статье коллектива авторов «Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баженовской свиты», опубликованная в корпоративном журнале «Газпром нефти» «ПРОНЕФТЬ» [6], и аналогичная статья тех же авторов «Мировой опыт добычи сланцевой нефти и возможности для бажена и российских производителей оборудования», опубликованная в журнале «ROGTEC» [7]. Ещё одной подобной является статья «Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяжённым горизонтальным стволом и многостадийным ГРП» [5].

При разработке и эксплуатации месторождений сланцевой нефти США, отмечается такая их характерная особенность, как значительное снижение дебита уже в течение первого года эксплуатации скважин [8]. Типовая зависимость дебита скважин месторождений сланцевой нефти от времени эксплуатации, с необходимыми численными данными, приведена на рис. 1. На протяжении всего жизненного цикла скважин (ЖЦС) дебит скважин снижается кратно.

Как выяснилось при проведении исследовательских работ на Пальяновском полигоне и практической реализации Салымского проекта, такая же особенность наблюдается и при разработке месторождений баженовской свиты [5, 6, 7]. В работе [5] приведены следующие данные: «При вводе в работу скважин с ГС и МГРП баженовской свиты на режиме фонтанирования стартовые дебиты могут достигать до 150–200 м³/сут., но в течение первых 6–12 месяцев падают до 50–70 м³/сут. и ниже в связи со снижением избыточного пластового давления, а также частичной деградацией трещин ГРП». Динамика снижения дебита скважин месторождений баженовской свиты приведена на рис. 3.

Вследствие указанной особенности, при эксплуатации месторождений сланцевой нефти на протяжении всего ЖЦС приходится менять не только типоразмеры нефтедобывающего оборудования, но и их типы, т.е. использовать принципиально отличающееся оборудование [8]. Какое именно нефтедобывающее оборудование применяют сланцевые нефтяные компании США, показано на рис. 2. В связи с небольшой продолжительностью ЖЦС, оборудование приходится менять довольно часто, до того, как оно износится физически и откажет. Кроме того, при переходе с одного способа добычи нефти на другой, приходится, более или менее значительно, менять и промышленную инфраструктуру.

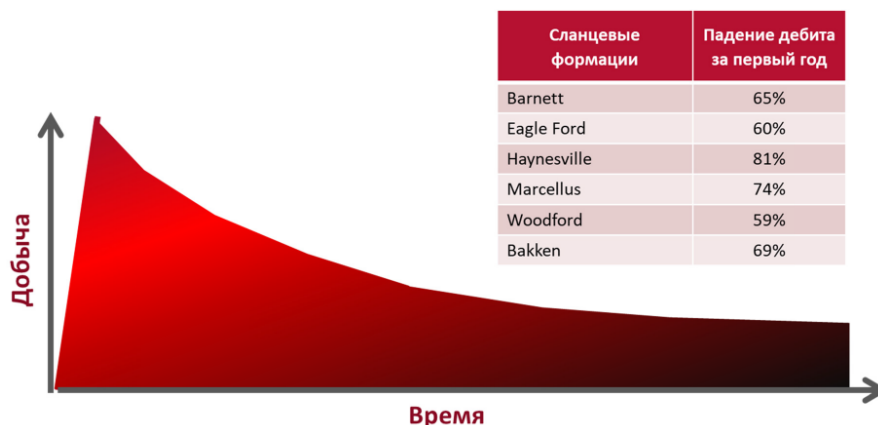


Рис. 1. Динамика падения дебита скважин на основных месторождениях сланцевой нефти США [8]



Рис. 2. Изменение способов добычи нефти в течение ЖЦС на месторождениях сланцевой нефти США [8]

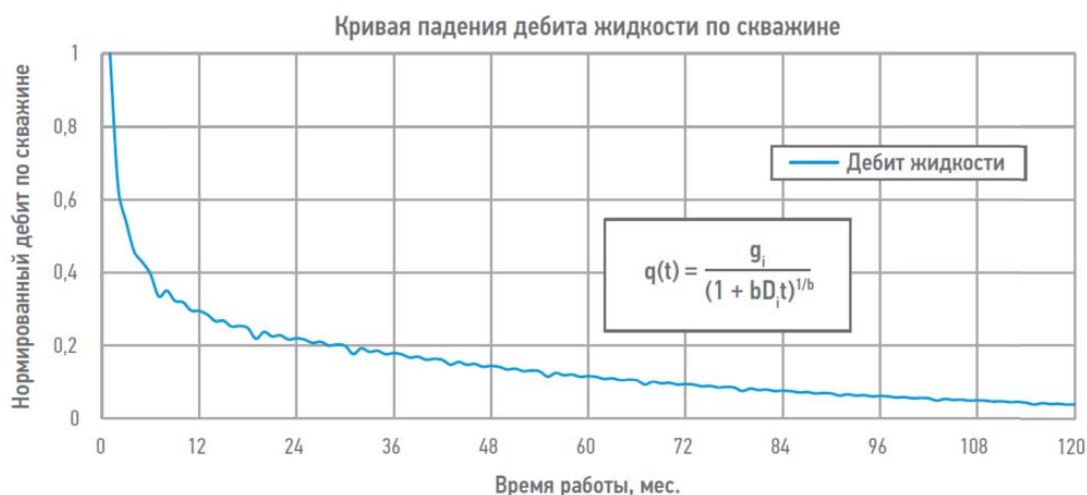


Рис. 3. Динамика снижения дебита скважин месторождений баженовской свиты [5]

На нерациональность такого подхода, приводящего к ошутимому увеличению себестоимости добычи сланцевой нефти было указано в докладе автора данной работы, сделанном на МНПК-2015 в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума [9] и в статье «КЭС – эффективный способ эксплуатации месторождений «сланцевой нефти», опубликованной в том же году в журнале ROGTEC [10]. В них было предложено после окончания фонтанирования скважин, применять способ кратковременной эксплуатации скважин (КЭС). Основой данного предложения послужило такое достоинство КЭС, как возможность кратного изменения средней производительности УЭЦН без проведения подземного ремонта скважины (ПРС) для смены типоразмера насосной установки. Эта особенность была отмечена автором в своих работах по КЭС, в частности, в прошлом году здесь в Казани, в докладе на МНПК-2023 [11]. Благодаря применению КЭС можно значительно снизить себестоимость добычи сланцевой нефти.

Как уже было отмечено выше, быстрое и значительное падение дебита скважин свойственно не только месторождениям сланцевой нефти, но и месторождениям баженовской и, очевидно, доманиковой свиты. Поэтому, целесообразность использования КЭС при разработке и эксплуатации указанных месторождений очевидна.

Тем не менее, в статье «Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баженовской свиты» [6], опубликованной в 2021 году, т.е. через 6 лет после публикации работ [9], [10], нет даже упоминания о КЭС. Сложно предположить, что при подготовке к такой серьезной и ответственной работе, как отработка технологий механизированной добычи нефти баженовской свиты в рамках национального проекта «Баженов», исполнители не провели тщательного информационного поиска по определению современного уровня развития соответствующей области науки и техники. Тем более, что по состоянию на октябрь 2023 года в «Газпром нефти» КЭС использовалась на 61% скважин [12]. Логично предположить, что в 2020 году доля таких скважин была не менее 50% и КЭС была хорошо известна специалистам «Газпром нефти», связанным по роду деятельности с механизированной добычей нефти.

Подтверждением данного факта является статья «Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяженным горизонтальным стволом и многостадийным ГРП» [5], опубликованная в 2022 году. В ней КЭС (в «Газпром нефти» её называют ПКВ – периодические кратковременные включения) уделено значительное внимание и рекомендовано применять КЭС при эксплуатации скважин баженовской свиты, но с определёнными ограничениями. Так, в статье сказано: «На текущий момент основным видом мех. добычи при эксплуатации низкодебитных скважин с ГС и МГРП, работающих на баженовскую свиту, является ЭЦН в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ)».

Т.е. авторы работы рекомендуют применять КЭС только тогда, когда скважины перейдут в разряд «низкодебитных». Не совсем понятно, что имеется в виду под определением «низкодебитные» скважины. Общепринятым считается термин «малодебитные», т.е. скважины с дебитом менее 20 м³/сут. Среднедебитными считаются скважины с дебитом от 20 до 80 м³/сут., высокодебитными – более 80 м³/сут. Автор КЭС со времени её появления в 2005 году рекомендует использовать КЭС, как на малодебитных, так и на среднедебитных скважинах. И если авторы статьи [5] имеют в виду под «низкодебитными», как малодебитные, так и среднедебитные скважины, то они, несомненно, правы.

Далее авторы статьи [5] сообщают: «Так как дебит в скважине практически постоянно снижается (после проведения ВНР), режим ПКВ изменяется с течением времени и подбирается под текущие параметры скважины». Т.е., по утверждению авторов, скважины с КЭС требуют постоянного внимания со стороны персонала НК. Но, на самом деле, этого не требуется, потому что, с момента появления КЭС в 2005 году, её автор рекомендует применять режим стабилизации забойного давления, который при КЭС легко осуществляется автоматически. В этом режиме, отборы жидкости из скважины всегда осуществляются в соответствии с её текущей продуктивностью.

Вслед за предыдущим утверждением, в статье [5] следует: «При этом режим работы в ПКВ обычно подбирается таким образом, чтобы общий период ПКВ был равен 30–60 минутам. В этом случае в скважине постоянно наблюдается нестационарный режим течения». Данное заявление не соответствует действительности и свидетельствует о том, что исполнители рассматриваемой работы недостаточно хорошо представляют себе характер процессов, происходящих в пласте и скважине при КЭС. Проявляет себя стереотип понимания течения процессов в пласте и в скважине при непрерывной эксплуатации скважин (НЭС), когда вся газожидкостная смесь (ГЖС) последовательно попадает из пласта в скважину, далее в насос и по колонне НКТ – на устье скважины. Жидкость (нефть) в межтрубном пространстве скважины над приёмом насоса при НЭС неподвижна.

При КЭС, ГЖС в межтрубном пространстве скважины всегда находится в движении. При откачке, когда УЭЦН включена, ГЖС в межтрубном пространстве скважины над приёмом насоса движется вниз, при – накоплении вверх. При откачке, большая часть жидкости (накопленной) попадает на приём насоса сверху, меньшая – снизу: из пласта. Мгновенная производительность УЭЦН гораздо больше дебита скважины. И при откачке, и при накоплении ГЖС ниже приёма насоса всегда движется вверх со скоростью соответствующей дебиту скважины. Соответственно, приток ГЖС из пласта в скважину также идёт непрерывно и с одинаковой скоростью.

Характер процессов в пласте и стволе скважины под приёмом насоса при КЭС полностью соответствуют таковым при НЭС, за исключением небольшой девиации скорости потока ГЖС, вызванной незначительными колебаниями забойного давления и давления в призабойной зоне пласта. Процессы в пласте и нижней части скважины при КЭС – СТАЦИОНАРНЫЕ, как и при НЭС. Это, достаточно наглядно отражено в классификации способов эксплуатации скважин, приведённой в докладе [11] на МНПК-2023 (рис. 4). КЭС – квазинепрерывный способ эксплуатации скважин.

На основании изложенного можно сделать вывод, что вся дальнейшая информация об исследованиях, приведённая в статье [5], неактуальна, т.к. основывается на неверном представлении о процессах, происходящих в пластах и скважинах при КЭС. По этой же причине, теряют свою актуальность приведённые в статье выводы и рекомендации. Например, такая рекомендация: «Согласно проведённым ранее исследованиям по перспективным методам мех. добычи на скважинах баженовской свиты с ГС и МГРП [17, 36, 37], одним из основных развивающихся методов будет использование ЭЦН с расширенной рабочей зоной, позволяющим в постоянном режиме работать при различных дебитах на скважинах». Результатами следования такой рекомендации будут:

- снижение дебитов скважин из-за образования вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ);
- неустойчивая работа УЭЦН из-за срывов подач вследствие высокого содержания свободного газа на приёме насоса при высоком газовом факторе (ГФ);
- снижение межремонтного периода (МРП) скважин из-за высокой концентрации взвешенных частиц (КВЧ), вследствие повышенного выноса мехпримесей и проппанта из пласта в скважину;
- снижение МРП из-за отложения солей и проявления других осложняющих эксплуатацию скважин факторов. При КЭС таких осложнений не будет. Кроме того, данная рекомендация, направленная на снижение количества ПРС по смене способа механизированной добычи на скважинах, не снимает проблему увеличения количества ПРС по смене типоразмера УЭЦН.

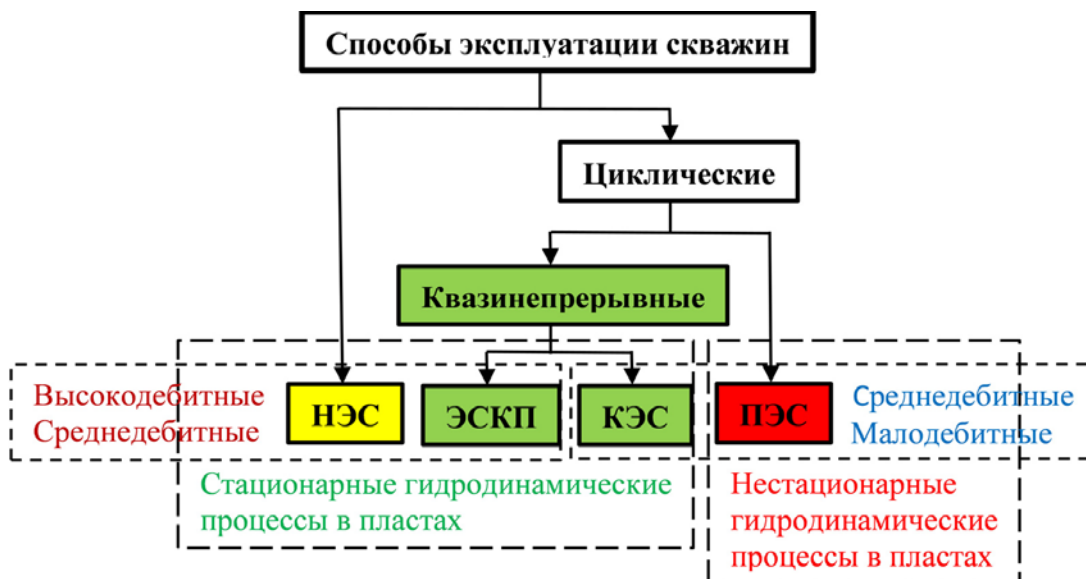


Рис. 4. Классификация способов эксплуатации скважин

Несмотря на отдельные неточности, в целом, следует признать работу, описанную в статье [5], полезной и ценной для отработки технологий разработки и эксплуатации месторождений баженовской свиты. Например, не подлежит сомнению рекомендация по плавному выводу на режим (ВНР) скважин месторождений баженовской

свиты на стадии фонтанирования, для предотвращения деградации трещин ГРП. Её можно распространить и на стадию механизированной добычи.

В дополнение к указанной работе, можно рекомендовать, после того как, пластовое давление спустится ниже гидростатического, переводить скважины месторождений баженовской свиты на механизированную добычу, применяя способы квазинепрерывной эксплуатации скважин (КНЭС) [11]. В идеальном случае, такое решение позволит, плавно переходя от эксплуатации скважины с кратковременными паузами (ЭСКП) на КЭС, одним комплектом оборудования отработать весь ЖЦС. Если добывающее оборудование и придётся менять, то только по причине его выхода из строя.

Кроме экономии на снижении стоимости оборудования и снижении затрат на проведение ПРС, применение КНЭС позволяет решать некоторые технологические проблемы эксплуатации ГС, например: ликвидацию водяных, газовых, песчаных и пропантовых пробок в горизонтальном участке ствола скважин. За счёт значительного превышения производительности УЭЦН над дебитом скважин, можно периодически или по мере надобности, производить технологические операции по промывке горизонтальных стволов скважин и удаления пробок, путём интенсивного отбора ГЖС из скважин, после остановки УЭЦН на относительно непродолжительное время для накопления жидкости в скважине. Данное решение позволит увеличить объёмы добычи нефти за счёт устранения эффекта снижения дебита скважин, из-за образования водяных, газовых, песчаных и пропантовых пробок. Кроме этого, возможность плавного снижения отборов жидкости из скважин путём реализации при КНЭС режима стабилизации забойного давления, позволит увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН), который на месторождениях баженовской свиты пока ещё невелик.

На основе анализа [13] пластовых характеристик (табл. 1) и физико-химических показателей нефтей баженовской свиты (табл. 2), можно прийти к заключению, что скважины всех месторождений баженовской свиты можно, без каких-либо ограничений эксплуатировать с помощью УЭЦН. Соответственно, нет никаких препятствий на применение на них КНЭС.

Таблица 1

Пластовые характеристики залегания баженовской нефти регионов [13].

Пластовые характеристики	Томская область	ХМАО	ЯНАО
Температура пласта, °С	94,44	82,00	73,49
Давление пласта, МПа	27,27	23,97	29,56
Термобарический коэффициент, °С/МПа	3,46	3,42	2,29
Проницаемость, мкм ²	0,14	0,15	0,24
Пористость, %	16,31	19,27	20,44

Таблица 2

Средние значения физико-химических показателей нефтей баженовской свиты регионов Западной Сибири [13]

Физико-химические показатели	Томская область	ХМАО	ЯНАО
Плотность, г/см ³	0,8434	0,8554	0,8231
Вязкость при 20°С, мм ² /с	8,07	21,68	7,58
Содержание серы, мас. %.	0,59	1,02	0,19
Содержание парафинов, мас. %	4,48	3,39	4,74
Содержание смол, мас. %	6,44	7,83	3,20
Содержание асфальтенов, мас. %	1,45	1,94	0,27
Газосодержание в нефти, м ³ /т	91,11	83,87	163,10

Кроме чисто технических вопросов, хотелось бы обсудить проблему, которая отчётливо проявилась при рассмотрении указанных выше работ [5, 6, 7]. Данную проблему можно назвать «заговором молчания» в отношении КЭС. Она заключается в том, что специалисты НК внедряют КЭС самостоятельно, без консультаций с её автором. Из-за отсутствия знаний о «ноу-хау», допускается много ошибок при подборе оборудования, выборе режимов его работы и выборе режимов эксплуатации скважин. В результате получаемых неудач, делаются неверные выводы о надёжности оборудования при КЭС, о невозможности решения с помощью КЭС тех или иных технологических задач. Тратятся лишние средства, НК недополучают выгоду от внедрения КЭС.

Одним из проявлений рассматриваемой проблемы является то, что КЭС в разных НК называют по-разному: ПКВ – периодические кратковременные включения, УПР – условно-постоянный режим, КПП – кратковременный периодический режим, кратковременная периодическая работа, ДАР – дискретно-адаптивный режим и даже ПЭС – периодическая эксплуатация скважин, что в корне неверно (рис. 4). Это приводит к разночтениям и недопониманию в общении специалистов при рассмотрении задач, связанных с применением КЭС.

Ранее данное явление можно было объяснить нежеланием НК раскрывать факт нарушения прав на интеллектуальную собственность [14]. Сейчас такой необходимости нет. Указанный патент прекратил своё действие без

права восстановления [14]. Поэтому, целесообразно перейти на единообразное, данное автором название: «КЭС – кратковременная эксплуатация скважин».

Негативные проявления рассматриваемой проблемы можно продемонстрировать на характерном примере последствий «заговора молчания». В 2009 году, при проведении опытно-промысловых испытаний в одной из Российских НК, была продемонстрирована возможность полного решения проблемы отложения солей бария. Однако, при проведении курсов повышения квалификации в этой компании в 2019 году, выяснилось, что новое поколение специалистов ничего о данном факте не знает и на фонде скважин с указанным осложнением, снова, как и десять лет назад, наблюдается самый низкий МРП: вчетверо меньший среднего МРП по компании. Пришлось на практических примерах, на конкретных скважинах вновь показать, как именно решается данная проблема.

Для исключения подобных явлений, можно порекомендовать отечественным НК регулярно проводить курсы повышения квалификации по вопросам эффективного применения КЭС и ЭСКП, на которых преподаёт их автор. Крайне полезной будет разработка специалистами Российских НК, совместно с автором КЭС и ЭСКП, руководящих документов по эффективному применению КНЭС.

В заключении, хотелось бы пожелать отечественным ВИНК меньше пенять на технологическую отсталость и сожалеть об уходе из России иностранных нефтяных и сервисных компаний. Нужно активнее внедрять собственные новации. Причём, внедрять их «правильно»: с участием разработчиков инноваций.

Перечень сокращений:

ВИНК – вертикально интегрированная нефтяная компания;
ВНР – вывод на режим, выход на режим (скважины);
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ГС – горизонтальная скважина;
ГФ – газовый фактор;
ЖЦС – жизненный цикл скважины;
КВЧ – концентрации взвешенных частиц;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
КНЭС – способы квазинепрерывной эксплуатации скважин;
КЭС – кратковременная эксплуатация скважин;
НК – нефтяная компания;
НКТ – напорно-компрессорные трубы;
МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта;
МНПК – международная научно-практическая конференция;
МРП – межремонтный период;
НЭС – непрерывная эксплуатация пласта;
ПКВ – периодические кратковременные включения;
ПРС – подземный ремонт скважин;
ПЭС – периодическая эксплуатация скважин;
ТРИЗ – трудно извлекаемые запасы (нефти);
УЭЦН – погружная установка центробежного насоса с электроприводом;
ЭСКП – эксплуатация скважин с кратковременными паузами;
ЭЦН – погружной центробежный насос с электроприводом.

Литература

1. *Юлия Григорьева.* «Бажен и Доманик: разбираемся в перспективах освоения сланцевой нефти в России». Нефтегазовая промышленность. – № 4 (6). – 2023. – С. 84–86.
<https://nprom.online/wp-content/uploads/2023/11/np423.pdf>
2. *Shadi A. Saeed, Mohammed Hail Hakimi, Ameen A. Al-Muntaser, Aliia N. Khamieva, Mikhail A. Varfolomeev, Vladimir P. Morozov, Aref Lashin, Mohamed A. Abdelaal, Muneer A. Suwaid, Khairul Azlan Mustapha, Richard Djimasbe, Rail I. Kadyrov, Bulat I. Gareev, Michael Kwofie.* «Geochemical, mineralogical and petrographical characteristics of the domanik formation from north samara region in the volga-ural basin, Russia: Implication for unconventional tight oil reservoir potential». Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 220, Part A, January 2023, 111240.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410522010920>
<https://media.kpfu.ru/news/v-kfu-issledovali-uglevodorodnyy-potencial-domanikovoy-svity>
3. *Скоробогатов В.А.* «Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения». Вестник газовой науки. – № 1 (53). – 2023. – С. 206–222.
<http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/1-53-2023-206-221.pdf>
4. *Яценко И.Г.* «Пластовые условия залегания трудноизвлекаемых нефтей баженовской свиты и их физико-химические свойства». Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – 2023. – Т. 66. – Вып. 11. – С. 6–17.

<https://cyberleninka.ru/article/n/plastovye-usloviya-zaleganiya-trudnoizvlekaemyh-neftey-bazhenovskoy-svity-ih-fiziko-himicheskie-svoystva/viewer>

5. Ющенко Т.С., Демин Е.В., Хабибуллин Р.А., Сорокин К.С., Хачатурян М.В., Байков И.В., Гатин Р.И. «Особенности эксплуатации скважин баженовской свиты с протяжённым горизонтальным стволом и многостадийным ГРП». ПРОНЕФТЬ. – Том 7. – № 1. – 2022. – С. 72–88.

<https://proneft.elpub.ru/jour/article/view/88/88>

6. Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Ющенко Т.С. «Перспективное скважинное оборудование для добычи сланцевой нефти баженовской свиты». ПРОНЕФТЬ. – Том 6. – № 1. – 2021. – С. 64–75.

<https://proneft.elpub.ru/jour/article/view/12/12>

7. Рудницкий С.В., Зацепин А.Ю., Демин Е.В., Ющенко Т.С. «Мировой опыт добычи сланцевой нефти и возможности для Бажена и российских производителей оборудования». ROGTEC. – Выпуск 63. – С. 50–66.

<https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2020/12/03-International-Experience-of-Shale-Oil-Production-Implications-for-the-Bazhenov-Formation-and-Russian-Equipment-Manufacturers.pdf>

8. Раджан Н. Чокши. «Применение механизированной добычи в нетрадиционных и плотных коллекторах». Общество инженеров-нефтяников. Программа для выдающихся лекторов. – Альметьевск. – 12 мая 2016 г.

https://disk.yandex.ru/i/nggbss7_Fif5vQ

9. Кузьмичев Н.П. «КЭС – эффективный способ эксплуатации месторождений «сланцевой нефти». Доклад на международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». – Казань, 2–3 сентября 2015 г.

<https://disk.yandex.ru/i/ffPTwBptjw7AUg>

<https://disk.yandex.ru/i/pTwkCNbIR7589A>

10. Кузьмичев Н.П. «КЭС – эффективный способ эксплуатации месторождений «сланцевой нефти». ROGTEC. – № 43, декабрь, 2015 г. – С. 72–78.

http://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2015/12/06_Short-Term-Well-Operation-STWO-as-Effective-Method-of-Shale-Oil-Extraction.pdf

11. Кузьмичев Н.П. «Квазинепрерывные способы добычи нефти – «палочка-выручалочка» мировой нефтяной отрасли». Доклад на международной научно-практической конференции. – Казань, 31 августа–1 сентября 2023 года.

<http://www.antat.ru/ru/activity/conferences/Neft/Cборник%20трудов%20МНПК%202023.pdf>

12. Валгин О.В. «Рекомендации выбора режима ПКВ». 5-я научно-техническая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин в осложнённых условиях-2023». – Москва, 10–11 октября 2023 года.

<https://disk.yandex.ru/i/DyGszZ0BVrvfiw>

13. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. «Анализ условий залегания и свойств баженовской нефти». Материалы X Международной конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа». – Екатеринбург. – 2023. – С. 80–81.

https://www.elibrary.ru/download/elibrary_54745202_78355233.pdf

14. Патент Российской Федерации на изобретение № 2293176 «Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева)».

<http://www.fips.ru/cdfi/fips.dll?ty=29&docid=2293176&cl=9&path=http://195.208.85.248/Archive/PAT/2007FULL/2007.02.10/DOC/RUNWC1/000/000/002/293/176/document.pdf>

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, ubgt@mail.ru, o.sardan@mail.ru

INVESTIGATION OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF THE USE OF THERMOGASIC EXPOSURE FOR THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES

Yu.G. Bogatkina, O.N. Sardanashvili

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, ubgt@mail.ru, o.sardan@mail.ru

Аннотация. Целью исследований является оценка технико-экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти с применением термогазового метода повышения нефтеотдачи (ТГВ) на примере Приобского и Висового месторождений. На основе проведённых исследований подтверждена высокая эффективность метода ТГВ. Установлено, что разработку трудноизвлекаемых запасов нефти Приобского месторождения с применением ТГВ целесообразно проводить при налоговом режиме с использованием налога на дополнительный доход (НДД), а для Висового месторождения – при смешанном режиме с применением НДС (50%) и НДД.

Ключевые слова: нефтяные месторождения, трудноизвлекаемые режимы, чистый дисконтированный доход инвестора и государства, запасы углеводородов, термогазовый метод воздействия на пласт, технико-экономическая оценка эффективности разработки, налоговые.

Annotation. The purpose of the research is to assess the technical and economic efficiency of the development of hard-to-recover oil reserves using the thermogasic method of enhanced oil recovery (TGV) on the example of the Priobskoye and Visovoye fields. Based on the conducted research, the high efficiency of the TGV method has been confirmed. It has been established that the development of hard-to-recover oil reserves of the Priobskoye field using TGV is advisable to carry out under the tax regime using the additional income tax (NDT), and for the Visovoye field – under a mixed regime using MET (50%) and NDT.

Key words: Oil fields, hard-to-recover hydrocarbon reserves, thermogasic method of impact on the reservoir, technical and economic assessment of the effectiveness of development, tax regimes, net discounted income of the investor and the state.

Современный этап развития нефтегазового комплекса России характеризуется увеличением доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Такие запасы по разным оценкам составляют уже более 50% от всех разведанных запасов нефти и газа РФ [1-3]. Для их эффективного освоения, как правило, необходимо применение специальных методов воздействия на пласт. Одним из таких методов является термогазовое воздействие на пласт (ТГВ). Термогазовый метод является одним из наиболее перспективных и приоритетных инновационных методов увеличения нефтеотдачи, поскольку он относится к так называемым интегрированным технологиям, сочетающим в себе сразу ряд преимуществ различных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических). Термогазовый метод увеличения нефтеотдачи впервые был предложен в 1971 году во ВНИИнефть им. А.П. Крылова и имеет отечественный приоритет.

Метод сочетает в себе как тепловое, так и газовое воздействие на пласт [4-7]. При этом в пласт через систему нагнетательных скважин доставляется воздух или водовоздушная смесь заданного состава и благодаря протеканию устойчивых самопроизвольных окислительных реакций происходит интенсивное выделение газов-продуктов горения (CO_2 , H_2O (водяной пар), CO , CH_4), которые смешиваясь с лёгкими нефтяными фракциями (углеводородные газы) формируют высокоэффективный смешивающийся газовый вытесняющий агент. Схема ТГВ представлена на рисунке 1 [4].

Закачка воздуха в пласт и его трансформация в эффективные вытесняющие агенты (углекислый газ, лёгкие углеводороды) происходит за счёт внутрислоевых окислительных и термодинамических процессов. Таким образом метод обеспечивает высокоэффективное смешивающееся вытеснение пластовых углеводородов. К настоящему времени накоплен положительный отечественный и зарубежный опыт применения ТГВ на объектах, характеризующихся различными геолого-физическими условиями и состоянием разработки. Применение метода возможно в карбонатных низкопроницаемых пластах, а также пластах смешанной структуры, как для лёгких нефтей, так и для нефти повышенной вязкости [4-7].

Разработка месторождений с применением ТГВ, как правило, требуют дополнительных капитальных вложений и эксплуатационных затрат. В связи с этим необходимо провести исследования технико-экономической эффективности применения метода с учётом действующих в РФ налоговых режимов. Такие исследования были проведены для двух нефтяных месторождений: Приобского и Висового месторождений.

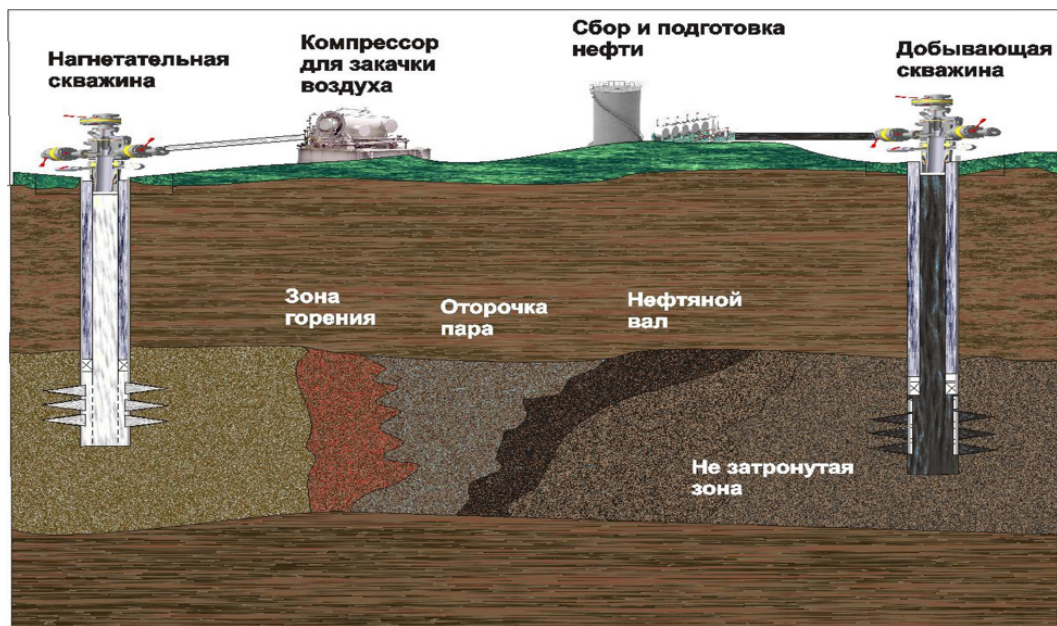


Рис. 1. Принципиальная схема термогазового метода воздействия на пласт

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. Месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области. Запасы маловязкой нефти Приобского месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых в связи с тем, что промышленная нефтеносность приурочена к низкопроницаемым песчано-глинистым отложениям. Недропользователем месторождения является ООО «Нефтяная компания Сибнефть-Югра», которая с 2014 года проводит на ряде участков этого месторождения опытно-промысловые испытания ТГВ. Для использования ТГВ был выбран участок № 4а – 82 куст. Данный участок характеризуется аномально низкими фильтрационными характеристиками: средняя проницаемость по участку составляет менее 2мД, средняя нефтенасыщенная толщина – более 24,8 м.

Оценка эффективности по участку проведена по двум вариантам разработки. Первый вариант – применение заводнения, второй – применение ТГВ.

Технико-экономическая оценка разработки проводилась на основе комплексной экономической методики освоения месторождений нефти и газа, разработанной в ИПНГ РАН [8–10]. Налоговый блок включает в себя налоговые отчисления в соответствии с действующим законодательством РФ [11, 12]. Инвестирование проекта будет осуществляться за счёт собственных средств инвестора при норме дисконта 10%. Разработка месторождения осуществляется при налоговом режиме с использованием налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Основными критериями оценки технико-экономической эффективности освоения участка являются чистый дисконтированный доход инвестора (ЧДД) и государства (ЧДДГ). Дополнительными критериями оценки являются внутренняя норма рентабельности (ВНР) проекта, его срок окупаемости ($T_{ок}$) и индекс доходности (ИД) [8, 10].

Все технологические и технико-экономические показатели определены на основе исходной информации недропользователя. Закачка рабочего агента по вариантам осуществляется в две нагнетательные скважины. Разработку предполагается вести независимо от метода воздействия существующим эксплуатационным фондом скважин, из которых пять добывающих скважин и две нагнетательных скважины.

При подготовке технологической схемы опытно-промысловых работ на опытном участке, показано, что коэффициент извлечения нефти (КИН) на конец проектного срока в первом варианте составит 0,094, во втором варианте – 0,248.

Для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов рекомендуется применять налоговый режим с применением налога на дополнительный доход (НДД) [11–12]. Этот налоговый режим позволяет повысить заинтересованность инвестора в освоении этой категории запасов.

Были проведены численные исследования основных показателей технико-экономической эффективности для трех вариантов за 25 лет (срок лицензии недропользователя на освоение опытного участка):

- применение заводнения при налоговом режиме НДПИ (вариант 1);
- применение ТГВ при налоговом режиме НДПИ (вариант 2);
- применение ТГВ при налоговом режиме НДД (вариант 3).

Основные показатели технико-экономической эффективности для трех вариантов представлены в табл. 1.

Анализ результатов оценки технико-экономической эффективности, представленных в таб. 1, показывает, что добыча нефти и выручка при использовании ТГВ в три раза выше, чем при заводнении, что подтверждает высокую эффективность использования метода для Приобского месторождения. Динамика ЧДД для заводнения и ТГВ за 25 лет (срок лицензии недропользователя на освоение опытного участка) на рис. 2.

Основные технико-экономические показатели разработки опытного участка Приобского месторождения

Технико-экономические показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	2	3	4
Добыча нефти, тыс.т	291	876	876
Капитальные вложения, млн руб.	474	474	474
Эксплуатационные расходы без амортизации, млн руб.	4623	10710	1928
В том числе:			
Условно-постоянные эксплуатационные расходы, млн руб.	1542	1226	1226
Условно-переменные эксплуатационные расходы, млн руб.	39	580	580
Налоги в составе себестоимости, млн руб.	3042	8903	121
Налоги вне себестоимости, млн руб.	1728	5587	12797
Себестоимость, руб./т.	17525	12767	11742
Чистый доход инвестора, млн руб.	-821	1332	2904
Чистый дисконтированный доход инвестора, млн руб.	-448	425	1211
Срок окупаемости, лет	25	4	4
Внутренняя норма рентабельности, %	0	32	32
Индекс доходности, ед.	1	2	2
Доход государства, млн руб.	4769	14490	12918
Дисконтированный доход государства, млн руб.	2585	6585	5799

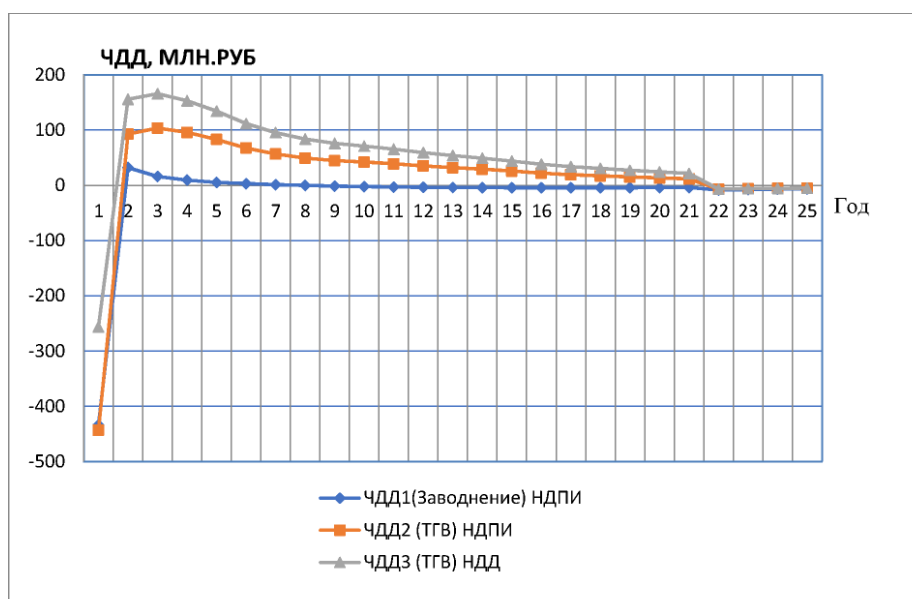


Рис. 2. Динамика ЧДД недропользователя при заводнении и ТГВ

Анализ графиков, представленных на рис. 2, показывает, что в первый и второй годы освоения данного участка с ТГВ недропользователь будет нести убытки, однако, начиная с третьего года разработки, технико-экономическая эффективность второго и третьего вариантов существенно повышается. В целом ЧДД недропользователя в течение всего лицензионного срока при ТГВ существенно выше, чем при заводнении. Применение заводнения для разработки опытного участка неэффективно, начиная с пятого года разработки.

В табл. 2 представлены относительные соотношения ЧДД недропользователя и ЧДД государства в структуре выручки при разных налоговых режимах.

Таблица 2

Соотношение ЧДД недропользователя и ЧДД государства в структуре выручки

Налоговый режим	ЧДД недропользователя, %	ЧДД государства, %
НДС	7	80
НДД	16	71

Анализ результатов, представленных в табл. 2, показывает, что применение налогового режима НДД повышает ЧДД недропользователя более чем в два раза, при этом доход государства снижается только на 9%.

Таким образом, применение этого режима позволяет существенно повысить заинтересованность недропользователя в освоении трудноизвлекаемых запасов месторождения.

На основе анализа результатов проведённых исследований для данного месторождения установлено что:

- применение метода ТГВ на опытном участке Приобского месторождения подтверждает его высокую эффективность для разработки трудноизвлекаемых запасов;
- при разработке месторождения с применением ТГВ недропользователь будет получать доход только с третьего года освоения;
- разработку трудноизвлекаемых запасов нефти Приобского месторождения с применением ТГВ целесообразно проводить при налоговом режиме НДД.

Висовое месторождение находится за Полярным кругом в северо-восточной части Восточно-Европейской равнины, приурочено к Центрально-Хорейверскому поднятию. Промышленная нефтеносность месторождения связана с карбонатными отложениями верхнего девона фаменского яруса. Месторождение разрабатывается с 2009 г. Лицензия на пользование недрами Висового месторождения принадлежит ООО «СК «Русьветпетро».

Запасы Висового месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в карбонатных коллекторах. Тип коллектора характеризуется как порово-кавернозно-трещинный. Нефть Висового месторождения – парафинистая, плотность нефти составляет 894 кг/м³, вязкость нефти в пластовых условиях – 6,56 мПа·с. Смачиваемость коллектора смешанная, но чаще проявляются гидрофобные свойства. Эти свойства карбонатных коллекторов в значительной мере обуславливают низкую технологическую эффективность извлечения нефти из них с применением традиционных методов разработки, в частности, заводнения.

В настоящее время месторождение находится на начальном периоде разработки. Однако, текущие показатели разработки месторождения характеризуются быстрым ростом обводнённости продукции, выше проектного. Оценка эффективности разработки месторождения проведена по двум вариантам. Первый (базовый) вариант – естественный режим (истощение), второй – применение ТГВ. В табл. 3 приведено краткое описание технологических вариантов, выбранных для сопоставления при оценке технико-экономического эффекта реализации инновационного проекта.

Таблица 3

Основные исходные технологические характеристики вариантов разработки Висового месторождения

Показатель	Базовый вариант (истощение)	Вариант с использованием ТГВ
1	2	3
Система разработки	Избирательная	Смешанная Рядная-Избирательная
Плотность сетки скважин, га/скв	73	57
Добыча нефти за проектный период, тыс.т.	6959	9998

Окончание табл.3

1	2	3
Коэффициент извлечения нефти на конец расчётного периода, доли ед.	0,344	0,367
Фонд скважин для бурения, ед.	41	64
Всего скважин, ед.	64	83

Ввод скважин из бурения осуществляется в первый год освоения объекта. Для реализации ТГВ предполагается использовать 64 новых скважин, из них 27 нагнетательных. Система размещения скважин – смешанная: на юго-западной части месторождения – избирательная, на северо-восточной – рядная. В составе эксплуатационных затрат дополнительно учтены затраты на обслуживание компрессоров и воздухомнагнетательных скважин.

Для обоснования технико-экономической эффективности были проведены исследования для различных налоговых режимов, действующих в РФ:

- основной налоговый режим с применением НДС;
- налоговый режим с применением НДД;
- налоговый режим с применением НДС с переходом при выработке запасов нефти более 80% на режим с пониженной ставкой НДС (50%) и использованием НДД.

Основные показатели технико-экономической эффективности для разных налоговых режимов представлены в табл. 4.

Основные показатели технико-экономической эффективности для разных налоговых режимов

Основные технико-экономические показатели	Вариант 1 (базовый)	Вариант с применением ТГВ
1	2	3
<u>Налоговый режим с применением НДС</u>		
Добыча нефти (тыс.т)	6606	9997,67

Окончание табл. 4

1	2	3
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	1578	18792
Дисконтированный доход государства, млн руб.	46253	113978
<u>Налоговый режим с применением НДС</u>		
Добыча нефти, тыс.т	6606	9997,67
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	10910	27719
Дисконтированный доход государства, млн руб.	19476	68749
<u>Налоговый режим с применением ставки НДС 50% и НДС</u>		
Добыча нефти, тыс.т	6606	9997,67
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	4258	20389
Дисконтированный доход государства, млн руб.	32757	91409

Анализ результатов расчётов, представленных в табл. 4, показал, что из трёх рассмотренных налоговых режимов наиболее предпочтительным для режима истощения является налоговый режим с применением НДС, который обеспечивает наибольшую величину ЧДД недропользователя и высокий дисконтированный доход государства. Для варианта с применением ТГВ целесообразно рекомендовать использовать смешанный режим с применением НДС (50%) и НДС.

Динамика чистого дисконтированного дохода для базового варианта (истощение) и варианта с применением ТГВ для разных налоговых режимов представлена на рис. 3–5.

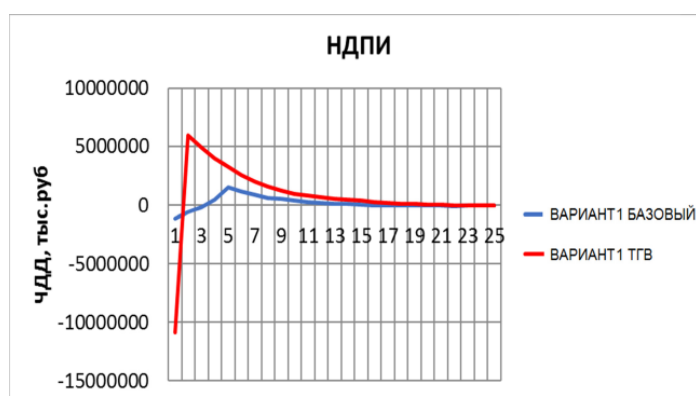


Рис. 3. Динамика чистого дисконтированного дохода для базового варианта (истощение) и варианта с применением ТГВ для налогового режима с применением НДС

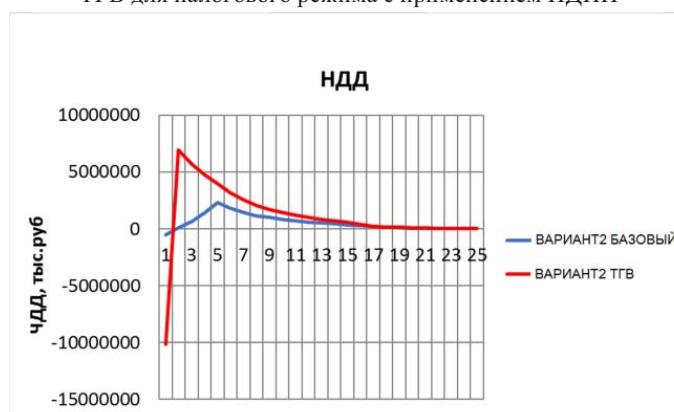


Рис. 4. Динамика чистого дисконтированного дохода для базового варианта (истощение) и варианта с применением ТГВ для налогового режима с применением НДС

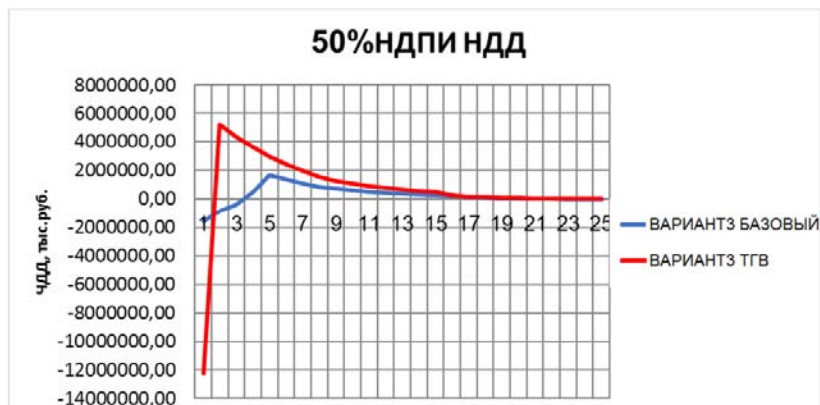


Рис. 5. Динамика чистого дисконтированного дохода для базового варианта (истощение) и варианта с применением ТГВ для налогового режима с применением НДС (50%) и НДС

Анализ графиков ЧДД, представленных на рис. 3–5, показал, что при разработке месторождения с применением режима истощения недропользователь будет получать доход при использовании налоговых режимов НДС (50%) и НДС только с третьего года разработки; при использовании налогового режима НДС – со второго года разработки. При разработке месторождения с применением ТГВ недропользователь будет получать доход только со второго года освоения.

На основе анализа результатов проведённых исследований для данного месторождения установлено что:

- оценка технико-экономических показателей применения ТГВ на Висовом месторождении подтверждает его высокую эффективность для разработки карбонатных коллекторов;
- при разработке месторождения с применением ТГВ недропользователь будет получать доход только со второго года освоения;
- при разработке месторождения с применением ТГВ для согласования интересов инвестора и государства целесообразно рекомендовать применять смешанный режим с применением НДС (50%) и НДС.

По результатам оценки применения метода ТГВ на примере двух месторождений показано, что применение метода ТГВ позволяет значительно повысить эффективность разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Установлено, что целесообразно использовать налоговые режимы НДС или смешанный режим с применением НДС (50%) и НДС.

* *Статья подготовлена 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. Постников А.Л. Проблема добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России и современные методы её решения // Бурение и нефть. – 2018. – № 12. – С. 48–50.
2. Безверхая Е.В., Морозова Е.Л., Медведь Н.В., Виниченко Т.Н. К вопросу о трудноизвлекаемых запасах нефти и о мотивации применения МУН // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 2 (255). – С. 74–75.
3. Закенов С.Т., Нуришаханова Л.К. Трудноизвлекаемые запасы нефти: проблемы и перспективы // Технологии нефти и газа. – 2022. – № 2 (139). – С. 52–54.
4. 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.
5. Боксерман А.А., Вольтин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 37–45.
6. 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.
7. Термогазовое воздействие и месторождения Сибири [Электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/332102-termogazovoe-vozdeystvie-i-mestorozhdeniya-sibiri/> (дата обращения 10.03.2024)

8. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. – М.: Наука, 2006. – 134 с.
9. Пономарева. И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лындин В.Н. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах //Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 2. – С. 10–16.
10. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
11. ФЗ РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (редакция от 1.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL:<https://legalacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-n-2395-1-o/>(дата обращения 03.05.2024)
12. Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г. [Электронный ресурс] URL:<https://nalog.garant.ru/fns/nk> (дата обращения 03.05.2024)

Круглый стол 1
«ОЦЕНКА И АУДИТ ЗАПАСОВ УВС»

**НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ УЧЁТА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ПРИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ
ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ**

М.Д. Федорова

ООО «Инженникс Групп», г. Москва, M.Fedorova@ingenix-group.ru

**SOME FEATURES OF ACCOUNTING FOR THE RESOURCE BASE IN THE INVESTMENT
GEOLOGICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF OIL AND GAS PROJECTS**

M.D. Fedorova

Ingenix Group LLC, Moscow, M.Fedorova@ingenix-group.ru

Аннотация. В статье рассмотрены некоторые особенности подходов к учёту ресурсов и запасов в процессе независимой геолого-экономической оценке проектов в нефтегазовой отрасли, а также приведены причины расхождения результатов оценки с запасами, утверждёнными по результатам государственной экспертизы.

Annotation. The article considers some features of approaches to accounting for resources and reserves in the process of independent geological and economic assessment of projects in the oil and gas industry. The reasons for the discrepancy between the assessment results and the reserves approved by the results of the State expertise of hydrocarbon reserves.

Геолого-экономическую оценку (далее – ГЭО) нефтегазового проекта иногда называют инвестиционной. Основная цель ГЭО – дать инвестору (кредитору или собственнику) достоверную и актуальную оценку ресурсной базы и варианты развития актива при различных сценариях.

В комплексную ГЭО, помимо оценки геологических запасов и ресурсов, входит прогноз добычи, капитальных/ операционных затрат и экономических показателей на длительный срок (20–40 лет), а также анализ рисков. В ряде случаев выполняется углублённая оценка, включающая экспресс-переинтерпретацию данных сейсморазведки, петрофизическое обоснование интерпретации ГИС, предложения по изменению подходов к разработке или к проведению ГРП.

При оценке геологических ресурсов и запасов углеводородов (далее – УВ) в рамках ГЭО, как правило, руководствуются теми же методическими подходами и рекомендациями, что и при государственной экспертизе запасов. Тем не менее, достаточно часто запасы по результатам ГЭО значительно отличаются от геологических/ извлекаемых запасов, числящихся на Государственном балансе. С чем это связано?

Авторы рассмотрели причины расхождения геологических запасов на примере трёх проектов, по которым ГЭО выполнялась на регулярной основе в течение 4–5 лет. При этом важно отметить, что в течение всего этого периода описанные месторождения активно разбуривались разведочными и эксплуатационными скважинами.

Месторождение «А» было открыто в 60-е годы по материалам поисково-разведочного бурения на территории Оренбургской области. По результатам испытаний была установлена продуктивность терригенного девона. При этом особенности географического расположения месторождения не дают возможности проводить сейсмические работы. По состоянию на 2019 год (год первой ГЭО на месторождении) запасы категории С1, числившиеся на Государственном балансе с 1972 года, более чем в два раза превышали запасы, оценённые в рамках ГЭО (рис. 1).

При единой методической базе важным отличием ГЭО от государственной экспертизы является консервативный подход. ГЭО направлена на учёт рисков кредитора и/или собственника. Особенно ярко этот фактор проявился на месторождении «А» в отсутствие данных сейсморазведки, которые могли бы уточнить контур нефтеносности и, соответственно, площадь залежи.

И подсчёт запасов, и первая ГЭО основывались на результатах бурения 10 разведочных скважин. По мере увеличения количества пробуренных скважин результаты оперативных подсчётов запасов и ГЭО сблизились (рис. 2).

Таким образом, диапазон неопределённости, связанный и с объёмом и качеством геологической информации, сужается на протяжении жизни месторождения, но присутствует даже на этапе активного эксплуатационного бурения.

Месторождение «Б» расположено в прибортовой зоне Прикаспийской мегавпадины и имеет сложное строение. Территория пересечена разломами различной амплитуды, крутыми флексурными перегибами. Присутствует литофациальная зональность карбонатных коллекторов. Месторождение находится на стадии доразведки, ведётся добыча, запасы учтены по категориям С1 и С2. ГЭО выполняется периодически с 2020 года.

На графиках сопоставления доказанных запасов при ГЭО и утверждённых в рамках ГЭ запасов С1 (рис. 3), видно, что оценки с 2020 по 2023 гг. изменялись, оставаясь при этом достаточно близкими.

Однако при последней ГЭО месторождения (2024 г.) выполненная независимыми экспертами оценка запасов стала значительно ниже результатов ОПЗ 2022 года.



Рис. 1. Сопоставление контуров нефтеносности залежи пласта Д1, принятых по оперативным подсчётам запасов разных лет и по результатам экспертной оценки

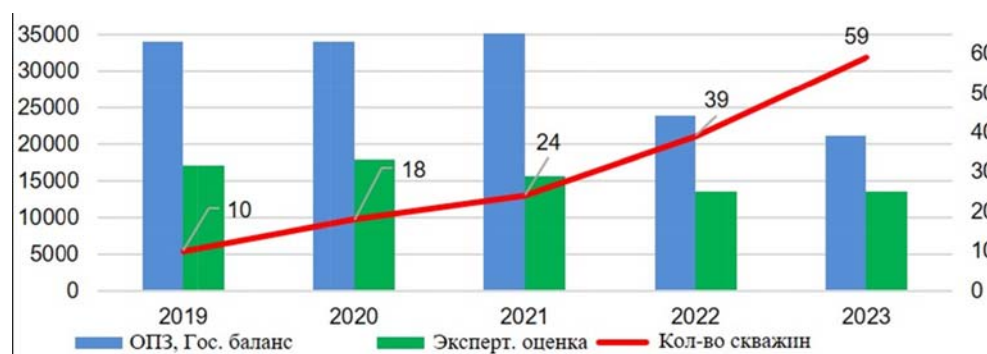


Рис. 2. Сопоставление результатов подсчётов запасов, независимой оценки доказанных запасов и изученности залежи бурением (месторождение «А»)



Рис. 3. Сопоставление результатов подсчётов запасов, независимой оценки доказанных запасов и изученности месторождения «Б» бурением

Причиной послужило завершение работы по шивке, переобработке и переинтерпретации сейсмических кубов 3Д на лицензионном участке. Результаты сейсмических исследований уточнили структурно-тектонический каркас залежей. Результаты динамического анализа не подтвердили принятые ранее литофациальные ограничения. Кроме того, были учтены данные двух разведочных скважин, пробуренных в 2022 и 2023 годах и вскрывших минимальной толщины карбонатных коллекторов. При последнем оперативном изменении запасов изучаемого пласта в 2022 году эти данные отсутствовали.

Таким образом, ещё одной причиной несовпадения оценки запасов, числящихся на Государственном балансе, с результатом ГЭО является различная возможность оперативно учитывать результаты ГРП. Согласно данным, приведённым ГКЗ, периодичность переоценки запасов на месторождениях по результатам государственной экспертизы составляет в среднем 3 года.

ГЭО позволяет использовать самую современную информацию, даёт «мгновенный срез» состояния проекта на установленную дату оценки, что важно для кредитора или собственника на момент принятия инвестиционного решения.

Кроме вышеперечисленных факторов, влияющих на расхождение оценок, необходимо также признать важность учёта реальных действий недропользователя по повышению изученности месторождений.

Ведь для инвестора или кредитной организации важен не столько базовый вариант развития актива, основанный на профилях добычи скважин на площади доказанных запасов, сколько потенциал разработки зон залегания вероятных запасов. Если по ряду причин (геолого-технологических, экономических, экологических) компании-недропользователи не проводят запланированное разведочное и эксплуатационное бурение на участках вероятных запасов, классы достоверности запасов должны быть пересмотрены.

На месторождении «В» к классу вероятных были отнесены запасы тектонически ограниченной залежи (рис. 4), в центральной части вскрытой разведочной скважиной, введённой в добычу.

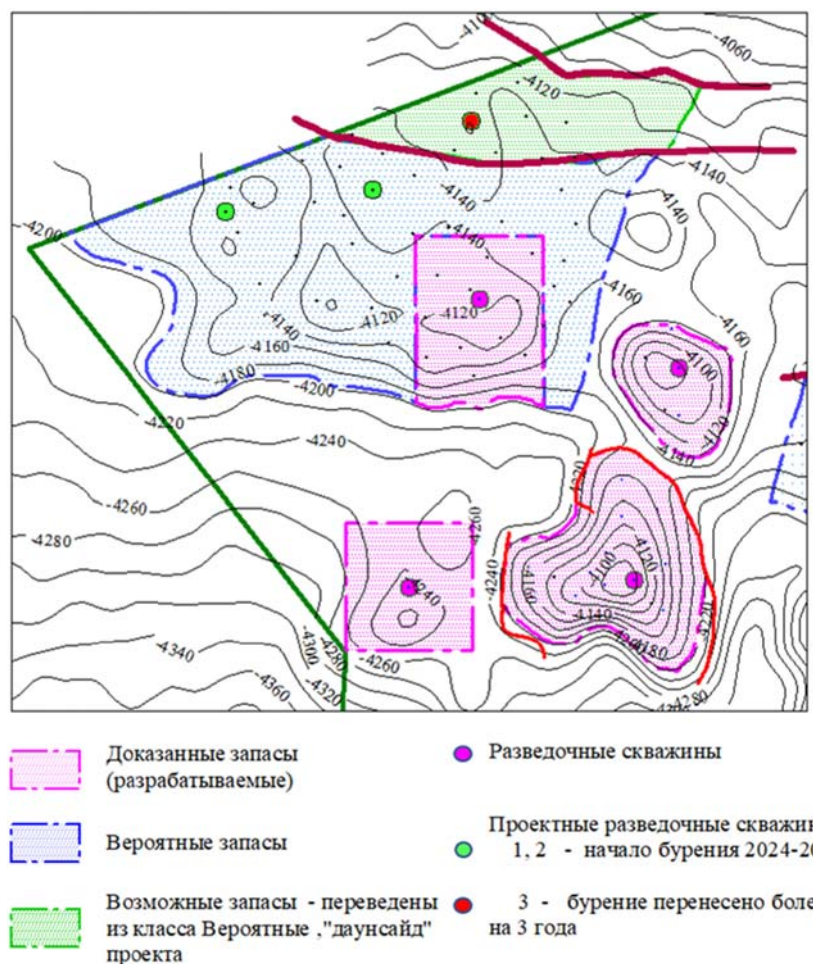


Рис. 4. Схема выделения классов запасов по достоверности

Для подтверждения вероятных запасов было запланировано бурение разведочных скважин 1, 2 и 3. Скважины 1 и 2 должны быть пробурены в 2025 году, у недропользователя имеется утверждённый план-график разбуривания эксплуатационным фондом вероятных запасов в районе скважин 1 и 2.

Начало бурения скважины 3 неоднократно переносилось и в настоящее время отнесено на длительный период. Последние проведенные на участке геологоразведочные работы – переинтерпретация куба сеймики 3D.

Однако обновлённые сейсмические данные не привели к уточнению сейсмогеологической модели и более достоверному трассированию разломов, ограничивающих блок проектной скважины 3.

Таким образом, эта часть проекта была не реализована по совокупности причин – как геологических, так и технических, не позволивших начать строительство скважины на сложном участке. В соответствии с практикой ГЭО, **если запасы будут оставаться неразбуренными по истечении приемлемого срока, то их оценка в рамках ГЭО критически пересматривается.** Так, на рассматриваемом месторождении «В» запасы участка были перенесены в класс возможных. Добыча проектных эксплуатационных скважин этого участка была исключена из прогнозной, что негативно сказалось на оценке экономических показателей проекта.

Помимо учёта наличия реалистичных планов у недропользователей по графикам бурения и испытания разведочных скважин и неукоснительного соблюдения таких графиков для включения вероятных запасов в расчёты прогнозной добычи в рамках ГЭО необходимо выполнение следующих обязательных условий:

– о наличии утверждённого проекта ГРП, дополненного детальной программой и графиком выполнения мероприятий;

– о выполнении в скважинах принятого для региональных геолого-промысловых условий современного комплекса ГИС;

– о подтверждении технической возможности выполнения заявленного плана работ по ГРП недропользователем.

Подводя итоги обзору, авторы акцентируют внимание на некоторых следующих отличительных чертах оценки ресурсной базы в рамках ГЭО, вытекающих из особенностей данного вида оценки нефтегазовых проектов:

1. Консервативный подход с целью учёта рисков в условиях недостаточной геолого-геофизической изученности месторождений;

2. Полный учёт самой современной геолого-геофизической информации на момент подготовки оценки;

3. Корректировка класса достоверности запасов в зависимости от качества и своевременности выполнения недропользователем ГРП.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В СФЕРЕ ПОДСЧЁТА ЗАПАСОВ И ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Р.Н. Салиева, А.А. Попов

Институт проблем экологии недропользования Академии наук Республики Татарстан, popov@vnigni.ru; sargus6@yandex.ru

IMPROVEMENT OF REGULATORY AFFAIRS IN THE FIELD OF ASSESSMENT OF RESERVES AND RESOURCES OF OIL AND GAS

R.N. Salieva, A.A. Popov

Institute of Ecology and Subsoil Management Problems of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, FGBU «VNIGNI», Moscow

Наличие минеральных ресурсов в недрах остаётся одним из конкурентных преимуществ российской экономики, определяющим место и роль страны на международной арене. Государство как собственник недр в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, осуществляет управление и организует соответствующие работы по геологическому изучению недр.

В Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (далее – Стратегия) [1] предусмотрено совершенствование как в целом нормативно-правового обеспечения недропользования, так и в части установления порядка проведения многоуровневой оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых распределённого и нераспределённого фонда недр, а также учёта запасов нефти и газа.

Как известно, с целью учёта состояния минерально-сырьевой базы ведётся государственный баланс запасов полезных ископаемых. При определении запасов подлежат обязательному отдельному подсчёту и учёту запасы нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов. Запасы попутных компонентов, содержащихся в нефти, конденсате, свободном и растворённом газе, учитываются только в случае подтверждения целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчётами. Подсчёт и учёт запасов производят по каждой залежи отдельно и месторождению в целом. Ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геолого-разведочных работ [2].

Постановка запасов полезных ископаемых на государственный баланс и их списание с государственного баланса осуществляются в порядке, установленном федеральным органом управления государственным фондом недр. При этом запасы нефти и газа подразделяются по степени промышленного освоения и по степени геологической

изученности на категории: А (разрабатываемые, разбуренные), В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оценённые), С1 (разведанные) и С2 (оценённые). Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени геологической изученности подразделяются на категории: D0 (подготовленные), Дл (локализованные), D1 (перспективные), D2 (прогнозируемые) [2]. Согласно п.5 Классификации [2] геологическими запасами являются запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которые находятся в недрах изученных бурением залежах, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией или испытанием скважин или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями конкретного месторождения, а извлекаемыми – часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений. Приведённое деление запасов, как свидетельствует правоприменительная практика, имеет важное практическое значение. Как отмечено в одном из Определений Судебной коллегии по экономическим спорам Верховного Суда Российской Федерации: «те геологические запасы, которые было невыгодно или технологически невозможно разрабатывать, могут стать извлекаемыми на дату более позднего подсчёта» [3]. В целом вопросы подсчёта запасов, учёта в государственном балансе, списания в установленном порядке имеют важное значение и в сфере определения объекта налогообложения, а также степени выработанности конкретного участка недр.

На недропользователя возложена согласно ст. 22 Закона РФ «О недрах» [4] обязанность представления достоверных данных о разведанных, об извлекаемых и оставляемых в недрах запасах полезных ископаемых, о содержащихся в них полезных компонентах, об отходах недропользования, в том числе о вскрышных и вмещающих горных породах и др.

На уровне закона также закреплены основные требования по рациональному использованию и охране недр, в частности, к таким требованиям относятся проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойств участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых; проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, государственный учёт работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных в пользование, и лицензий на пользование недрами. Запасы полезных ископаемых и подземных вод, геологическая информация о предоставляемых в пользование участках недр подлежат государственной экспертизе, за исключением запасов подземных вод на участках недр, предоставляемых для добычи подземных вод, которые используются для целей питьевого водоснабжения или технического водоснабжения и объём добычи которых составляет не более 100 кубических метров в сутки, а также трудноизвлекаемых полезных ископаемых, добываемых в процессе разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Результаты проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод оформляются заключением государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, которое является основанием для их постановки на государственный баланс в порядке, предусмотренном статьей 31 Закона РФ «О недрах». Государственная экспертиза запасов полезных ископаемых и подземных вод может проводиться в течение всего срока геологического изучения недр, предусмотренного пунктом 1 части второй статьи 10 Закона РФ «О недрах», при условии представления на государственную экспертизу документов и материалов, позволяющих дать объективную оценку количества и качества запасов полезных ископаемых и подземных вод, их промышленного значения, горно-технических, гидрогеологических, экологических и других условий их добычи.

В целях реализации Стратегии принимаются необходимые нормативно-правовые акты. Приказом Минприроды России от 13.05.2019 № 296 утверждён План мероприятий по реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (на 2019–2024 годы) [5], в котором было предусмотрено нормативное закрепление порядка оценки, апробации и учёта прогнозных ресурсов полезных ископаемых.

Принят также ряд нормативных правовых актов. Так, проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр осуществляется федеральным органом управления государственным фондом недр в порядке, установленном Постановлением Правительства РФ от 01.03.2023 № 335 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за её проведение» [6]. Результаты проведения государственной экспертизы геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр оформляются в виде заключения государственной экспертизы геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр.

Приказом Роснедр от 28.09.2023 № 580 утверждён Порядок ведения реестра заключений государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр [7]. Начало действия документа – 12.02.2024г. Срок действия документа ограничен 31 августа 2029 года. В данном Приказе определено, что реестр ведётся:

– Роснедрами и его территориальными органами с привлечением ФБУ «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых», за исключением сведений о лице, по заявлению которого проведена государственная экспертиза, об объекте государственной экспертизы и результатов проведения государственной экспертизы;

– экспертными органами, уполномоченными исполнительными органами субъектов РФ, в части сведений и результатов в отношении участков недр местного значения, а также запасов общераспространённых полезных ископаемых и запасов подземных вод, которые используются для целей питьевого водоснабжения или технического водоснабжения и объём добычи которых составляет не более 500 куб. метров в сутки.

Реестр ведётся в ФГИС «АСЛН» посредством формирования и размещения реестровых записей, в которые включаются сведения и результаты.

В Приказе Минприроды России от 06.05.2024 № 280 «Об утверждении порядка и сроков проведения апробации результатов оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых» [8] (далее Приказ № 280) реализованы положения Федерального закона от 25 декабря 2023 года № 677-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» и статью 16.1 Федерального закона «Об охране окружающей среды», которым закреплены положения об оценке прогнозных ресурсов полезных ископаемых и апробации её результатов. Приказ вступает в силу с 1 сентября 2024 года. На наш взгляд, здесь важно отметить, что согласно п.14 указанного Приказа № 280 решение о начале процедуры апробации может быть принято как в отношении одного геологического отчета и (или) иной геологической информации о недрах, содержащих результаты оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых по одному или нескольким объектам оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых, так и в отношении нескольких геологических отчетов и (или) иной геологической информации о недрах в случае, если в них содержатся результаты оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых, проведённой одним или несколькими пользователями недр, по одному объекту учёта государственного кадастра и (или) объекту учёта государственного баланса (в отношении ресурсов углеводородного сырья категории D0), и (или) объекту оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых. Целесообразно было бы в начале Приказа № 280 раскрыть содержание применяемых категорий: «оценка прогнозных ресурсов», «апробация оценки прогнозных ресурсов».

На первом этапе реализации Стратегии (2018–2024 годы) предусматривается также организация системного мониторинга прогнозных ресурсов и запасов полезных ископаемых в качестве основы для актуализации оценки состояния минерально-сырьевой базы Российской Федерации, рационального планирования мероприятий в сфере недропользования и ориентации инвесторов на реализацию горно-геологических проектов и нормативное-правовое обеспечение организации горно-геологического аудита с созданием института экспертов (компетентных лиц) и аудиторских организаций в недропользовании, признаваемых российскими и международными финансовыми институтами. В связи с этим проводятся мероприятия, направленные на гармонизацию национальных классификаций запасов и ресурсов полезных ископаемых с международными системами [9].

Необходимо также отметить и такое направление, как совершенствование нормативного правового регулирования в области цифровизации оценки запасов и ресурсов. В соответствии со Стратегией в рамках совершенствования информационно-аналитической деятельности предполагается внедрение эффективных алгоритмов для анализа массивов данных с целью обеспечения мониторинга состояния и перспектив развития минерально-сырьевых ресурсов России и мира; современной и прогнозируемой конъюнктуры рынков минерального сырья для выработки рекомендаций по наиболее перспективным направлениям геологических исследований с учётом задач по социально-экономическому развитию отдельных территорий Российской Федерации. Предполагается, что внедряемые информационные системы обеспечат повышение полноты, актуальности и достоверности показателей воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы России, представленных в виде доступных баз данных о запасах и прогнозных ресурсах полезных ископаемых в разрезе месторождений, рудопроявлений и перспективных участков.

Данное направление цифровизации, в частности, направление по разработке алгоритмов для анализа массивов данных с целью обеспечения мониторинга состояния и перспектив развития минерально-сырьевых ресурсов России и мира, целесообразно включить также в стратегические направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года [10]. Разработка алгоритмов для анализа массивов данных в сфере подсчёта запасов и оценки ресурсов должна способствовать достижению высокого уровня цифровой зрелости основных участников топливно-энергетического комплекса и решению вопросов обеспечения технологического суверенитета.

Как показал анализ принятых нормативных правовых актов по вопросам оценки запасов и ресурсов нефти и газа, на сегодняшний момент времени остаются вопросы обеспечения терминологического единства содержания документов. В стратегических документах рассматриваются прогнозные ресурсы, однако, в нормативных правовых актах не раскрывается содержание данного термина. Представляется, что основные термины, используемые как в программных документах, так и в нормативных правовых актах, такие, как: «прогнозные ресурсы», «запасы нефти и газа», «оценка прогнозных ресурсов», «апробация оценки прогнозных ресурсов» целесообразно закрепить на уровне Закона РФ «О недрах».

Дополнительно следует отметить, что необходимость такого инструмента как апробация оценки прогнозных ресурсов возникла в период с 2015–2017 гг., когда существенно увеличились средства на государственное геологическое изучение (ГГИ) в рамках утвержденной госпрограммы. Более чем очевидно, что годовые расходы из федерального бюджета должны давать результат не только в виде большей геологической изученности, но и исчисляемые показатели в виде изменения структуры ресурсов полезных ископаемых, увеличения ресурсов более высоких категорий, на примере нефти и газа – это D0 (подготовленные), Дл (локализованные).

При этом количество ресурсов D0 и D1 также остаётся абстрактным показателем, а для управления фондом недр в виде качественного критерия следует говорить об увеличении количества нефтегазоперспективных объектов и объектов подготовленных к глубокому бурению.

В этом направлении в период последних 5–10 лет не происходит динамичного совершенствования нормативных документов, хотя требования к учёту таких объектов нуждаются в совершенствовании (реестры, электронные паспорта и пр.).

Представляется, что в целях совершенствования управления ресурсами и для повышения эффективности управления государственным фондом недр, планирования и проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, выполняемых за счёт средств федерального бюджета, повышения качества получаемых в результате этих работ геолого-геофизических материалов, повышения достоверности данных о ресурсах нефти и газа следует реализовать идею о создании дополнительных экспертных органов при Роснедра в виде единого центрального экспертного совета (комиссии) по фондам нефтегазоперспективных объектов и объектов подготовленных к глубокому бурению.

По окончании первого этапа Стратегия будет актуализирована с учётом достигнутых результатов и прогноза добычи полезных ископаемых на период после 2024 года и соответственно будет совершенствоваться нормативно-правовая основа.

Литература

1. 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.
2. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 5, 03.02.2014.
3. Определение Судебной коллегии по экономическим спорам Верховного Суда Российской Федерации от 25.10.2023 № 306-ЭС23-184 по делу № А57-22856/2021 // СПС КонсультантПлюс.
4. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» // Собрание законодательства РФ, 06.03.1995, № 10, ст. 823.
5. Приказ Минприроды России от 13.05.2019 № 296 «Об утверждении Плана мероприятий по реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (на 2019 – 2024 годы)» // СПС КонсультантПлюс.
6. Постановление Правительства РФ от 01.03.2023 № 335 «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, об определении размера и порядка взимания платы за её проведение» (вместе с «Правилами проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, определения размера и порядка взимания платы за её проведение») // Собрание законодательства РФ, 13.03.2023, № 11, ст. 1797.
7. Приказ Роснедр от 28.09.2023 № 580 «Об утверждении Порядка ведения реестра заключений государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр» // Официальный интернет-портал правовой информации <http://pravo.gov.ru>, 01.02.2024
8. Приказ Минприроды России от 06.05.2024 № 280 «Об утверждении порядка и сроков проведения апробации результатов оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых» // КонсультантПлюс.
9. Решение Экономического совета СНГ «О реализации Перспективного плана совместных работ по разведке, использованию и охране недр государств – участников Содружества Независимых Государств на 2021–2025 годы» (Вместе с «Информацией...») (Принято в г. Москве 17.03.2023) // Единый реестр правовых актов и других документов СНГ <http://cis.minsk.by/>.
10. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 марта 2024 г. – № 581-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года» // СПС КонсультантПлюс.

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЕРОЯТНОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЁТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И УЧЁТА КОЛИЧЕСТВА ПЛАСТОВ В ГОРИЗОНТЕ ПРИ ОПЕРАТИВНОЙ 1D ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ

Е.О. Беляков, А.А. Лутфуллин, Р.М. Хабипов, А.Г. Зиятдинов, Д.С. Данилов¹, А.Т. Ломоносов, К.А. Пушин, Ю.О. Храмова, М.Ф. Толибова²

¹ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», г. Альметьевск *BelyakovEO@tatneft.ru*,

²ФГОУ ВПО КФУ, г. Казань

FEATURES OF THE SELECTION OF INDICATORS FOR THE PROBABILISTIC DISTRIBUTION OF VOLUMETRIC PARAMETERS AND ACCOUNTING FOR THE NUMBER OF FORMATIONS IN THE HORIZON DURING THE OPERATIONAL 1D PROBABILISTIC ASSESSMENT OF RESOURCES AND RESERVES

E.O. Belyakov, A.A. Lutfullin, R.M. Khabipov, A.G. Ziyatdinov, D.S. Danilov¹, A.T. Lomonosov,

K.A. Pushin, Y.O. Khramkova, M.F. Tolibova²

JSC «Tatneft», Kazan Federal University, Kazan

Управленческие решения при проведении геологоразведочных работ приходится принимать в условиях неполноты и ограниченности исходных данных. Представления о геологическом строении и запасах нефтяных и газовых месторождений не могут полностью соответствовать истине и всегда сопровождаются долей неопределённости. В связи с этим в процессе оценки запасов углеводородов появляются множество концепций и подходов к выбору подсчётных параметров и их обоснования. В свою очередь это напрямую влияет на последующую стратегию вовлечения оцениваемых объектов в разработку, эффективность освоения капитальных затрат и учёт экономических рисков при различных вариантах обустройства месторождения.

Вероятностный подход при оценке запасов позволяет учесть широкий спектр неопределённости для последовательного вовлечения запасов в разработку. Выбор вероятностной оценки напрямую зависит от степени изученности объектов, их количества и поставленных перед геологами задач.

При таком подходе каждый подсчётный параметр (площадь нефтеносности F , эффективная нефтенасыщенная толщина пласта $h_{н.эф}$, коэффициент открытой пористости $k_{н.о}$, коэффициент нефтенасыщенности k_n , пересчётный коэффициент θ , плотность нефти в стандартных условиях ρ) для объёмного метода оценки запасов нефти Q_n «рассматривается как случайная величина, а значение геологических запасов – как функция этих случайных параметров» [1]:

$$Q_n = F \cdot h_{н.эф} \cdot k_{н.о} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho.$$

Сами параметры характеризуются функциями плотности вероятности, полученными по результатам анализа более изученных территорий (разбуренной части месторождения или месторождений-аналогов) и могут иметь форму логнормального, нормального, равномерного или др. распределения.

В настоящей работе для анализа каждого подсчётного параметра была собрана статистика по 78 месторождениям и 933 залежам в периметре Республики Татарстан. Цель выполненной работы – оперативная 1D вероятностная оценка для проведения ранжирования всего объёма запасов и ресурсов оцениваемой территории с последующим вовлечением наиболее потенциально прибыльных объектов в разработку.

Подходы задания распределений подсчётных параметров для запасов

Вариация площади

Площадь для всех объектов с запасами оценивается через логнормальное распределение. Для построения распределения значения площади используются данные из подсчётных планов, значения площадей в нефтенасыщенной зоне (далее НЗ), водонасыщенной зоне (далее ВНЗ) и сумме этих зон (далее НЗ+ВНЗ).

Выбор интервала варьирования площади для различных случаев (рис. 1):

- 1) F в НЗ – минимум (P90), F в НЗ+ВНЗ – максимум (P10);
- 2) F водоплавающих залежей (вся залежь в ВНЗ) – F в ВНЗ $-/+10\%$ (P95/P5) от F в ВНЗ;
- 3) F литологически ограниченных залежей (без ВНК) – F в НЗ $-/+10\%$ (P95/P5) от F в НЗ.

Вариация эффективных нефтенасыщенных толщин

Следующим параметром для вариации является эффективная нефтенасыщенная толщина. В текущем подходе используются данные из подсчётных планов, где нам известны средневзвешенные значения эффективных нефтенасыщенных толщин, нормированные по площади для двух зон (НЗ и ВНЗ).

Для залежей, по которым у нас есть данные обеих зон (НЗ и ВНЗ), строилось логнормальное распределение, где значение в ВНЗ берётся за минимум (P90), НЗ – за максимум (P10) (рис. 2).

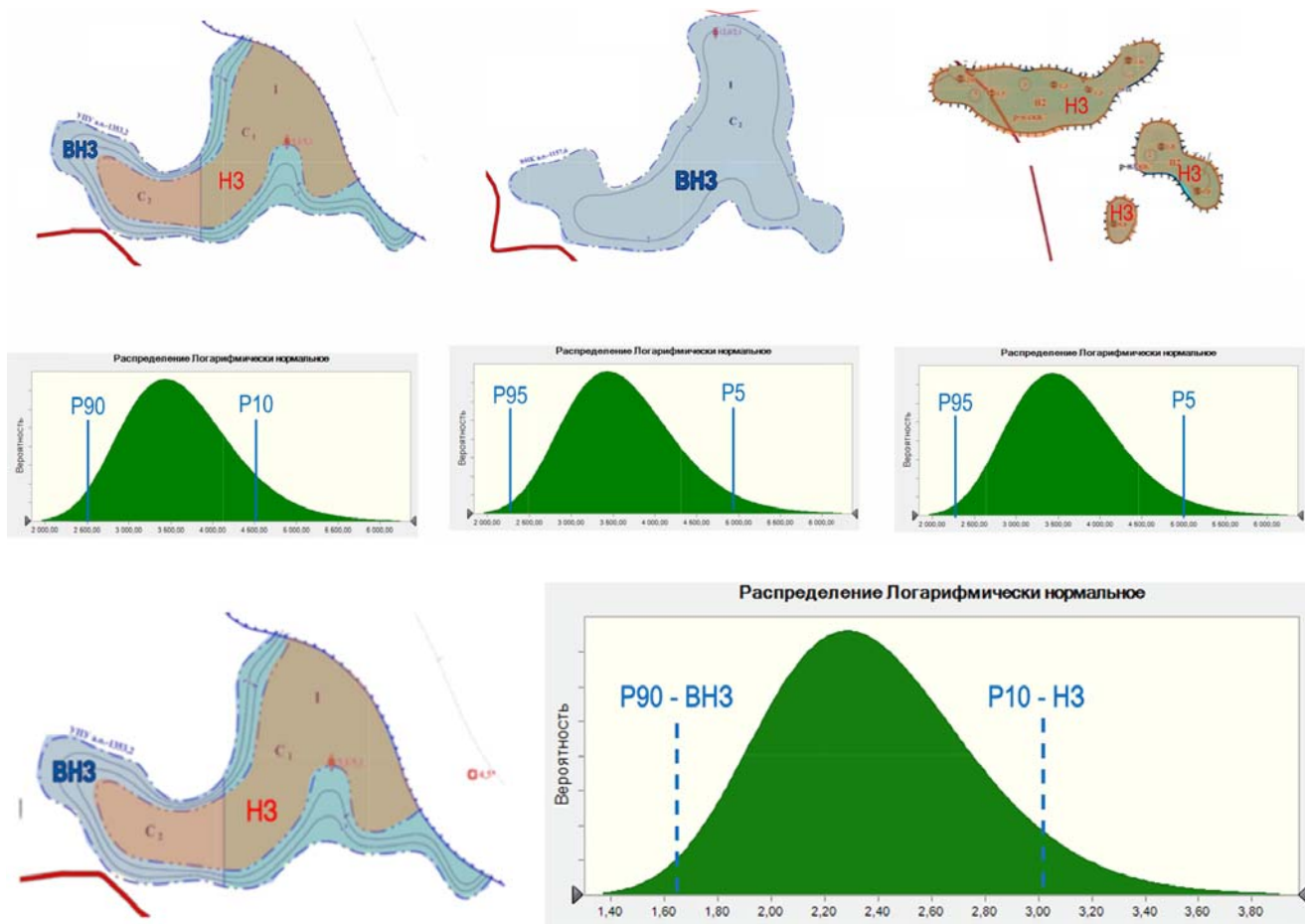


Рис. 2. Пример зональности зон и способ задания логнормального распределения эффективных толщин

В результате анализа базы данных по месторождениям собрана статистика по всем залежам, где есть нефтенасыщенная и водонефтенасыщенная зоны. На основе этих данных построена матрица коэффициентов корреляции (рис. 3).

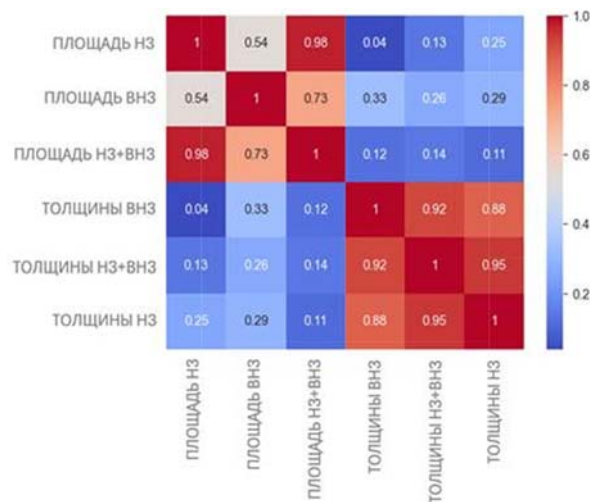


Рис. 3. Матрица коэффициентов корреляции между значениями эффективных нефтенасыщенных толщин в зонах НЗ, ВНЗ и НЗ+ВНЗ

На матрице видно, что коэффициент корреляции между зонами НЗ и НЗ+ВНЗ достигает 0,95. Зоны ВНЗ и НЗ+ВНЗ так же имеют высокий коэффициент корреляции – 0,92. Данные регрессионные модели представлены на рисунке 4.

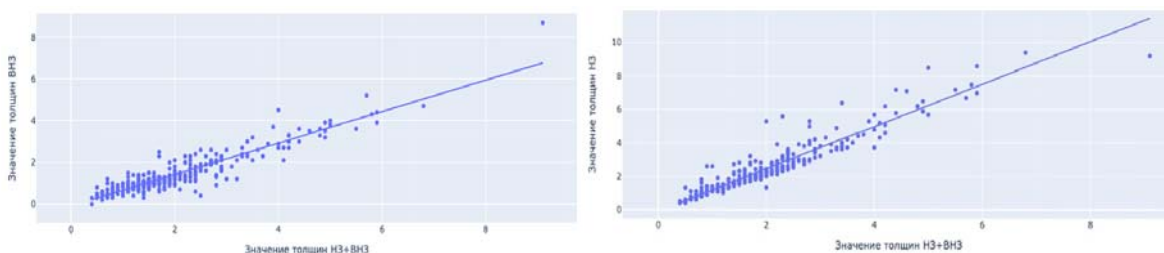


Рис. 4. Линейная регрессия эффективных толщин зон НЗ, ВНЗ и НЗ+ВНЗ

Данные зависимости использовались для создания распределений эффективных нефтенасыщенных толщин во всех сценариях морфологии ловушки с учётом наличия или отсутствия каких-либо зон каждого оцениваемого объекта.

Выбор интервала варьирования эффективных нефтенасыщенных толщин для различных случаев:

- 1) Если известно значение h в НЗ и ВНЗ, то за минимум берётся значение в ВНЗ (P90), а за максимум (P10) – значение в НЗ.
- 2) Если известно значение h в НЗ+ВНЗ, то через трендовую зависимость выбирается значение в НЗ и строится логнормальное распределение через среднее (в НЗ+ВНЗ) и максимум (P10 в НЗ);
- 3) Если известно значение h в ВНЗ, то через трендовую зависимость выбирается значение в НЗ+ВНЗ и строится логнормальное распределение через среднее (в ВНЗ) и максимум (P10 в НЗ+ВНЗ);
- 4) Если известно значение h в НЗ, то через трендовую зависимость выбирается значение в НЗ+ВНЗ и строится логнормальное распределение через среднее (в НЗ+ВНЗ) и максимум (P10 в НЗ);
- 5) Если все зоны имеют одинаковое значение эффективной нефтенасыщенной толщины, то вариация задаётся через $\pm 15\%$ (P90/P10) от этого значения, соответственно.

Вариация коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности

Для вариации коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности анализировалась вся статистика открытых месторождений. На основании собранной базы данных проводится выбор месторождений-аналогов для определения среднего, стандартного отклонения и крайних значений.

Параметры K_p , K_n задаются нормальным распределением, где используется минимальное и максимальное значения, P99 – минимум и P1 – максимальное. Данные значения используются в построениях распределения и служат его границами.

В отдельных форма вероятностного распределения для K_p , K_n задаётся через BetaPERT, тогда границами распределения служат минимум и максимум, а наиболее вероятным значением принимается величина из подсчётного плана.

Вариация пересчётного коэффициента и плотности нефти

Аналогичный подход, как и с K_p , K_n используется для расчётов пересчётного коэффициента и плотности нефти. Данные параметры задаются через равномерную или равновероятную форму распределения, где границами для построения служат минимальное и максимальное значения этих параметров. В сценарии, когда у нас минимум и максимум равны или известно только одно значение, то данное значение берётся за константу.

Подходы к оценке ресурсов

Для оценки ресурсных объектов использовалась собранная база данных по всем месторождениям Республики Татарстан. Для каждого объекта подбирались аналоги на основании удалённости от оцениваемого поднятия, принадлежности к тектоническому элементу и приуроченности к единому стратиграфическому уровню ожидаемых продуктивных отложений. В результате было оценено 275 поднятия и больше 500 залежей.

Для прогноза потенциального количества продуктивных объектов по разрезу была построена карта нефтеносности горизонтов Татарстана (рис. 5).

Подходы вариации подсчётных параметров

Для определения распределения площади ресурсных объектов была собрана статистика площадей всех реперных горизонтов по каждому оцениваемому поднятию. В оценке задавалось равновероятное распределение через минимум и максимум. Площадь по ближайшему отражающему горизонту бралась за максимально возможную, минимальное значение площади бралось с отражающего горизонта этой же структуры по наименьшей площади. В случае, когда наблюдалось раскрытие структуры по части горизонтов – бралась минимальная площадь $0,1 \text{ км}^2$.

Распределения остальных подсчётных параметров таких как эффективная нефтенасыщенная толщина пласта $h_{н.эф}$, коэффициент открытой пористости $k_{п.о}$, коэффициент нефтенасыщенности k_n , пересчётный коэффициент θ , плотность нефти в стандартных условиях ρ , задавались по аналогии с оценкой запасов месторождений-аналогов. Все объекты выполнены с оценкой геологического успеха (gCoS).

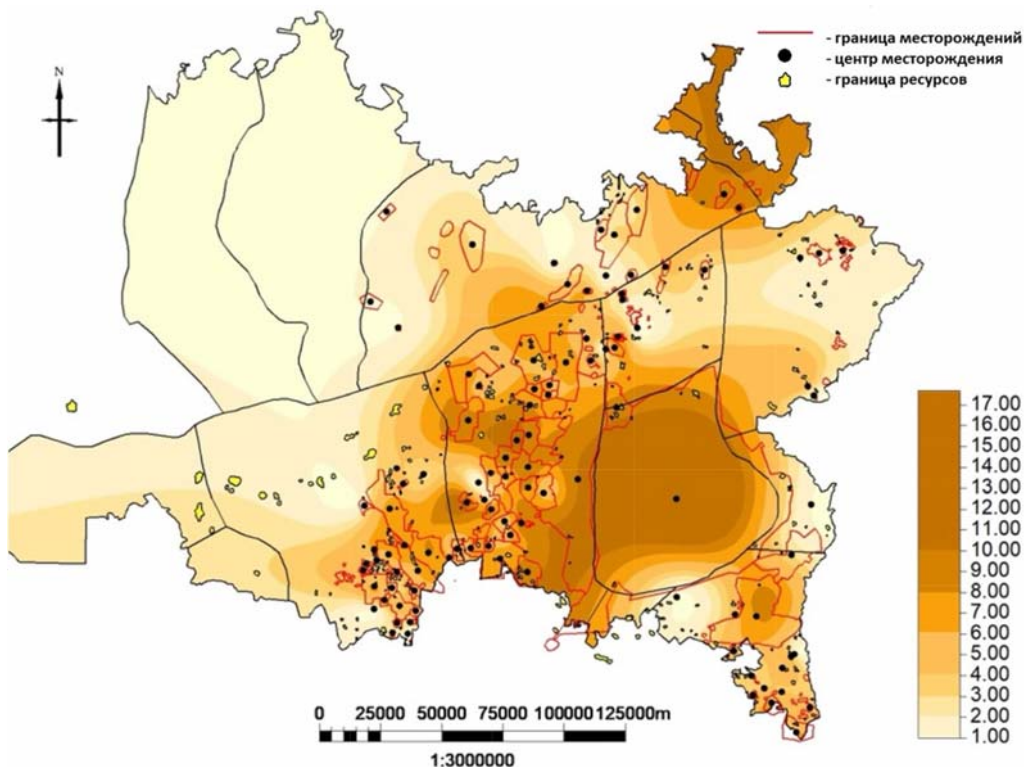


Рис. 5. Карта количества продуктивных залежей по месторождениям (по разрезу)

Основные выводы

Перед проведением 1D вероятностной оценки необходимо разделить все объекты расчётов по уровню неопределённости. Как правило, месторождения с запасами представляют собой довольно хорошо изученный объект (есть результаты ГИС, сейсморазведки, исследования керна и/или опробования), в то время как ресурсы Д0/Д1 – это объекты, наличие нефти в которых только предстоит доказать, но оно косвенно предполагается по данным геолого-геофизических, геохимических исследований.

В настоящей работе выделены две группы объектов расчёта – это объекты с запасами В2, С1+С2 и объекты с ресурсами Д0 подготовленных поднятий.

Общий алгоритм для всех объектов один, различия касаются в определении минимальной/максимальной величины подсчётных параметров и форм их вероятностного распределения. Кроме того, «ресурсные» объекты должны быть дополнительно обрискованы на величину gCOS (шанса геологического успеха). Поэтому нельзя унифицировать подход к выбору форм вероятностного распределения и интервала варьирования для всех объектов, необходимо максимально обоснованно использовать исходные данные для проведения вероятностных расчётов.

** 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. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышников О.А. Вероятностные и нечёткие модели оценки неопределённостей и рисков при подсчёте запасов углеводородов. Информационные технологии. Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2017. – Т. 3. – № 2. – С. 85–99.
2. Лебедева И.А., Паняк С.Г. Методологическая оценка неопределённости прогноза запасов углеводородов Севера-Варьеганского месторождения (Западная Сибирь). Известия Уральского государственного ГУ. – 2021. – Вып. 1 (61). – С. 46–54.
3. Орешкин И.В., Логинова М.П., Колотухин А.Т. Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа: Учебное пособие. – Саратов: Типография НВНИИГГ, 2015. – 96 с.
4. Шатров С.В., Котенёв Ю.А. Дискретизация вероятностных распределений для формирования дерева вариантов при оценке геологоразведочных активов углеводородного сырья. – Нефтегазовое дело. – 2015. – № 3. – С. 46–54.
5. Ампилов Ю.П., Герт А.А. Экономическая геология. – М., Геоинформмарк, 2006. – 400 с.
6. Бжицких Т.Г. Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа: учебное пособие: Томский политехнический университет. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 263 с.

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ФУНДАМЕНТА ДРЕВНИХ И МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

И.А. Сабиров, А.В. Постников

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, *sabirov.i@gubkin.ru*

NATURAL RESERVOIRS OF CRYSTALLINE BASEMENT OF ANCIENT AND YOUNG PLATFORMS

I.A. Sabirov, A.V. Postnikov

Gubkin RGU of oil and gas (NIU), Moscow

На сегодняшний день в качестве одного из направлений по наращиванию и воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородов, должны рассматриваться работы по изучению нефтегазоносности пород фундамента и его коры выветривания. Долгие сроки эксплуатаций месторождений в пределах основных нефтегазодобывающих районах России определили обеспеченность хорошей сейсмической и скважинной геофизической и керновой информацией, а уже имеющаяся необходимая инфраструктура позволит облегчить выявление новых резервуаров углеводородов.

В данной работе предлагается обзор уже известных нефтегазопроявлений в породах фундамента и коры выветривания, а также формируются и структурируются основные критерии поиска залежей углеводородов.

Практически любой резервуар нефти и газа предусматривает наличие следующих составляющих: коллектор нефти и газа, флюидоупор и ловушка. Рассмотрим каждую из этих компонентов.

Коллектор нефти и газа: в породах фундамента многими исследователями отмечается большое количество разнонаправленных трещин. Трещины значительно увеличивают как коэффициент проницаемости, в первую очередь, так и общее значение пористости [1, 2]. Существование раскрытых трещин в породах коры выветривания не вызывает никаких сомнений. Именно наличие трещиноватости позволило сформироваться породам гипергенно-метасоматического класса (согласно представлениям авторов, образования коры выветривания сложены породами гипергенно-метасоматического класса (ГМК)) [3]. Большое количество трещин объясняется снятием горного давления на момент формирования пород ГМК. При выходе на палеоповерхность эндогенных пород фундамента снимается давление вышележащих пород, и, как следствие, образуются разнонаправленные, но преимущественно субгоризонтальные трещины. Помимо фактора снятия горного давления, на формирование ёмкостного пространства влияла фильтрация гидротермальных растворов по разнонаправленным трещинам, приводящая к его увеличению за счёт переработки вмещающих пород, что привело к дальнейшей возможной фильтрации гипергенных растворов. Разломы и трещины более позднего происхождения, уже после формирования осадочного чехла над породами кор выветривания, являлись и являются путями миграции глубинных флюидов, создавая зоны разуплотнения. Из всех исследуемых разрезов кор выветривания и самого тела фундамента древних и молодых платформ Евразии не было обнаружено интервалов значительной мощности (десятки сантиметров), которые представляли бы из себя цельные породы, не нарушенные трещинами, фиксируемые в макрообразце. В большей своей степени наблюдаются минерализованные трещины, однако и полых трещин, раскрытостью до 1 см большое количество. Зачастую отмечается, что трещиноватость сопровождается и процессами выщелачивания. Такие крупные пустоты выщелачивания отмечаются в образцах Сильянской структуры, в пределах которой был вскрыт фундамент (рис. 1). Пустоты находятся в не полностью минерализованных кальцитом трещинах. То есть, коллекторские свойства пород фундамента связаны с двумя генетическими типами – трещиноватость и пустоты выщелачивания.

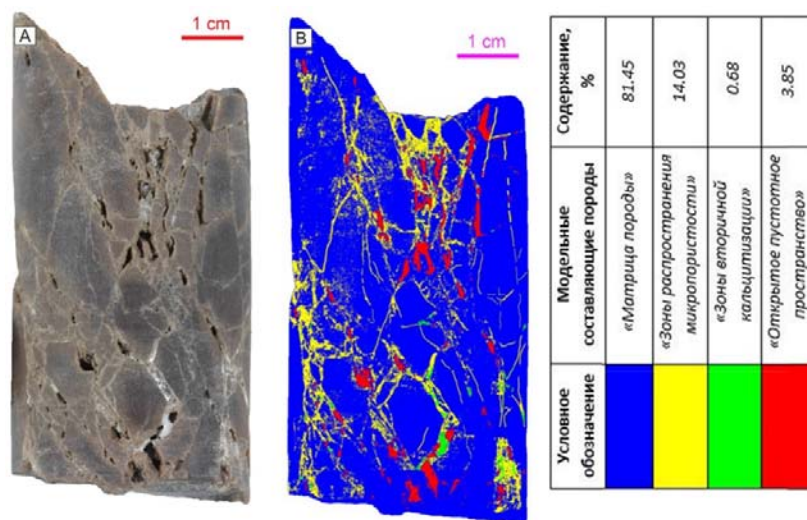


Рис. 1. Пример компонентного моделирования гранитоида Сильянской структуры. Швеция

Флюидопор: в качестве пород-покрышек нефти и газа можно рассматривать как базальные отложения осадочного чехла, так и бескаркасную кору выветривания [3]. Если же коллектор фундамента перекрыт осадочными породами, то такие резервуары можно оценить, как «вьетнамский» тип (рис. 2).

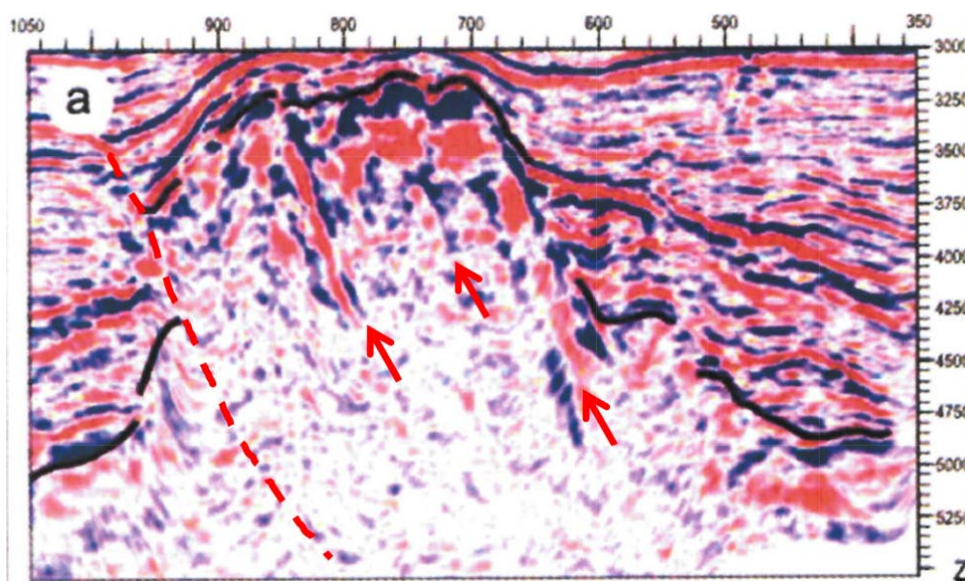


Рис. 2. Сейсмический разрез структуры месторождения Белый Тигр [4]

Подобные горстовые структуры выделялись и в пределах Русской платформы. В рельефе поверхности раннедокембрийского фундамента Волго-Уральской НГП встречаются локальные выступы, амплитудой до нескольких сотен метров. Один из таких выступов вскрыт скважиной в пределах Мамуриного нефтяного месторождения в южной части Бузулукской впадины. Разрез фундамента представлен эндербито-гнейсами, включающими отдельные полосы гиперстеновых амфиболитов. По всему разрезу прослеживаются многочисленные разнонаправленные трещины. Установленное нефтепроявление в эндербито-гнейсах объясняется тем, что выступ фундамента в структуре месторождения находится выше водонефтяного контакта в окружающих осадочных толщах и имеет общий с коллекторами осадочного чехла флюидопор.

В бескаркасных породах коры выветривания фундамента, кристаллы новообразованных смешанослойных силикатов могут сжиматься ввиду давления вышележащих пород и на сохранность пустот влияет количественное соотношение и пространственное расположение оставшихся крупных минералов протолита [3]. Некоторые исследователи (Плотникова И.Н., Муслимов Р.Х., Кавеев И.Х. и др. [5]) относят верхнюю часть коры выветривания, которая, зачастую представлена бескаркасными породами, к породам-покрышкам, ввиду большого количества глинистых минералов.

Ловушка: Помимо всего разнообразия ловушек, представленных в классификациях классиков и описанных для традиционных месторождений нефти и газа, включающих в себя сводовые, экранированные и линзообразные [6], в породах фундамента могут быть обширно распространены поднадвиговые залежи. Для краевых частей древних платформ, в частности, для Восточно-Сибирской платформы, характерно большое количество надвиговых структур. Например, надвижения Предбайкало-Патомского надвигового пояса имеют планетарный масштаб, которые привели к сжатию как пород осадочного чехла, так и верхней части фундамента. Здесь, активизация горизонтальных движений была многообразной, от раннедевонского, вплоть, предположительно, до мелового периода. Такая геодинамика региона существенно усложнила геологическое строение, формируя веерообразные структуры, наложенные друг на друга (Рис. 3). Представленная схема возможных надвигов показывает, что общегеологическими методами подобные структуры поддаются картированию. Теории о поднадвиговых залежах нефти и газа выдвигались М.Р. Марсановой, А.Г. Берзиным и Б.А. Соколовым [7] и другими исследователями.

Для фундамента молодых платформ, включая Западно-Сибирскую, Туранскую и Скифскую плиты характерны свои особенности строения резервуара нефти и газа. Учитывая гетерогенность пород, слагающих фундаменты этих молодых платформ, каждый отдельный разрез следует рассматривать обособленно. Что касается коллекторских свойств, здесь вполне возможно предусматривать наличие коллекторов с перечисленными ранее типами – трещиноватостью и пустотами выщелачивания. Развитие пустотного пространства зависит от пород фундамента, сложенного различными породами. Флюидопоры также могут присутствовать, как в рамках магматических или осадочных толщ, так и в виде бескаркасной коры выветривания. Отдельно, как локальные флюидопоры можно рассматривать трапповые тела. Однако, структура ловушки здесь может быть сложная. Раньше, в качестве ловушек искались и картировались только локальные останцы и горсты. Такие месторождения известны на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции – Березовское и Каменное в ХМАО. В последнее время накоплено большое количество материала, который позволяет заключать, что ловушки могут

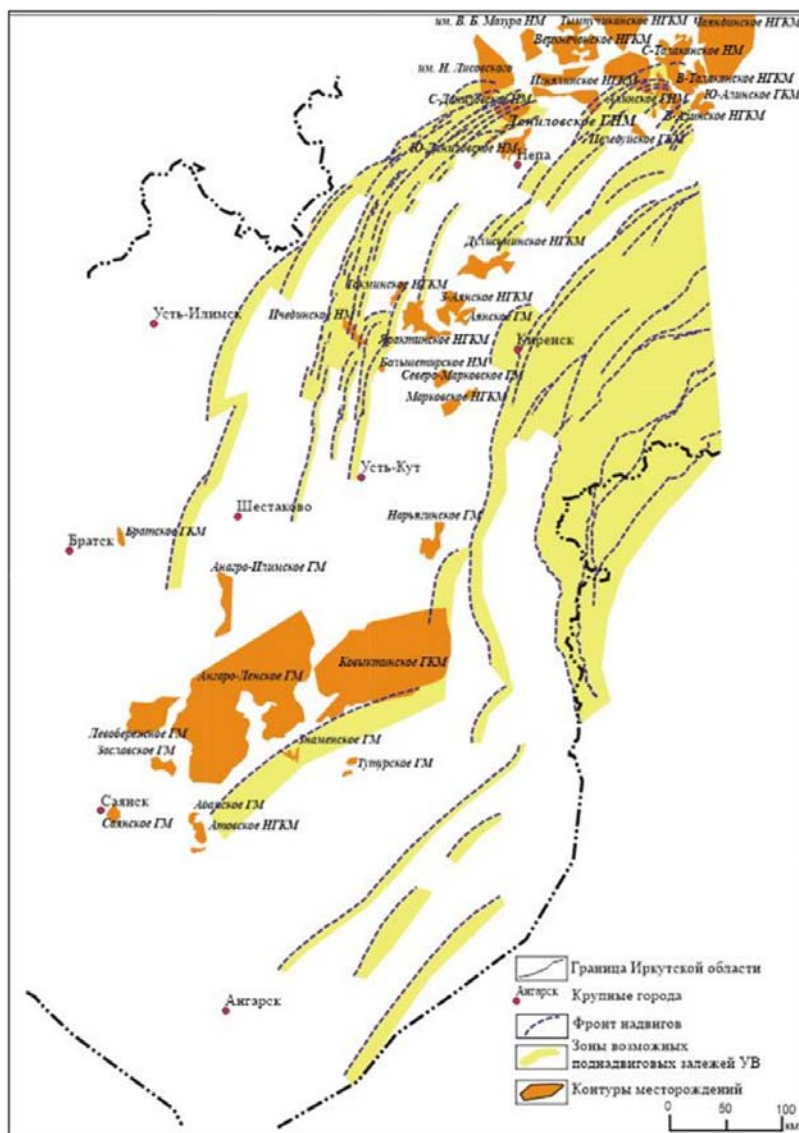


Рис. 3. Область распространения возможных поднадвиговых, тектонически экранированных залежей УВ

иметь другие генетические производные. На особенность геологического строения разрезов молодых платформ большое влияние оказывает время формирования пород фундамента. Если на древних платформах складчатое сооружение сильно денудировано и рельеф выравнен, то здесь, в связи с тем, что временной разрыв между осадочным чехлом и фундаментом невелик, расчленённость доюрского комплекса очень сильная, с преимущественно горным рельефом. В строении фундамента присутствует своеобразное осадконакопление в виде коллювиальных комплексов, в то время как элювий сильно сокращён из-за интенсивной денудации. Большую роль в поиске крупных скоплений нефти и газа может оказать картирование линейных кор выветривания. Мощность разрезов кор выветривания здесь может достигать нескольких десятков метров, и обладать значительной протяжённостью по латерали. Такую конфигурацию обеспечивает неденудированный рельеф и интенсивное складкообразование. Складкообразование также влияет на формирование ловушек, так как разрез доюрского комплекса гетерогенен и в складки могут попадать траптовые и дайковые тела, являющиеся флюидоупорами.

В целом, практически во всех нефтегазоносных провинциях России есть нефтегазопроявления в породах фундамента, и именно фундамент следует рассматривать как основной потенциал для восполнения минерально-сырьевой базы.

Литература

1. Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П. Роль трещиноватости в формировании ёмкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т.2. – <http://www.ngtp.ru/rub/8/030.pdf>
2. Шульц С.С. Планетарная трещиноватость // Планетарная трещиноватость. Л.: Издательство ЛГУ, 1973. – С. 5–57.

3. *Сабиров И.А.* Условия формирования и закономерности распространения коллекторов нефти и газа в породах кор выветривания фундамента южного склона Непско-Ботубинской антеклизы: специальность 25.00.06 «Литология»: диссертация на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук / Сабиров Ильнур Анварович, 2022. – 127 с. – EDN OFZDKK.

4. Перспективы нефтегазоносности фундамента Жигулевского вала / Е.Ю. Горюнов, П.А. Игнатов, В.А. Трофимов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2017. – № 2. – С. 52–59. – EDN YPSAED.

5. *Гатиятуллин Н.С., Плотникова И.Н.* Оценка перспектив нефтегазоносности коры выветривания и верхних участков разреза кристаллического фундамента Северо-Татарского свода // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения. – Казань: Изд-во КГУ, 2005. – С. 66–68.

6. *Брод И.О.* Залежи нефти и газа, М.-Л., 1951.

7. *Марсанова М.Р., Берзин А.Г.* Глубинное строение Непско–Пеледуйского свода Непско–Ботубинской антеклизы в развитие гипотезы Б.А.Соколова. Геодинамика и тектонофизика. 2019; 10(4): 959–969. <https://doi.org/10.5800/GT-2019-10-4-0452>

КОМПЛЕКСНЫЕ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН КАК ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА

И.Т. Сиразетдинов, Р.А. Шайхутдинова, М.М. Мишанов, А.В. Кондрашов

АО НПФ ВНИИГИС, г. Октябрьский, otdel19@list.ru, otdel19@list.ru, otdel19@list.ru, otdel19@list.ru

COMPLEX SPECTROMETRIC RESEARCH OF WELLS AS A TECHNOLOGY FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF STUDYING THE CRYSTALLINE BASEMENT

I.T. Sirazetdinov, R.A. Shaikhutdinova, M.M. Mishanov, A.V. Kondrashov

NPP VNIIGIS, Oktyabrsky, otdel19@list.ru, otdel19@list.ru, otdel19@list.ru, otdel19@list.ru

Аннотация. Проведены исследования для повышения эффективности изучения кристаллического фундамента по оценке расчёта объёмной литологической модели в скважинах по данным ядерно-геофизических методов. Основная информация о минералогическом составе пород извлекается по данным спектрометрического гамма каротажа, спектрометрического нейтронного гамма каротажа широкополосного.

Ключевые слова: кристаллический фундамент, горная порода, объёмная литологическая модель, обсаженная скважина, геолого-геофизическая информация, ядерно-геофизические и спектрометрические методы каротажа.

Annotation. Studies have been conducted to improve the efficiency of studying the crystalline basement by evaluating the calculation of the volumetric lithological model in wells according to nuclear geophysical methods. Basic information about the mineralogical composition of rocks is extracted from the data of spectrometric gamma-ray logging, spectrometric neutron gamma-ray broadband logging.

Key words: crystalline basement, rock, volumetric lithological model, cased well, geological and geophysical information, nuclear geophysical and spectrometric logging methods.

Выработка углеводородов из наиболее простых пластов эксплуатации в районах с развитой инфраструктурой предполагает восполнение запасов за счёт других более сложных объектов месторождений. В связи с этим практикуется не только переход на глубоко залегающие залежи, но и к нетрадиционным объектам. Все нетрадиционные объекты характеризуются не только сложностью извлечения продукта, но и выявления залежей. Тем не менее мировая тенденция добычи углеводородов связана с увеличением объёмов сланцевого газа, газогидратов, баженинов, нефти кристаллического фундамента и т.п. В частности в настоящее время в мире эксплуатируется около полутысячи нефтегазовых месторождений добывающих продукт из кристаллического фундамента и коры выветривания.

Поиски месторождений кристаллического фундамента затруднены не только отсутствием ловушек углеводородов, но и сложностью расчленения коры выветривания, а также выявлением системы трещин, позволяющей образовывать резервуары для скопления углеводородов, в условиях активной геодинамики кристаллического фундамента, способную как формировать скопления углеводородов, так и разрушать их; как осуществлять движение флюидов, так и прекращать его. В отличие от осадочных горных пород фундамент представлен кристаллическими магматическими и/или метаморфическими разностями, что ограничивает использование обычных признаков выявления коллекторов и определения их характера насыщения.

Все это обуславливает необходимость тщательного изучения коры выветривания и кристаллического фундамента на основе анализа каменного материала и результатов геофизических методов. Данные исследований керна являются наиболее достоверными, но и более затратными с учётом бурения с отбором керна. Поэтому основой массового изучения кристаллического фундамента и его коры выветривания являются геофизические методы, результаты которых сопоставляют с данным анализа керна.

Наряду с сейсмикой и стандартными методами ГИС при исследовании вскрытого скважинами

кристаллического фундамента используются высокоинформативные спектрометрические методы ядерного и ядерно-магнитного каротажа.

Метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) используется для определения структуры, ёмкости, фильтрационной характеристики порового пространства и его остаточной водонасыщенности, по которым выделяют коллектора и выполняют оценку перспектив их насыщения. Особенностью метода является его низкая глубинность, невозможность использования в условиях стальных обсадных колонн. Поэтому более универсальными методами изучения горных пород фундамента являются нейтронные (нейтрон-нейтронный каротаж), спектрометрические гамма (СГК) и нейтронные-гамма методы (СНГК), которые могут быть использованы как в обсаженных скважинах, с многоколонной конструкцией, с насосно-компрессорными трубами (НКТ), так и в открытом стволе.

АО НПФ ГИТАС разработана комплексная аппаратура, позволяющая одновременно выполнять каротаж скважины методами СГК, 2ННК и многозондовым широкодиапазонным СНГК. Аппаратура реализована в стандартном нефтяном варианте (нецентрированный скважинный прибор в едином охранном кожухе диаметром 90 мм) и малогабаритном (центрированный модульный вариант с диаметром кожуха 48 мм), который даёт возможность исследовать скважины через НКТ без остановки и вывода из эксплуатации (рис. 1), а также совместно с модулем сканирующего магнито-импульсного дефектоскопа (МИД-С), определяющего техническое состояние колонн скважины [1].

Аппаратура сертифицирована и защищена патентами. Используется в комплекте с наземным интерфейсным блоком независимо от типа подъёмника и количества жил кабеля.

Аппаратура программно, метрологически и методически обеспечена.

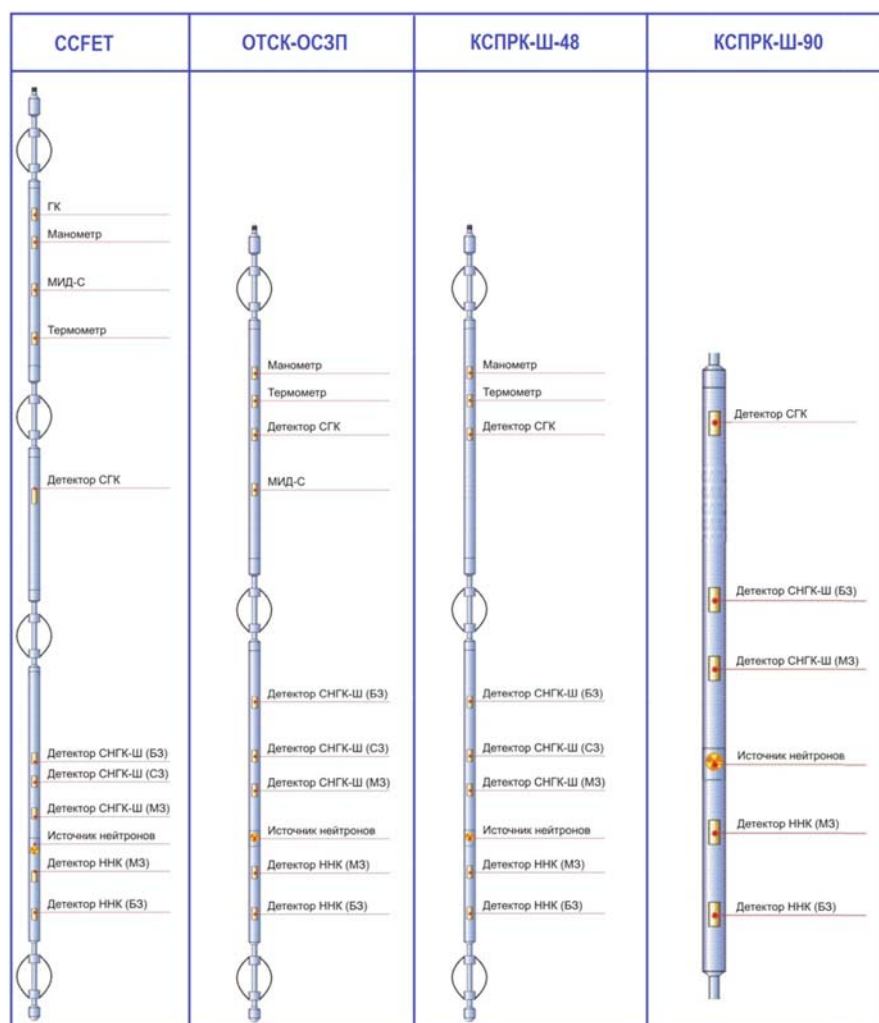


Рис. 1. Аппаратурный ряд скважинных приборов комплекса СГК, многозондовых ННК и СНГК-Ш

Реализованный в аппаратуре комплекс методов позволяет решать следующие задачи:

1) Расчёт объёмной литологической модели вскрытых скважиной отложений, ключевыми возможностями которой является:

- детальное литологическое расчленение исследуемого геологического разреза;
- построение корреляционных разрезов;
- уточнение стратиграфии отложений;

- определение основных ритмов и типов осадконакопления;
- выделение интервалов коллекторов по эффективной пористости и оценка их ФЕС;
- выявление скоплений органического вещества;
- определение объёмной плотности;
- прогнозирование кавернообразования и оценка устойчивости ствола скважины и решение других задач, связанных с изучением литологического состава вскрытых скважиной отложений.

- определение минералогического состава глин с целью оценки герметичности глинистых покрышек коллекторов, выделения интервалов разбухающих глин и т.д.

2) Определение характера насыщения коллекторов. В том числе:

- разделение по типу продукта: газ, газоконденсат, нефть, вода пресная и минерализованная;
- расчёт коэффициентов нефте- и газонасыщения (K_n , K_g) по трём радиальным зонам, что позволяет выявить анизотропию флюидного состава не только в вертикальном направлении, но и в радиальном;
- определение положения ГНК, ГВК, ВНК;
- выявление заколонных и межколонных скоплений газа, при учёте результатов расчёта литомодели можно спрогнозировать возможность захода газа в водоносный пласт и «грифонообразование».

3) Радиальное зондирование скважинной и прискважинной зоны на основе разной глубинности реализуемого комплекса многозондовых методов по нейтронным и гамма-лучевым свойствам, используемое в том числе для осуществления экспресс-метода нейтронной цементометрии и кавернометрии в интервалах перфорации газовых скважин, выполняемого в работающей скважине без её остановки и извлечения НКТ.

Для поиска углеводородных объектов в фундаменте и его коре выветривания интерес представляют прежде всего группы задач 1 и 2.

Выявление неоднородностей фундамента, зон разуплотнения и коллекторов, в первую очередь, связано с определением текстурно-структурных и литологических особенностей. Литологическая модель строится на основе определения содержания естественно радиоактивных (уран, торий, калий) и радиационно-активных элементов (Н, Сl, Са, Si, Fe и т.п.) при помощи петрофизического моделирования программой ОРТСОМ разработанной во ВНИИГИС [2].

Переход от элементного состава к литомодели выполняется на основании эмпирических соотношений между элементным и минералогическим составами горных пород для конкретных стратиграфических и литологических интервалов. При этом учитываются технические условия измерений и внутренних связей самой системы [3].

Построение объёмной литомодели позволяет не только определить состав фундамента, но и выявить наличие органического вещества, являющегося нефтематеринским источником лежащей в непосредственной близости от фундамента осадочной толщи и примыкающей к фундаменту коры выветривания. Продуктивность коры выветривания выявлена на многих месторождениях и также представляет интерес.

В 2023–2024 гг. аппаратурой КСПРК-Ш-90 в открытом стволе нескольких скважин проводились исследования кристаллического фундамента, коры выветривания и осадочных отложений залегающих на коре выветривания.

Определяемый по результатам спектрометрических измерений компонентный состав терригенных горных пород, залегающих на коре выветривания, включал коэффициент эффективной пористости (K_p), долю связанной воды ($K_{св}$), глинистость ($K_{гл}$), песчанистость ($K_{пес}$) и полевошпатовую песчанистость ($P_{ш}$), известковистость ($K_{изв}$). Дополнительно, для горных пород фундамента и коры выветривания: объёмный коэффициент содержания пород гнейсового ($K_{гн}$) и гранитоидного ($K_{гр}$) типа.

Коэффициент гнейсового типа горных пород определялся по данным СНГК по высокому содержанию кремния и железа в совокупности с понижением содержания кальция. Коэффициент гранитоидного типа горных пород, состоящих на 40–60% из полевых шпатов определялся по данным СНГК по содержанию калия. По данным СНГК выявлены также интервалы с рассеянным органическим веществом.

с учётом расчёта минералогической модели глин по данным СНГК выполнена дополнительная разбивка коры выветривания на зоны, отличающиеся по составу и степени выветривания г.п. [4].

Верхняя зона Д сложена обломками горных пород кальциевого и кремниевого состава сцементированных глинистыми минералами преимущественно каолинит-хлоритового состава.

Зона Г характеризуется схожим составом обломков, дополненных обломками калий содержащих горных пород, гранитоидного типа. Глинистый цемент отмечается повышенным содержанием хлоритовых минералов.

Зона В по составу может быть разделена на 3 части: верхняя часть представлена обломочным материалом гранито-гнейсового состава, средняя часть – преимущественно гранитного состава, нижняя часть – преимущественно гнейсового с повышенным содержанием кальция и железа.

Зона Б сложена преимущественно обломками кальциевых (гнейсовых) и в меньшей степени кремниевых (гранитных) г.п. с повышенным содержанием минералов железа. Глинистый цемент практически отсутствует, что указывает на низкую (начальную) стадию разложения г.п. фундамента. В подошвенной части отмечается повышенное содержание кальция, снижение содержания железа и плотности, что может быть связано со сланцеватой текстурой гнейсов.

Зона А представлена горными породами фундамента в верхней части гранитами, в нижней части интервала – гранито-гнейсами.

В зонах Г и В выявлены интервалы с повышенной пористостью, однако они характеризуются существенным содержанием хлоритов, что может явиться причиной снижения их проницаемости (рис. 2).

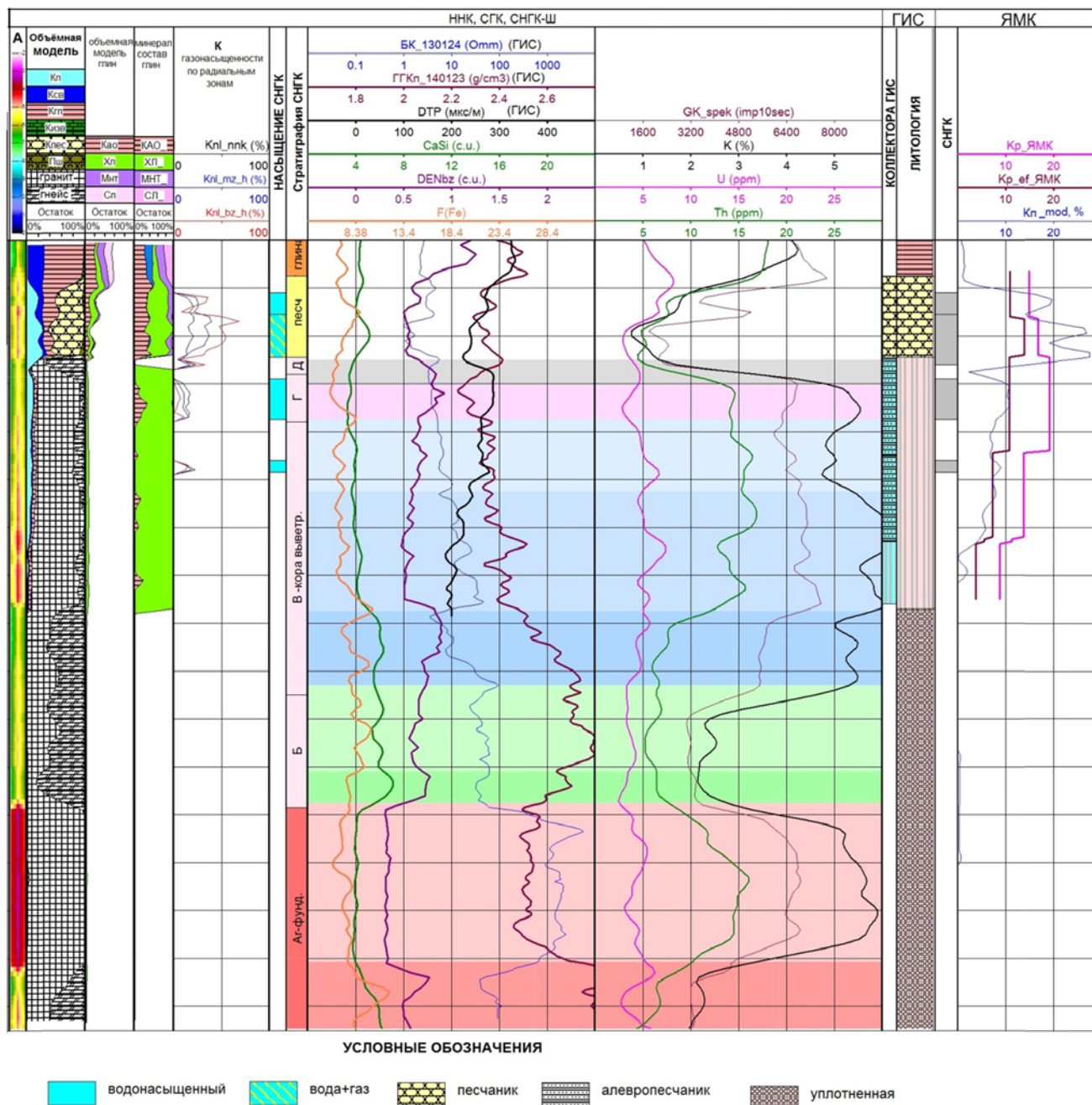


Рис. 2. Литологическое расчленение коры выветривания

По результатам расчёта объёмной литомодели, помимо уточнения стратиграфии отложений с разбивкой коры выветривания на различающиеся по составу зоны, выделены интервалы коллекторов мощностью ≥ 0.5 м с $K_p \geq 14\%$ для терригенного разреза и $K_p \geq 8\%$ для коры выветривания. Из рис. 2 видно, что интервал коллектора осадочных горных пород разделяется на 2 части: кровельную, характеризующуюся повышенной глинистостью, соответственно, пониженной пористостью, и подошвенную. Границы коллектора несколько отличаются от данных по стандартным методам ГИС и совпадают с результатами ЯМК. Аналогично для коллекторов коры выветривания наблюдается совпадение интервалов коллекторов с ЯМК и расхождение границ, выделенных по стандартным методам ГИС.

Определение эффективной пористости по литомодели (K_{p_mod}) соответствует эффективной пористости по ЯМК ($K_{p_ef_ЯМК}$) для коры выветривания и выше для песчаного пласта, пористость которого по геологическим данным оценивается в 20–25%.

Отсюда следует вывод, что объёмная литомодель, рассчитанная по результатам спектрометрических исследований позволяет с высокой достоверностью расчленить терригенную часть разреза и кору выветривания, а так же точно определить состав и границу фундамента.

Другая группа задач связана с определением характера насыщения выявленных коллекторов коры выветривания и вышележащих терригенных отложений. Текущий характер насыщения определяется по результатам комплексной интерпретации методов 2ННК и многозондового СНГК-Ш для различных радиальных зон исследования определением коэффициентов продуктивности по беспалеточной адаптивной методике анализа кросс-плотов по параметрам ННК (nnk) для ближней зоны, ННК и СНГК малого зонда – для средней зоны и ННК и СНГК длинного (большого) зонда – для дальней зоны. Расхождения коэффициентов газонасыщенности (Knl_nnk, Knl_mz_h и Knl_bz_h) указывают на наличие газа в пласте при фактическом отсутствии его в зоне проникновения фильтрата бурового раствора. Источником газа, возможно, является рассеянное органическое вещество зоны **В**, выявленное по повышенному содержанию урана. Скопление газа в коллекторе зоны **Г** не наблюдается, что, возможно обусловлено проницаемостью зоны **Д**, представленной слабосцементированными обломками гранито-гнейсов.

Таким образом, выявленные коллектора коры выветривания водонасыщены, а коллектора песчаной пачки, расположенной над корой выветривания, водонасыщены с газом в дальней зоне.

Выводы

Комплексные спектрометрические исследования скважин выполняемые аппаратно-методическим комплексом типа КСПРК-Ш, реализующие методы спектрометрического гамма-каротажа, многозондовые методы нейтронного и широкодиапазонного спектрометрического нейтронного– гамма каротажа позволяют одновременно получать разнообразную информацию о нейтронных и гамма-лучевых параметрах исследуемых сред, о составе, на основании которых рассчитывается объёмная литологическая модель и определяется текущий характер насыщения коллекторов, что позволяет использовать эту технологию для повышения эффективности изучения кристаллического фундамента, коры выветривания и осадочных отложений залегающих на ней.

Литература

1. **Кондрашов А.В. Многометодная спектрометрическая аппаратура ядерного каротажа для исследований газовых скважин.** [Текст] / А.В. Кондрашов, А.О. Габбасова, Е.В. Судничникова, Р.Р. Куйбышев, И.З. Миннуллин, С.Т. Мамлеева, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, А.И. Лысенков, В.И. Борисов, В.И. Шамшин. // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – М.: изд. ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014. – № 3. – С.121–128.
2. **Кнеллер Л.Е. Опыт разработки и практического применения программного обеспечения комплексной интерпретации материалов ГИС** [Текст] / Л.Е. Кнеллер. // «Разведочная геофизика: отечественный производственный опыт», 1988 г. – М.: ЭИ ВИЭМС. – № 5. – С.1–9.
3. **Гайфуллин Я.С. Опыт использования технологии комплексной интерпретации данных ГИС с применением спектрометрических модификаций радиоактивного каротажа.** [Текст] / Я.С. Гайфуллин, А.И. Лысенков, Р. А. Шайхутдинова. // Научная секция «В». «Новые достижения в технике и технологии геофизических исследований скважин». Тезисы докладов. Секции «В» VIII Конгресса нефтегазопромышленников России. 26–29 мая 2009 г. – Уфа: изд.-во «НПФ «Геофизика», 2009. – С.187–190.
4. **Амельченко Н.Б. Зоны коры выветривания Архей-Нижнепротерозойского основания Южно-Татарского свода и особенности их площадного развития.** [Текст]/ Н.Б. Амельченко, Р.Х. Масагутов, Р.В. Ахметзянов, К.С. Курбангалеева // «Георесурсы», 2017. – Т. 19. – № 3. – Ч.2. – С. 264–271.

**ТИПОМОРФИЗМ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ КОЛЛЕКТОРСКИХ ЗОН КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО
ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА
(ПО МАТЕРИАЛАМ ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН)**

Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий,
sitdikova8432@mail.ru*

**TYPMORPHISM OF CLAY MINERALS OF THE CRYSTALLINE BASEMENT RESERVOIRS OF THE
SOUTH-TATAR VAULT (BASED ON THE MATERIALS OF DEEP AND ULTRA-DEEP WELLS)**

L.M. Sitdikova, V.G. Izotov

Kazan Federal University, Kazan

Реализация обширной программы глубокого бурения и геологического изучения пород кристаллического фундамента востока Русской плиты, позволила рассматривать глубинное строение этой важнейшей нефтегазонадной провинции с позиций активной геодинамики. Согласно этим представлениям [1, 2, 3, 5] кристаллический фундамент следует рассматривать как активно развивающийся платформенный субстрат пластинчато-чешуйчатого строения, в котором, пластины древних пород, консолидированных в архейско-протерозойское время разделены субгоризонтальными зонами деструкций (зон разуплотнения), достигающими по мощности 600–800 м.

Кристаллический фундамент Татарского свода является сложным терригенным гетерогенным структурным сооружением горстового типа, прошедшим сложную геолого-геодинамическую эволюцию, следствием которого является возникновение в первоначально монолитной толще фундамента специфических образований – зон деструкций (разуплотнения), имеющих согласно данным сейсмического профилирования субгоризонтальное залегание [4, 5, 6]. Эти зоны выполнены комплексом брекчированных и переработанных низкотемпературными гидротермальными процессами пород, которые обладают вследствие разуплотнения пород повышенными фильтрационно-ёмкостными свойствами, что даёт основание рассматривать эти зоны как потенциальные коллектора углеводородов глубоких горизонтов земной коры или как пути миграции углеводородов [10].

Зоны деструкций (разуплотнения) хорошо выделяются и на сейсмических профилях ОГГ и вскрываются разрезами глубоких и сверхглубоких скважин. Эти зоны встречены практически во всех интервалах глубоких скважинах, однако их выделение геофизическими методами до настоящего времени не отработано, что обусловлено во многом несовершенством методов геологической интерпретации комплекса ГИС. В основу существующей интерпретации потенциальных коллекторов кристаллического фундамента положен метод аналогии трещинных коллекторов карбонатных и терригенных пород осадочного чехла [5]. При этом считается, что наиболее информативными геофизическими методами являются методы ГК, НГК в комплексе со скважинной термометрией и рядом других методов.

В настоящее время по результатам исследований и при общем вскрытии фундамента глубокими скважинами 9.5 пог.км общая мощность выделенных коллекторов составляет около 2.5–3 пог.км. с отсутствием промышленных нефтепроявлений. Естественно, встаёт вопрос о надёжности выделения потенциальных коллекторов фундамента с использованием методов ГИС, разработанных применительно к осадочному чехлу.

Проведённые комплексные петроструктурные, минералого-петрографические исследования позволяют выделить среди зон деструкций два ведущих типа: компрессионный и декомпрессионный, которые закономерно чередуются в разрезе фундамента, причём мощность их по геофизическим данным возрастает с глубиной в геометрической прогрессии и максимум их концентрации наблюдается на глубинах 6–7 км.

Изучение характера трещиноватости пород по керновому материалу глубоких и сверхглубоких скважин позволяет в отдельных случаях проследить эволюцию ориентировки эллипсоида деформаций и, следовательно, воссоздать динамику развития систем трещиноватости, что позволяет установить периодически повторяющиеся режимы сжатия – компрессия и растяжения – декомпрессия.

Само вещество зон деструкций представлено гидротермально-проработанным щебнем высоко-метаморфизованных пород фундамента. Изучение тонкодисперсной составляющей зон разуплотнения позволяет выделить широкий спектр глинистых минералов, окислов и гидроокислов железа, в ряде случаев сульфидов железа, что позволяет качественно оценить температурный и барический режимы развития этих зон и, развивающихся в них низкотемпературных гидротермально-метасоматических процессов [10, 6, 7, 8].

Вследствие неустойчивого термодинамического и термохимического режимов в этих зонах вещество пород представлено в основном тонкодисперсным и наноразмерным комплексом минералов: комплексом глинистых и тонкодисперсных минералов. При этом, вследствие нескомпенсированности внешней и внутренней энергии минеральных комплексов, возникает избирательная дефектность в строении различных типов глинистых минералов, что, с одной стороны приводит к созданию специфических минеральных форм, с другой – к развитию разнообразных структурных агрегатов минералов зон деструкций.

Наличие упорядоченных дефектов в наночастицах приводит к деформации элементарных сеток с отклонением наночастиц от свойственной им кристаллографической сингонии. При этом согласно принципу Н.В. Белова наиболее устойчивым элементом слоистых силикатов являются кремнекислородные тетраэдры. Более

подвержены деформационным процессам октаэдрические позиции и межслоевые пакеты. В результате происходит последовательная деформация элементарных сеток с появлением специфических кристаллических форм с несвойственными для данных видов элементами симметрии [9, 10, 11], в частности, для глинистых минералов с некомпенсированной структурой чередования сеток (структурный тип 1:1). Может происходить последовательная деформация сеток с появлением специфических, чаще, трубчатых кристаллов, зародышем которых являются нанотрубки, с появлением оси симметрии высшего порядка L_{∞} . Это характерно для таких минералов как галлуазит, хризотил и другие.

В случае скомпенсированных структур (структурный тип 2:1) происходит развитие полусферических минеральных форм агрегатов с частично выраженной осью высшего порядка L_{∞} (минералы группы смектита, вермикулита). Сложные морфологические формы, характерны для смешанослойных минералов: типа хлорит-смектит, иллит-вермикулит и др. Наличие в них чередующихся слоёв с различными видами и различным распределением дефектов локальных позиций приводит к появлению комбинированных форм – пластинчаточешуйчатых, полусферических форм с различными комбинациями [10, 12].

В отдельных случаях, характерных для стабильных минеральных комплексов, вследствие последовательной аккумуляции внутренних напряжений, появляются структуры излома, отражающие распределение локальных напряжений (каолинит, тальк, хлорит). Комбинации различных типов десимметризованных глинистых минералов в зонах разуплотнения приводит к их различной упаковке в структуре агрегатов, заполняющих пространство пород. Особенности этих упаковок отражают меняющийся термобарический режим развития этих зон (смена этапов компрессии и декомпрессии).

Полученные результаты исследований зон разуплотнения компрессионного типа свидетельствуют, что для них характерны различные типы линейно-упорядоченных структур – сланцеватая, полосчатая, неравномерно-сланцеватая. Для зон разуплотнения декомпрессионного типа характерен широкий комплекс различных морфологических типов структур: скорлуповатая, бутончатая, радиально-лучистые, трубчатые, спутано-трубчатые и др. [10, 13]

Перечисленные виды структурных агрегатов зависят как от локальной симметрии нанокристаллов их минеральных видов, так и от особенностей неоднородности локальных термодинамических полей, в ходе формирования этих агрегатов. Проведённые исследования свидетельствуют, что изучение особенностей глинистых минералов и их агломерации в зонах деструкций различного типа может являться индикатором меняющихся термобарических полей в таких специфических образованиях глубоких горизонтов земной коры, как зоны деструкций (разуплотнения) [10, 13].

Проведённые исследования свидетельствуют, что зоны деструкций, особенно декомпрессионного типа часто несут углеводородную составляющую в различных формах, в частности, в виде поглощённого комплекса в аргиллизированной массе [10, 4, 5], в виде выделений битумного вещества – пиробитумоидов, и в виде газожидких включений в минералах. Особенности локализации включений пиробитумоидов позволяют рассматривать их как продукт синтеза углеводородных систем в аргиллизированных породах за счёт простых газообразных углеводородов. Под действием компрессионно-декомпрессионных процессов, эти углеводородные системы могут активно мигрировать в теле фундамента, выдавливаясь из зон компрессионного типа – зоны разгрузки, и перегоняясь в зоны декомпрессионного типа – зоны промежуточной аккумуляции.

Таким образом, зоны деструкций компрессионно-декомпрессионного типа необходимо рассматривать в качестве единой системы, возникшей в результате периодически распространяющихся в теле фундамента волн напряжения сжатия-растяжения, что сопровождалось периодической перекачкой гидротермальных флюидов из более глубоких горизонтов в поверхностные зоны фундамента и далее в осадочный чехол.

Вещественный состав этих зон достаточно хорошо изучен по керновому материалу глубоких и сверхглубоких скважин [10]. Изучение парагенетических ассоциаций минералов зон разуплотнения позволяет реконструировать термодинамические условия их формирования. В частности, температурный интервал в этих зонах составляет 100–350°C, давление близкое к поверхностному, что соответствует полям термодинамической устойчивости сложных углеводородных систем [11, 12, 14].

В настоящее время установленным фактом является поступление простых углеводородных систем из недр нашей планеты – процесс естественной дегазации. Однако механизм глубинной миграции более сложных систем нефтяного ряда остаётся дискуссионным, несмотря на приводимые данные по термодинамическим расчётам их устойчивости [5]. В связи с реализацией программы глубокого бурения кристаллического основания Волго-Уральской нефтегазоносной провинции появился обширный геолого-геофизический материал, позволяющий более детально рассмотреть и изучить вопросы нефтеобразования в породах глубинных зон литосферы в связи с процессами дегазации нашей планеты.

Литература

1. *Ситдикова Л.М.* Характеристика глинистой составляющей трещинных зон по скважине 20009. / Альметьевск. – 1991. – С. 54–55.
2. *Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.* Структурные особенности глинистых минералов зон деструкции глубоких горизонтов Татарского свода. / Белгород. – 1995. – С. 13.

3. *Ситдикова Л.М.* Минералого-петрографическая типизация зон деструкции фундамента Татарского свода и их углеводородности. /Альметьевск. – 1995. – С. 23–24.
4. *Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.* Эволюция глинистых минералов зон стрессовых напряжений глубоких горизонтов земной коры. /Санкт-Петербург. – 1996. – II том. – С. 295.
5. Монография «Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы нефтегазоносности». Под ред. Р.Х. Муслимова. /Казань: Изд-во: Дента. – 1996. – 487 с.
6. *Ситдикова Л.М., Муслимов Р.Х.* Зоны деструкций – реальный объект локализации углеводородов в кристаллическом фундаменте Татарского свода Республики Татарстан. /Казань: Изд-во «Новое знание». – 1998. – С. 10–16.
7. *Ситдикова Л.М., Изотов В.Г.* Зоны деструкции кристаллического фундамента как потенциального коллектора углеводородов больших глубин. /«Георесурсы». – № 1. – 1999. – С. 28–34.
8. *Ситдикова Л.М., Изотов В.Г., Муслимов Р.Х.* Роль кристаллического фундамента нефтегазоносных бассейнов в генерации и регенерации запасов углеводородного сырья/ «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Санкт-Петербург. – 1999. – С. 268–297.
9. *Ситдикова Л.М.* Потенциальные коллекторские зоны глубоких горизонтов Татарского свода. /«Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Санкт-Петербург. – 1999. – С. 296–297.
10. *Ситдикова Л.М.* Зоны деструкций кристаллического фундамента Татарского свода. / Казань. – Изд-во: Казанского университета. – 2005. – 146 с.
11. *Sitdikova L.M., Kosachev I.P., Izotov V.G.* FINELY DISPERSED MINERALS IN DESTRUCTION ZONES OF DEEP HORIZONS – CATALYZERS OF GEOFLUID TRANSFORMATION // International Multidisciplinary Scientific GeoConference. – SGEM, 2015. – V. 1. – PP. 151–158.
12. *Sitdikova L.M., Izotov V.G., Sidorova E.U., Khristoforova D.A.* DEEP WELLS IN MONITORING GEOLOGICAL AND GEODYNAMIC PROCESSES // International Multidisciplinary Scientific GeoConference. – SGEM, 2015. – V. 1. – PP. 105–112.
13. *Sitdikova L.M.* Thermodynamic conditions of clay minerals formation in the deep horizons of the Earth crust /Book of Abstracts XIX International Meeting on Crystal chemistry, X-ray diffraction and spectroscopy of minerals. – Apatity, 2019. – P. 85.
14. *Sidorova E.U., Sitdikova L.M., Izotov V.G.* The role of the leading formations of crystalline basement in the generation of clay minerals of weathering crust (East of the Russian plate)//IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2020. – Vol.516, Is.1. – Art. – № 012021.

СЕЙСМИЧНОСТЬ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

М.Х. Рахматуллин

Институт прикладных исследований АН РТ, г. Казань.

SEISMICITY OF CRYSTALLINE BASEMENT OF THE EAST OF TATARSTAN

M.H. Rakhmatullin

Academy of Sciences of RT, Kazan

Территория Республики Татарстан относится к слабосейсмичной зоне, где катастрофических землетрясений не происходит. Однако, сейсмические события в Татарстане происходили в прошлом и фиксируются в настоящее время. Достоверно известно о землетрясениях в районах городов Казани в 1845, 1865 и 1909 гг., Елабуги в 1857 г. и Альметьевска, Бугульмы в 1886 и 1914 гг. в прошлом, в более позднее время, в районах городов: Альметьевск (три толчка в 1986 и один – в 1990 гг.), Заинск в 1988 г. (одно), Елабуга и Набережные Челны в 1989 г. Последнее ощутимое землетрясение произошло в Альметьевском районе 29 мая 2008 года интенсивностью до 6 баллов. Таким образом, существует необходимость проведения сейсмического мониторинга в Татарстане, и не только на востоке республики, но и в районе г. Казани, с целью выяснения сейсмической обстановки, так как здесь зона развития карстовых образований и активной, с растущей плотностью, высотной застройки.

Заметная активизация сейсмичности произошла в 80-е годы прошлого столетия на юго-востоке Татарстана, где стали возникать местные землетрясения. Следует отметить, что руководство ПАО «Татнефть» уделяет постоянное внимание вопросам обеспечения промышленной безопасности районов в зоне ответственности компании. Для их решения на востоке Татарстана создан и длительное время функционирует уникальный комплексный геодинамический полигон (ГДП) с обширной сетью геодезических профилей высокоточного нивелирования, позволяющими выявлять аномальные зоны повышенной деформации. Неотъемлемой частью этого полигона является система сейсмических наблюдений для осуществления сейсмического мониторинга, который начал проводиться в связи с выявленной сейсмической активностью. На первом этапе наблюдения проводились мобильными сейсмическими станциями, а с 1996 года сейсмическая группа станций трансформировалась в высокочувствитель-

ную стационарную цифровую широкополосную локальную сеть, способную эффективно решать поставленные перед ней задачи (Хисамов и др., 2012).

За время функционирования стационарной сети (1996–2023 гг.), на востоке Татарстана и прилегающих территориях зарегистрировано 454 местных землетрясения различной интенсивности. Большая часть гипоцентров на востоке республики располагается в кристаллическом фундаменте на глубине 3 км и ниже до глубины 16 км (рис. 1). Отметим, что глубже 16 км очаги землетрясений не локализуются, что характерно для платформенных областей и отмечается в других регионах, где проводится сейсмический мониторинг. Как видно из рисунка, большая часть очагов местных землетрясений располагается в кристаллическом фундаменте с пиком на глубине 2–3 км.

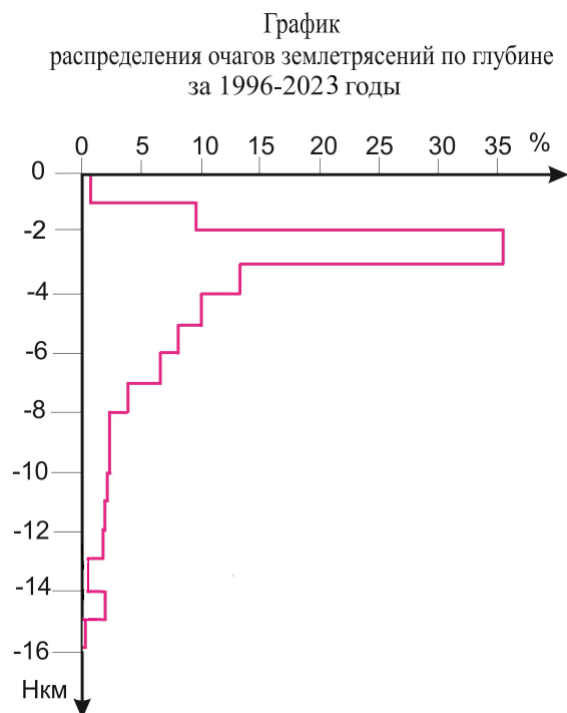


Рис. 1. Распределение очагов местных землетрясений на востоке Татарстана по глубине

формаций (просадок) земной поверхности на длительно разрабатываемых нефтяных и газовых месторождениях в США, Венесуэле, на Северном море и в других регионах, что связывается с извлечением жидкости из резервуара и снижением пластового давления.

Зарегистрированы случаи проявления землетрясений, в том числе сильных, в районах освоения месторождений углеводородов в США, Канаде, Франции, России, Туркменистане, Узбекистане и других регионах.

В работах [Кузьмин, 1999, Адушкин, Турунтаев, 2005] приведены многочисленные сведения о техногенных проявлениях сейсмичности и деформаций, которые возникают при разработке твердых полезных ископаемых и месторождениях нефти и газа. Нефтяное месторождение Уиллмингтон (Калифорния, США) – просадка поверхности над продуктивной толщей месторождения превысила 8,8 метров за период 1926–1966 гг. Месторождение нефти Экофиск (Норвегия) было обнаружено проседание поверхности дна на 3–4 метра, что привело к сокращению расстояния между поверхностью моря и эксплуатационной платформой с увеличением просадки до 7,8 м за следующие 15 лет эксплуатации. Нефтяное месторождение Гоблес (Онтарио, Канада) – разрабатывается с 1960 года. За период с августа 1980 г. по май 1982 г. на территории месторождения было зарегистрировано свыше 225 микроземлетрясений с магнитудой от 0,5 до 3,5. Таких примеров много: Старогрозненское месторождение (Россия), месторождение Лак (Франция) и т.д. В Нидерландах из-за сейсмичности будет закрыто Гронингенское месторождение газа, несмотря на большие остаточные запасы. При этом, по результатам работ на геодинамическом полигоне ПАО «Татнефть», удалось надёжно доказать отсутствие обширных просадок земной поверхности в пределах Ромашкинского нефтяного месторождения. Это принципиальный результат, поскольку в литературе, как показано выше, часто встречается сенсационная информация о проявлениях и угрозе многометровых просадок, которые должны сопровождать процесс нефтедобычи. По результатам наблюдений на Ромашкинском месторождении нефти убедительно показано, что при рациональном недропользовании и, в частности, при соблюдении условий компенсированного отбора, подобных экстремальных деформаций не может возникать в принципе. Поэтому, проводимые длительное время комплексные наблюдения на ГДП ПАО «Татнефть» имеют важное научное значение. Также необходимо отметить, что созданная ПАО «Татнефть» система сейсмических наблюдений представлена совокупностью наземных и скважинных методов измерений, что обеспечивает высо-

Такая картина является типичной для месторождений углеводородов с высокой степенью выработки, когда сейсмические очаги располагаются ниже резервуара. Возможно, такое распределение глубин носит не случайный характер. Как показано в ряде работ В.Н. Николаевского (Николаевский, 1984, 1996; Николаевский, Шаров, 1985 и др.) развитие разломов в верхних слоях коры охарактеризовано следующим образом. До уровня глубин 2–3 км выделяется область с преимущественным развитием хрупких разрывов типа трещин отрыва вертикальной ориентации. Ниже (примерно до глубин 8–10 км) имеется область, в которой развито хрупкое разрушение сколового (сдвигового) типа. Далее, на глубинах порядка 10–15 км происходит локализация трещинообразования в субгоризонтальную полосу, связанную с дилатансионными деформациями. В то же время, для сейсмически активных районов глубины очагов варьируются, преимущественно, в диапазоне 30–40 км, реже до сотен км.

В литературе неоднократно отмечалось о геодинамических последствиях освоения месторождений углеводородов, таких как, аномальные деформации (просадки) земной поверхности и проявление сейсмической активности в районах нефтегазодобычи.

Чрезвычайно важно, что все эти последствия сопровождаются значительным экономическим ущербом [Кузьмин 1999; 2002; Сидоров, Кузьмин, Хитров 2000; Дмитриевский, Кузьмин, Сидоров, Ульмасвай 2002].

Хорошо известны случаи аномальных (более метра) де-

кую точность определения геометрических и энергетических характеристик сейсмических событий, несмотря на сравнительно невысокий уровень сейсмической активности. И это принципиально важно для анализа и интерпретации полученных данных.

На рис. 2 показана карта эпицентров местных землетрясений в нефтедобывающих районах Татарстана и прилегающих территориях. Из карты видно, что большая часть эпицентров располагается в пределах Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений нефти в Альметьевском районе и прилегающих территориях: на площади ограниченной линией, проходящей через населенные пункты Тукмак–Карабаш–Джалиль–Бухарай–западнее Кичуй-Тукмак. Это наиболее активная зона за всё время наблюдений, где очаги землетрясений возникают из года в год.

В процессе последовательности возникновения землетрясений, возникают ситуации, когда на небольшой площади и в небольшой промежуток времени, возникает группа из нескольких местных землетрясений (сейсмический рой). Для примера, рассмотрим карту эпицентров за 2013 год (рис. 3), где показан участок с роем из 14 очагов, состоящий двух групп землетрясений, произошедших в октябре и декабре 2013 г. (две волны сейсмичности) с нумерацией последовательности их возникновения в этом районе.

Если рассмотреть последовательность возникновения очагов землетрясений более детально, то видна траектория пути миграции эпицентров с востока на запад для первой группы землетрясений (события 1–6 на карте) в октябре 2013 г. При этом землетрясения прекратились, когда очаги достигли Алтунино-Шунакского прогиба. На карте прорисовывается цепочка последовательной миграции очагов, по которой можно построить ослабленную зону дробления пород в фундаменте. При этом логично продолжить выявленный ранее по данным магнитной съёмки разлом в фундаменте, показанный на рисунке, и достроить его по линии миграции эпицентров до соединения с Алтунино-Шунакским разломом. Такие ситуации в разных местах за годы наблюдений возникали неоднократно. Обращает на себя внимание диапазон глубин очагов землетрясений в этом рое, залегающих от 0 до 9 км. В таком же диапазоне глубин располагаются очаги декабрьской группы (события 8–14 на карте), которые также расположены в виде цепочки северо-западного простираения в направлении от Алтунино-Шунакского прогиба до эпицентра № 4.

Таким образом, все очаги расположены в ограниченном пространстве, соответствующем очаговой зоне. Можно сказать, что за счёт роев формируется ослабленная зона трещиноватости. Следует также учесть, что глубины положения очагов землетрясений варьируются, в данном случае в диапазоне от 2 до 10 км, что обеспечивает формирование достаточно протяжённых по глубине каналов возможной миграции углеводородов. Отметим, что

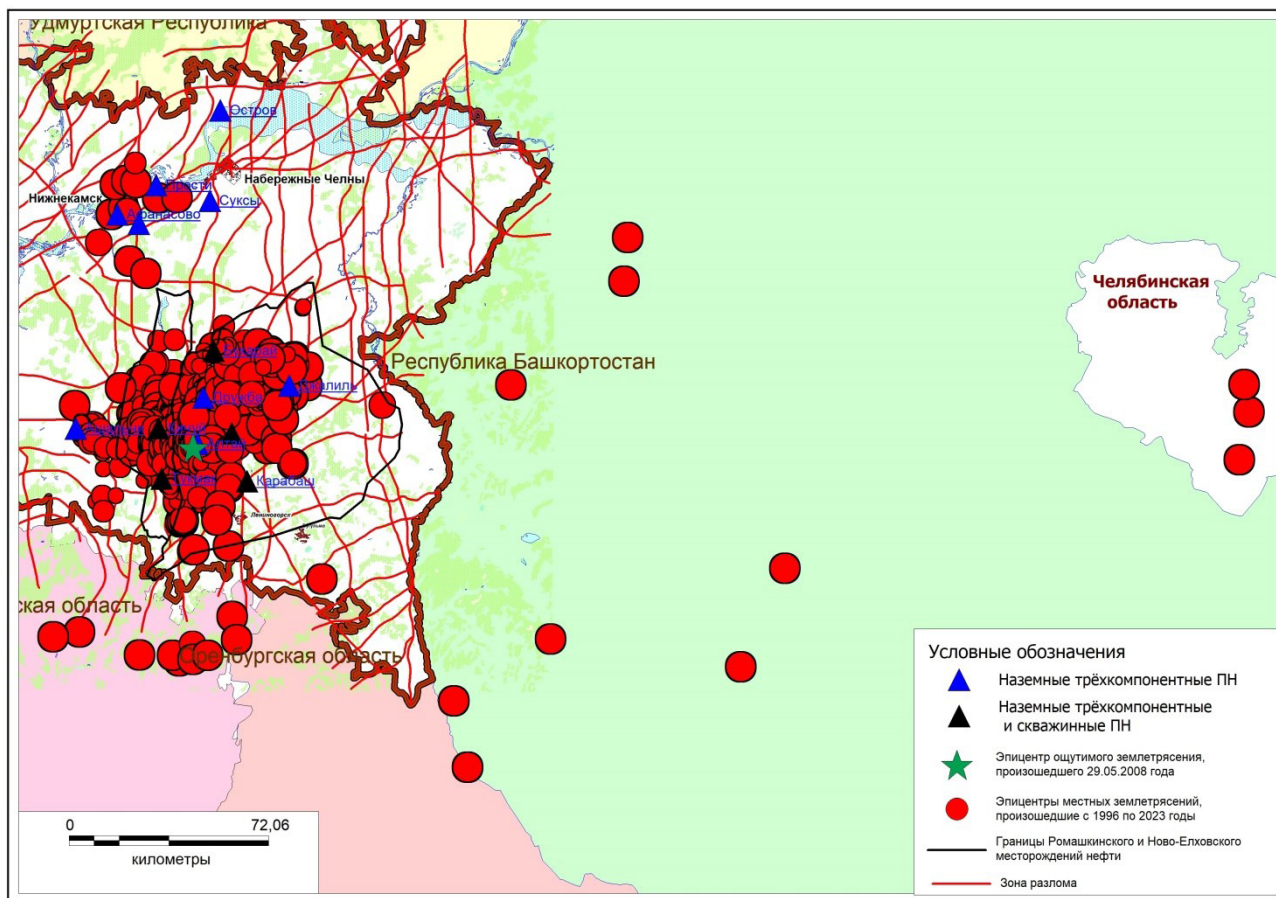


Рис. 2. Карта эпицентров местных землетрясений в нефтедобывающих районах Татарстана и прилегающих территориях за 1996–2023 годы

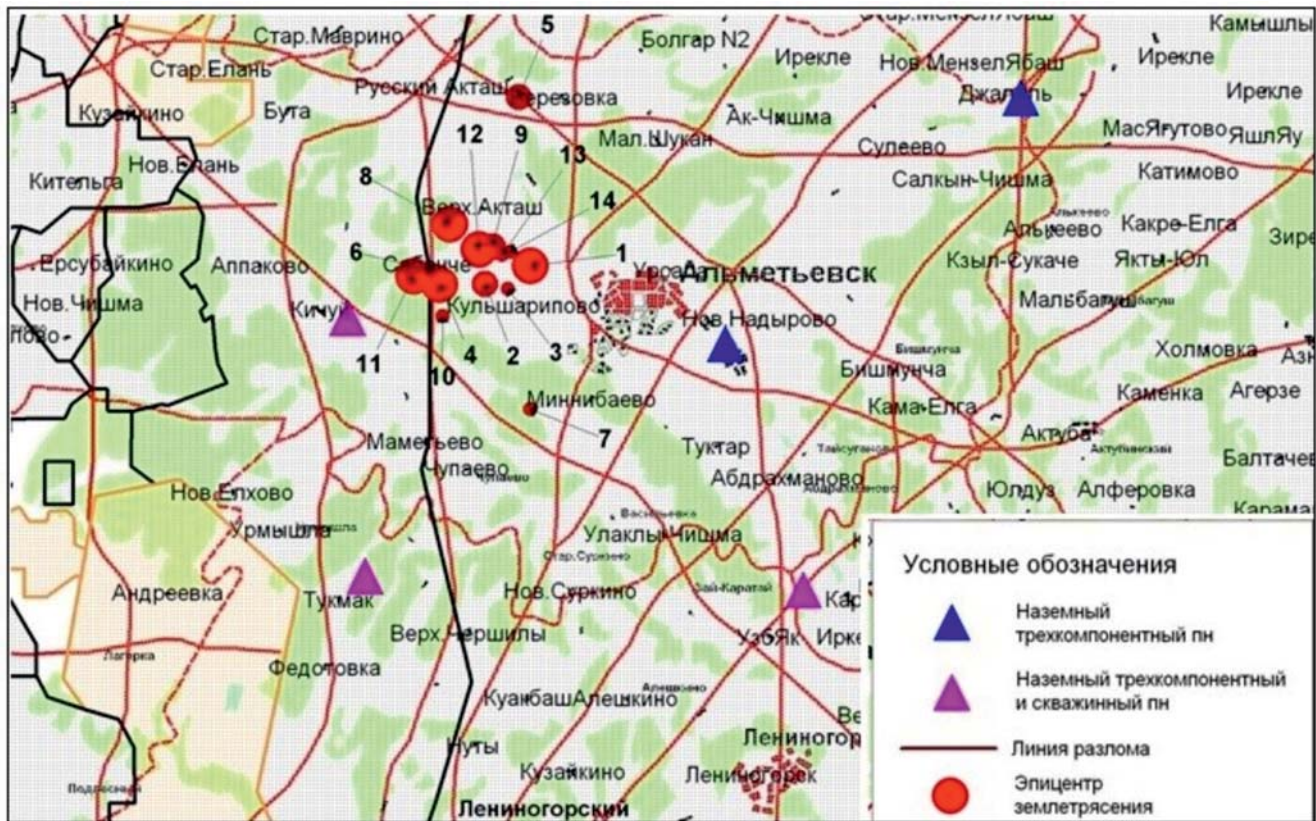


Рис. 3. Карта эпицентров местных землетрясений за 2013 год (сейсмический рой)

очаг землетрясения не является точечным источником выделения сейсмических волн. Как правило, это объёмный вытянутый участок в недрах земли, имеющий свои линейные размеры, в зависимости от силы произошедшего землетрясения. Таким образом, землетрясения могут играть положительную роль при формировании залежей нефти и увеличения её притока в местах добычи. Недаром, в районах наибольшей сейсмической активности на юго-востоке Татарстана расположены все скважины с суммарной добычей нефти, превышающей миллион тонн за время эксплуатации.

Зная значения энергии землетрясений, можно составить график суммарной высвободившейся накопленной сейсмической энергии по годам на востоке Татарстана. Такой график составлен за весь период инструментальных наблюдений и ежегодно пополняется новыми текущими данными (рис. 4). Имея такие длительные ряды, можно выявлять определённые тенденции и параметры, характеризующие происходящие на востоке Татарстана процессы. Так, на графике прерывистой линией выделен уровень энергии, характеризующий средний энергетический уровень для востока Татарстана равный 6×10^7 Дж в год, независимо от количества произошедших землетрясений. Отклонение от этого уровня означает изменение общей сейсмической активности в нефтедобывающих районах

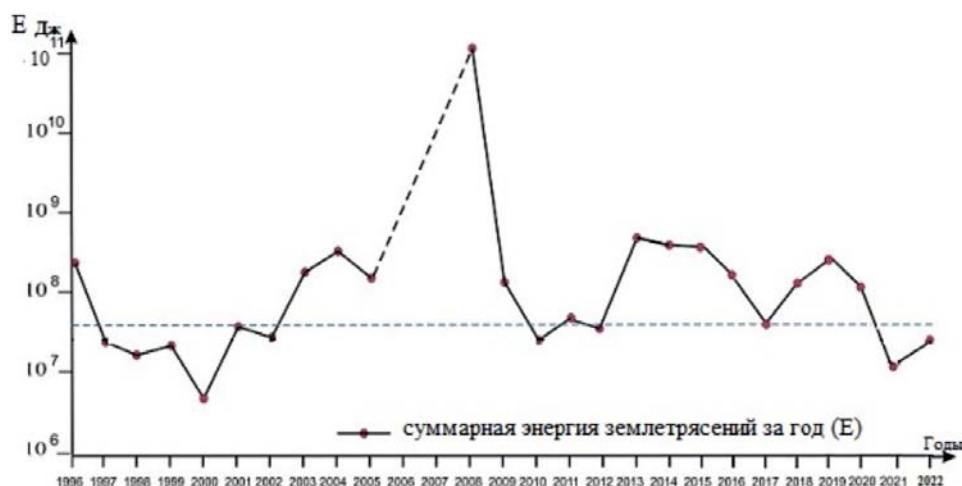


Рис. 4. График суммарной высвободившейся накопленной сейсмической энергии по годам на юго-востоке Татарстана без учёта землетрясения 29.05.2008

республики. Значительное (аномальное) отклонение свидетельствует о подготовке сильного землетрясения, как это было в преддверии 2008 года, когда в Альметьевском районе произошло ощутимое землетрясение. Возможно, это индивидуальная характеристика для востока Татарстана, а возможно общая величина для платформенных областей.

Литература

1. Адушкин В.В., Турунтаев С.Б. Техногенные процессы в земной коре (опасности и катастрофы). – Москва: «Инэк». – 2005. – 250 с.
2. Дмитриевский А.Н., Кузьмин Ю.О., Сидоров В.А., Ульмасвай Ф.С. Основные положения геодинамической и геоэкологической безопасности разработки месторождений нефти и газа и других природно-технических систем // Проблемы прогнозирования чрезвычайных ситуаций и их источников. – М.: Центр «Антистихия», 2002. – С. 96–103.
3. Кузьмин Ю.О. Современная геодинамика и оценка геодинамического риска при недропользовании // М.: Агентство Экономических Новостей. 1999. – 220 с.
4. Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная разработкой месторождений нефти и газа // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. – Вып.2. – М.: ГЕОС. 2002. – С. 418–427.
5. Николаевский В.Н. Разломы и дилатансия земной коры.// Прогноз землетрясений, № 5. – Душанбе: Дониш, 1984. – № 5. – С. 16–28.
6. Николаевский В.Н., Шаров В.И. Разломы и геологическая расслоённость земной коры.// Изв. АН СССР, Физика Земли, 1985. – № 1. – С. 16–28.
7. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика.// М.: Недра, 1996, 446 с.
8. Сидоров В.А., Кузьмин Ю.О., Хитров А.М. Концепция геодинамической безопасности освоения углеводородного потенциала недр России // М.: ИГИРГИ, 2000, 56 с.
9. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Кузьмин Ю.О. и др. Современная геодинамика и сейсмичность Юго-Востока Татарстана. Казань: «Фэн», 2012. – 240 с.

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ТАТАРСТАНА В СВЯЗИ С «КРИСТАЛЛИЧЕСКИМ ФУНДАМЕНТОМ»

А.П. Шиловский

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, ashilovsky08@gmail.com

HYDROCARBON POTENTIAL OF TATARSTAN IN CONNECTION WITH CRYSTALLINE BASEMENT

A.P. Shilovskiy

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, ashilovsky08@gmail.com

Аннотация. На основе изучения геологических особенностей строения таких крупных осадочных бассейнов как Московская и Мезенская синеклизы и Волго-Уральская антеклиза и на основе сходства геологического строения эти территории объединены в единый Московский осадочный бассейн. Главной особенностью которого является наличие кристаллических пород трапповых формаций нижнедевонского возраста в средней части осадочной толщи. Эта особенность строения осадочной толщи региона позволяет объяснить природу многочисленных сводов в пределах Волго-Уральской антеклизы. Как следствие, удаётся в значительной степени увеличить оценку нефтегазового потенциала территории в целом и, в частности, объяснить причины нефтегазоносности Южно-Татарского свода.

Ключевые слова: нефтегазоносность, трапповые формации, Московский осадочный бассейн, кристаллические породы, интерпретация геофизических данных, Южно-Татарский свод.

Annotation. The Moscow sedimentary basin, based on the study of the geological features of the structure of such large sedimentary basins as the Moscow and Mezen synclises and the Volga-Ural anteclise and because of their similarity in geological structure, united these territories. The main feature of which is the presence of crystalline rocks of trap formations of Lower Devonian age in the middle part of the sedimentary sequence. This structural feature of the sedimentary strata of the region makes it possible to explain the nature of numerous arches within the Volga-Ural anteclise. As a result, it is possible to significantly increase the assessment of the oil and gas potential of the territory as a whole and, in particular, to explain the reasons for the oil and gas potential of the South Tatar arch.

Key words: oil and gas potential, trap formations, Moscow sedimentary basin, crystalline rocks, interpretation of geophysical data, South Tatar arch.

Введение

Общепринятыми представлениями о тектоническом строении Восточно-Европейской или Русской платформы заключаются в следующем. На большей части платформы фундамент сложен кристаллическими породами архейского и раннепротерозойского возраста. Как правило, он перекрыт осадочным чехлом, но в ряде мест (Кольский полуостров, Украина) выходит на дневную поверхность, и здесь породы, слагающие его, наиболее хорошо изучены, что собственно и является основным аргументом. В качестве эталонного разреза фундамента Восточно-Европейской платформы обычно рассматривают разрез древних толщ, обнажающихся в районах Карелии и Кольского полуострова (Балтийский щит). Выделяются следующие комплексы пород, отличающиеся друг от друга вещественным составом, степенью метаморфизма и возрастом:

- кольский, представленный полевошпатовыми гнейсами – продуктом глубокого метаморфизма осадочных и магматических пород; отложения сильно дислоцированы, смяты в складки и разбиты трещинами; возраст 3–3,5 млрд лет;
- беломорский (саамский), сложенный гнейсами, амфиболитами, мраморами, также сильно дислоцированными и прорванными интрузиями красных гранитов; возраст 3–2,6 млрд лет;
- нижекарельский, состоящий из конгломератов, кварцитов, доломитов с прослоями вулканических пород; степень метаморфизма и дислоцированности отложений значительно меньше, чем у пород более древних комплексов; возраст 2,6–2,0 млрд лет [1].

Анализ истории тектонического развития Восточно-Европейской платформы (рис. 1) показывает конфликт «общепринятой» модели геологического строения территории [1,2] с совокупностью фактических геологических данных, не принятых во внимание в своё время [3], и геологического материала накопленного к настоящему времени [4]. Этот факт даёт основание усомниться в отрицательной оценке углеводородного потенциала центральных районов Европейской России, основанной на отсутствии положительных результатов в период начальной стадии исследований территории и, как теперь выясняется, на роли субъективных факторов. Под которые подогнали заключение о недостаточной зрелости потенциальных нефтематеринских отложений и отсутствии ловушек углеводородов в осадочном разрезе, то есть, недостаточными изолирующими свойствами потенциальных пород-покрышек [4]. Хотя возможной реализации нефтематеринского потенциала верхнепротерозойских-нижнепалеозойских формаций давалась положительная оценка. Кроме того имелись факты наличия многочисленных нефтегазопроявлений.

Данные и методы

Исходными данными для исследования послужили результаты каротажа скважин, описания керна, имеющиеся в геологических фондах, опубликованные в геологической литературе материалы о геологическом строении региона, результаты собственных исследований. Эти фактические данные и зародили сомнение в объективности, так сказать, «официальной» точки зрения на строение. Анализ этого материала выявил закономерность, заключающаяся в том, что многочисленные и практически повсеместные проявления кристаллических пород основного состава восточнее Среднерусского авлакогена (рис. 1) приурочены к одному стратиграфическому горизонту – средней части нижнего девона. Эта закономерность относится и к так называемым дайкам и к проявлениям основных кристаллических пород, механически относимых к породам фундамента, как правило, формирующих поверхность многочисленных сводов

в пределах Волго-Уральской антеклизы. Ранее эти «своды» в силу своей неординарности были даже удостоены целой геологической гипотезы, им были даны свои названия нуклеарных ядер или гранитно-гнейсовых куполов по аналогии с геологией древних толщ Южной Родезии. А. Мак-Грегор (британская геологическая служба BGS) ещё в 1951 г. назвал такие ассоциации куполов, сложенными гранитными и гнейсовыми породами, «стадами». Но фактические данные, вещь очень упрямая, все эти красивые построения отвергают.

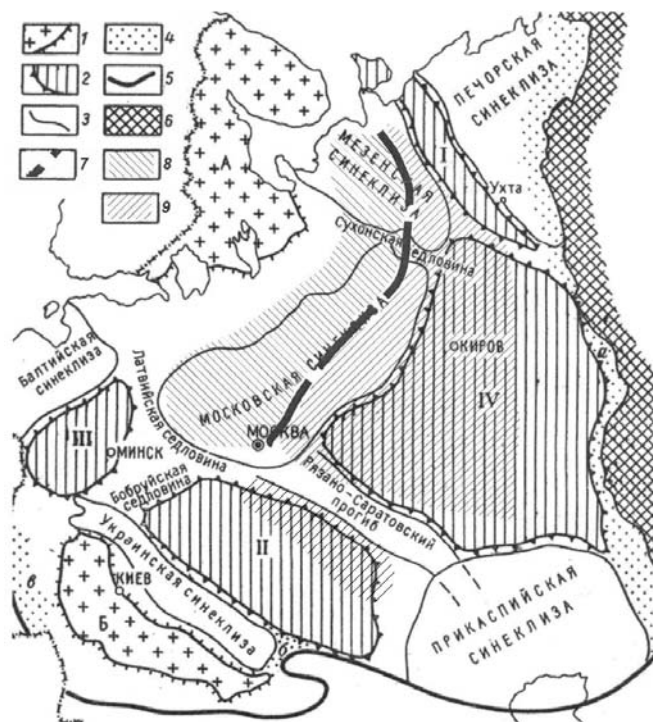


Рис. 1. Схема региональной тектоники Восточно-Европейской платформы [5]: 1 – щиты: А – Балтийский, Б – Украинский, или Азово-Подольский; 2 – региональные поднятия: I – Тиманская гряда, II – Воронежский массив, III – Белорусский массив, IV – Волго-Уральская антеклиза; 3 – границы синеклиз; 4 – передовые прогибы: а – Предуральский, б – Преддонецкий, в – Предкарпатский; 5 – южная граница платформы; 6 – Урал, 7 – зона глубинных разломов, 8 – зоны развития траппов протерозойского возраста, 9 – зоны развития траппов нижнепалеозойского возраста

В осевой части Рязано-Саратовского прогиба, пробурена единственная глубокая скважина, вскрывшая архейский фундамент на глубине 2800 м, представленный розовыми гранито-гнейсами. При этом, целый ряд скважин, находящихся поблизости, вскрыли кристаллические породы на глубинах 1500–1800 м. Там, где был отобран керн с забоя в этих скважинах, он представлен чёрными долеритами. В скважине Северная ТЭЦ № 7 (г. Москва) с глубины 1570–1580 м был поднят чёрный гранулит пироксеновый, в скважине Солигалич Р-1 был поднят и описан Л.М.Биринной базальт толщиной 15 м на глубине 1630–1635 м, в скважине Крестецкая 1-Р на глубине 1610 м был вскрыт диабаз, в скважинах Бологоевская 1 и 2 были вскрыты и описаны миндалевидные порфириты, в скважине Тотьма на глубине 2759 м был вскрыт диабаз, в Калужской скважине № 43 базальт вскрыт на глубине 1018 м и т.д. На Токмовском и Котельническом сводах кровля предполагаемого фундамента вскрыта на наименьших глубинах 738 м и 1724 м, соответственно, и представлена не розовыми гранито-гнейсами, как этого можно было бы ожидать, а чёрными порфиритами. Изучение закономерности строения осадочных толщ показало, что эти выступы предполагаемого архейского фундамента, представленные чёрными порфиритами, появились лишь в девоне, при этом не наблюдается выклинивание слоёв осадочных пород додевонского возраста по мере приближения к предполагаемым выступам фундамента [3].

На восточном склоне Токмовского свода и на заволжских территориях Татарстана пробурено большое количество скважин. Все скважины вскрыли «предполагаемый» архейский фундамент на глубинах 1500–1800 м. По-видимому, «предполагаемый» архейский фундамент, представлен не гранито-гнейсами, а долеритами девонского возраста (к сожалению, практически ни одна скважина не была пройдена с отбором керна с забоя) [4]. Поэтому очень важны опубликованные материалы [5], которые подтвердили высказанное предположение о трапповом магматизме в нижнедевонское время на территории восточной части Восточно-Европейской платформы. Кристаллические породы основного состава, вскрытые скважинами на востоке Токмовского свода на заволжских территориях Татарстана, являются долеритовыми трапповыми формациями. Присутствие трапповых формаций со всеми особенностями, обнаруженными при изучении южного склона Токмовского свода, подтверждено бурением скважины № 55 на Привятской площади, скважины № 20000 – Минибаевской, скважины № 20009 – Новоелховской и других. Чередование кристаллических пород с проницаемыми терригенными интервалами (до первых десятков метров) вполне сопоставимо с результатами бурения скважины Нижняя Пеша, вскрывшей проявление долеритов общей толщиной 560 м в девонских отложениях, а также со скважинами Мосоловская, 1-я и 2-я Поворотные в Мезенской синеклизе [6], присутствием обнаруженного на борту Казанско-Кожимского авлакогена палеолававого потока в районе Казакларского поднятия в отложениях среднего девона [5] и т.д.

Основные результаты исследований

На основе изучения геологических особенностей строения таких крупных осадочных бассейнов как Московская и Мезенская синеклизы и Волго-Уральская антеклиза, состоящая из многочисленных сводов (Токмовский, Котельнический, Северный и Южно-Татарский своды и многие другие) по сходству геологического строения эти территории объединены в единый Московский осадочный бассейн [4]. Анализ приведённых фактов по составу и особенностям залегания выявленных проявлений кристаллических пород основного состава и, что очень важно, полевые стратиграфические исследования показали отсутствие, например, Котельнического и Токмовского сводов кристаллического фундамента в нижнепалеозойское время [3] позволил сформулировать гипотезу о присутствии кристаллических пород трапповых формаций в осадочной толще Московского осадочного бассейна. Причиной образования этих кристаллических пород является трапповый магматизм, связанный с каледонским тектогенезом, в силурийское – нижнедевонское время, на фоне пенепленезированного архейского кристаллического фундамента, представленного розовыми гранито-гнейсами.

Другой особенностью в додевонском комплексе осадочных пород Московского бассейна следует считать, повсеместно выявленные признаки присутствия углеводородов. В глубоких скважинах, пробуренных в пределах региона, были получены притоки лёгкой нефти на Даниловской площади (с последующим переиспытанием скв. N₁₁ в 2009 г., показавшем углеводородные ресурсы до 10 млн т [7], на Дьяконовской площади из рифей-вендских отложений были получены нефтенасыщенные пластовые воды, в Нейской скважине из старооскольского горизонта был поднят нефтенасыщенный керн, а из семилукского горизонта отмечались спонтанные выделения газа. Однако, несмотря на значительные толщины пористых нефтенасыщенных верхнепротерозойских и палеозойских отложений и повсеместное присутствие признаков углеводородов, залежи углеводородов в пределах Московской и Мезенской синеклиз не были обнаружены. Додевонские отложения к юго-западу от Токмовского свода в скважинах Вороновская, Морсовская, Веденяпинская, Сердобская и Северо-Секретарская имеет либо следы, либо углеводородное насыщение. Отсутствие залежей углеводородов на этих территориях объясняется отсутствием регионального флюидопора [8], то есть отсутствием условий формирования ловушек. Восточная часть территории, приуроченная к Волго-Уральской НПП, по додевонскому осадочному комплексу имеет значительный нефтегазовый потенциал лишь частично подтверждённый по причине возрастания глубины залегания из-за увеличения мощности осадочной толщи, обусловленной погружением платформы под Уральскую складчатую систему [9,10].

Присутствие кристаллических пород трапповых формаций в средней части осадочной толщи Московского осадочного бассейна позволяет совершенно по-новому оценить перспективы нефтегазоносности региона: обнаруженные девонские траппы на востоке Восточно-Европейской платформы могут служить надёжными

региональными флюидоупорами, по аналогии с траппами Восточной Сибири [11], для залежей углеводородов в додевонских отложениях. Это в значительной степени опровергает имеющиеся представления о бесперспективности огромной и, по существу, слабо изученной территории в отношении наличия здесь промышленных скоплений нефти и газа. Есть все основания полагать, что при проведении необходимых геофизических работ и поискового разведочного бурения крупные скопления углеводородов могут быть обнаружены в осадочной толще, перекрытой низкопроницаемыми породами трапповых формаций девонского или вендского возраста на значительной части территории Восточно-Европейской платформы, показанной косой штриховкой (рис. 1).

Связь нефтегазоносности Татарстана с тектоникой

Для целей поиска углеводородного сырья на территории Татарстана можно описать схему тектонического строения следующим образом. В период каледонской фазы тектогенеза происходила активация траппового магматизма, разливаясь по поверхности нижнедевонских пород, магма основного состава, имеющая очень низкую вязкость, способствовала образованию трапповых покровов, впоследствии служащих флюидоупорами для формирования ловушек в перекрытой ими додевонской преимущественно терригенной осадочной толще, образовавшиеся ловушки разных типов в которой наполнялись поступающими различными путями углеводородами. Отражая импульсный характер траппового магматизма, поступление магмы имело прерывистый характер, нашедший отражение в слоистости трапповых формаций: кристаллические долеритовые интервалы сменялись интервалами терригенного осадконакопления (рис. 2).

Крупнейшие месторождения нефти Ромашкинское, Ново-Елховское и другие приурочены к Южно-Татарскому своду (ЮТС), являющимся по существу отражением нижнедевонских трапповых формаций по каналам разломного или иного происхождения, в которых происходит подпитка ловушек в отложениях нижнего и верхнего девона и карбона. Механизм аналогичен схеме, приведённой на рис. 2. При этом, Мелекесская впадина, являющейся, по существу, промежутком между Южно-Татарским и Токмовским сводами или захороненных Южно-Татарским и Токмовским трапповых покровов, демонстрирует весьма скромный нефтяной потенциал, в основном приуроченный к западному склону Южно-Татарского свода. Что, видимо, свидетельствует о подпитке залежей из нижнепалеозойских-протерозойских отложений, захороненных Южно-Татарским трапповым покровом.

К аналогичным построениям совершенно независимо с целью увязать фактические данные с геологическим строением Южно-Татарского свода пришли авторы работы [12]. Сводная тектоническая модель показана на рис. 3. Силловые кристаллические тела, как бы прилегающие к склонам Южно-Татарского свода отражают факт наличия трапповых формаций, упоминавшийся выше. Невнятные субгоризонтальные границы в теле Южно-Татарского свода построены по результатам бурения глубоких скважин и, в большей степени, по сейсмическим данным. Необходимость объединения силловых тел с упомянутыми горизонтальными границами диктуется природой траппового магматизма и тем фактом, что приведённые на рисунках зоны субвертикальных разломов являются только продуктом интерпретации сейсмических данных не подтверждённые независимыми данными. При этом необходимо ещё раз напомнить геологам, что использование результатов только сейсморазведки без комплексирования с другими геофизическими методами в условиях отсутствия опорного бурения, может привести к результатам, не имеющим геологического смысла [13]. Возвращаясь к геологической модели строения территории Татарстана, необходимо ещё раз повторить, что эта территория является восточным продолжением Восточно-Европейской платформы. Особенностью является лишь закономерное погружение архейского кристаллического фундамента до 5 км по мере приближения к Уральской складчатой системе. Пользуясь гидродинамической моделью Татарского свода [12], с учётом методов и выводов, полученных при исследовании Московского осадочного бассейна [8] построена модель геологического строения Южно-Татарского свода (рис. 4). Необходимо подчеркнуть, что построенная модель полностью соответствует всем имеющимся геофизическим данным, петрофизическим определениям (полученным при строительстве параметрических скважин) и общепланетарным геотектоническим закономерностям.

Присутствие кристаллических пород трапповых формаций подтверждается результатами бурения скважин 20000 и 20009 [14,15], а слоистое залегание этих пород определяется природой траппового магматизма. Породы трапповых формаций перемежаются терригенными отложениями рифей-нижнедевонского возраста и имеют толщину до 3 км. Принципиальное сходство рисунков 2–4 ещё раз подчеркивает генетическое сходство геологического строения недр Татарстана и Восточно-Европейской платформы.

Из всего сказанного получается, что модели, представленные на рисунках 2–4, являются по существу идентичными. Этот факт очень легко проверить. Достаточно провести через территорию Южно-Татарского свода несколько профилей МТЗ (магнитотеллурического зондирования) для выявления в разрезе терригенных отложений протерозойского возраста, имеющих повышенную электропроводность, на фоне высокоомных кристаллических пород трапповой формации и архейского кристаллического фундамента, что и будет являться подтверждением правомерности геологической модели, показанной на рис. 2.

При этом необходимо отметить, что глинистые отложения венда, обогащённые органическим веществом, в подтрапповой обстановке с одной стороны частично были разрушены, но с другой стороны сохранившиеся получили дополнительный тепловой импульс для генерации углеводородов под воздействием траппового магматизма (рис. 2). Тем самым отражается как бы органическая природа нефтегазообразования. Но наличие данных о связи

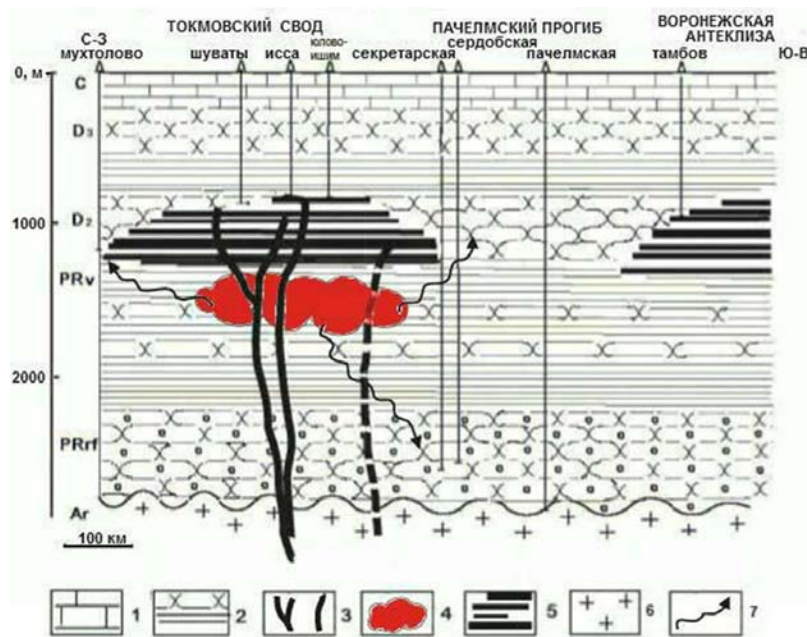


Рис. 2. Пример разреза осадочного чехла Московской осадочного бассейна: 1 – известняки; 2 – песчаники, алевролиты и глины; 3 – каналы поступления магматического вещества в траппы; 4 – возможная зона генерации углеводородов; 5 – траппы; 6 – гранитогнейсовый фундамент архейского возраста; 7 – пути миграции углеводородов

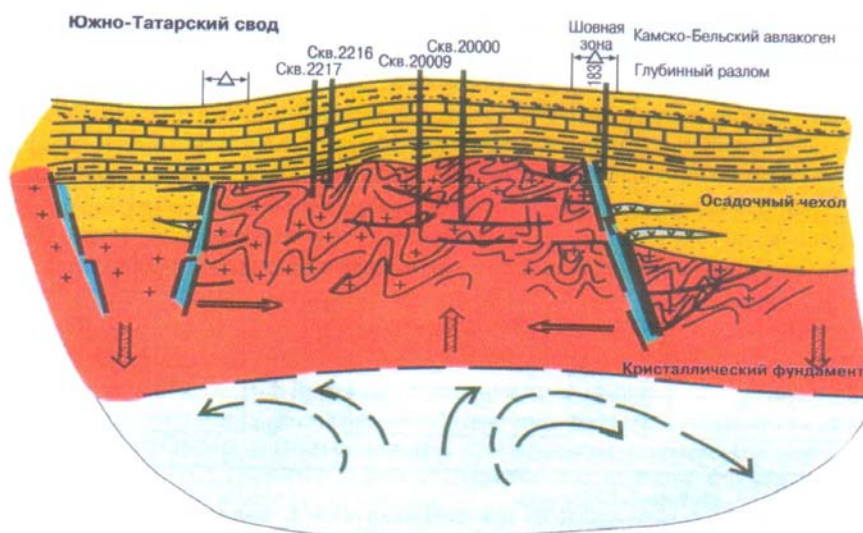


Рис. 3. Гидродинамическая модель Татарского свода [12]

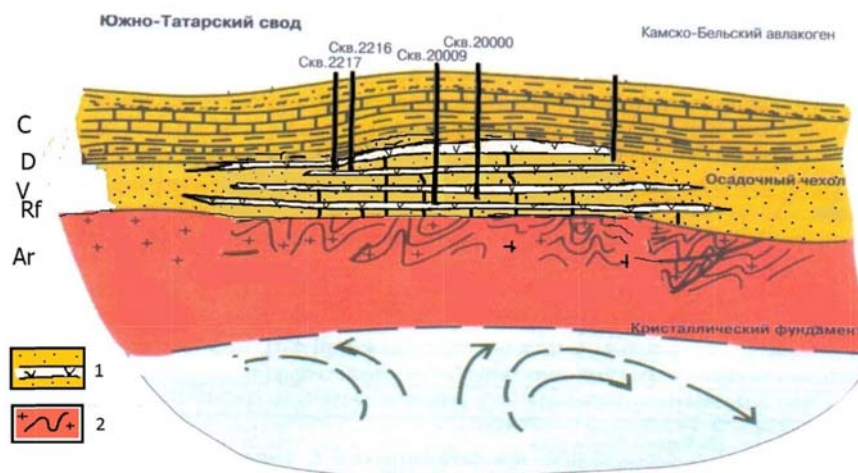


Рис. 4. Модель геологического строения Южно-Татарского свода: 1 – породы трапповых формаций; 2 – архейский кристаллический фундамент

дебитов добывающих скважин с гидрологическим режимом региона [15] и факты современного восстановления дебитов скважин [16] дают веские основания предполагать ведущую роль тектонохимических процессов при генерации углеводородов на фоне развитой циркуляции в пределах единого регионального гидрологического бассейна [17]. На рис. 2 зона этих подобных процессов показана красным цветом.

Заключение

1. Широкое развитие траппового магматизма требует при проектировании разведочного бурения учитывать возможное наличие кристаллических пород трапповых формаций, залегающих в средней части осадочной толщи, подстилаемые пенеппленезированным кристаллическим фундаментом архейского возраста, представленным гранто-гнейсами.

2. Углеводородный потенциал Татарстана в первую очередь связан с процессом траппового магматизма нижнедевонского возраста и обеспечивается в основном тектонохимическими процессами нефтегазовой генерации.

3. При отсутствии опорного бурения проводить интерпретацию результатов геофизических исследований необходимо только на основе комплексирования геофизических методов различной физической природы.

Литература

1. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000) // М.: Научный мир, 2001, 606 с.
2. Гаврилов В.П. Как устроены и чем богаты наши недра // М, Недра, 1981.
3. Бирин Л.М. 175302. Стратиграфия, палеогеография и оценка перспектив нефтегазоносности девона северных областей Русской платформы Горьковская, Марийская АССР, Ярославская, Костромская, Кировская и Коми АССР//, 1952–54 гг., МНП СССР, ВНИГРИ.
4. Шиловский А.П., Шиловская Т.И. Незазведанные запасы углеводородов: Недра Московско-Мезенского осадочного бассейна// ISBN: 978-3-8473-9482-2, Palmarium Academic Publishing, 2012, 92 с.
5. Староверов В.Н., Чекалев О.Ю., Матвеев В.В. О проявлениях вулканизма в осадочном чехле на юго-востоке Восточно-Европейской платформы// Геология нефти и газа. – № 4. – 2012. – С. 13–18.
6. Шиловская Т.И., Шиловский А.П. Литология и особенности тектонического строения осадочной толщи верхнего протерозоя и палеозоя Мезенской синеклизы (в связи с перспективами нефтегазоносности) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 11. – 2011. – С. 18–22.
7. Вахрин Ю. Нефть в Ярославле нашли, да как ее взять? // Эл. ресурс: <http://www.rg.ru/bussines/territ/10.shtm> 23.07.2009, 23:54
8. Шиловская Т.И., Шиловский А.П. Новые данные о литологии, стратиграфии и тектонике верхнепротерозойских и палеозойских отложений восточной окраины Московской синеклизы// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 7. – 2008. – С. 4–7.
9. Кожневникова Е.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность девонских терригенных отложений Пермского края и прилегающих территорий// Вестник Пермского университета, серия Геология, том 16. – № 4. – 2017. – С. 393–397.
10. М.Г.Р., Батанова М.М., Ляшенко Г.П. и др. Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции// Москва, Недра, 1978. – 216 с.
11. Шиловский А.П. Траппы на Восточно-Европейской платформе// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 8. – 2009. – С.11–13.
12. Муслимов Р.Х. Роль кристаллического фундамента в формировании ресурсной базы углеводородов Республики Татарстан// Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. – С.7–11.
13. Шиловский А.П. Проблемы интерпретации геофизических данных в пределах Московско-Мезенского осадочного бассейна// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 12. – 2011. – С. 42–48.
14. Плотникова И.Н. Зоны разуплотнения кристаллического фундамента Волго-Уральской антеклизы как потенциальные нефтепоисковые объекты // Автореф. дис. на соиск. учен. степ. докт. геол.-минерал. наук / КГУ, 2006. – 47 с.
15. Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В., Лукьянова Р.Г. Скважина № 20009-Ново-Елховская: завершение многолетнего изучения // Георесурсы. – 1(60). – 2015. – С. 24–28.
16. Муслимов Р.Х., Глузов Н.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. Геология нефти и газа. Спец. выпуск. – 2004. – С. 43–49.
17. Царёв В.П. Особенности нефтегазообразования в зонах тектоно-сейсмической активации. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд. – 1988. – 186 с.

НЕРАВНОМЕРНО-ЯЧЕЙСТАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, г. Москва, tshuster@mail.ru

UNEVENLY CELLULAR MODEL OF THE STRUCTURE OF HYDROCARBON DEPOSITS IN BASEMENT FORMATIONS

V.L. Shuster

Institute of Oil and Gas Engineering of the Russian Academy of Sciences. Moscow. tshuster@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены условия и геологические факторы, влияющие на формирование строения залежей нефти и газа в образованиях фундамента, исследован механизм формирования зон разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов. Обоснована неравномерно-ячейчатая модель строения залежи.

Ключевые слова: нефть, газ, залежь, образования фундамента, неравномерно-ячейчатое строение.

Abstract. The article discusses the conditions and geological factors influencing the formation of the structure of oil and gas deposits in basement formations, the mechanism of formation of zones of decompacted fractured reservoir rocks was studied. An unevenly cellular model of the deposit structure is substantiated.

Key words: oil, gas, deposit, basement formations, uneven cellular structure

По проблеме нефтегазоносности фундамента опубликовано значительное количество статей, обзоров, монографий [1-17].

К наиболее важным задачам и одновременно дискуссионным аспектам проблемы нефтегазоносности фундамента относятся следующие:

- модель строения залежи УВ;
- механизм формирования залежи УВ;
- формирование зон разуплотнённых трещинно-каверновых пород-коллекторов;
- типы флюидоупоров;
- возможные типы ловушек.

Для решения вышеперечисленных задач требуется разработка новых эффективных методов и технологий.

Обоснование геологической модели строения залежи УВ в фундаменте проведено на основе анализа фактических материалов по Вьетнаму и Индии, а так же опубликованных данных по Западной Сибири.

Предлагаемая модель строения залежи УВ является типичной и для других регионов, в том числе, и для месторождений в фундаменте в Республике Татарстан.

Результаты

Согласно результатам анализа по более чем 100 месторождениям нефти и газа в образованиях фундамента, большинство залежей УВ приурочено к зонам развития трещинных, трещинно-каверновых и трещинно-каверново-порочных пород – коллекторов [1,2,15-17]. Зоны трещиноватости являются очагами аккумуляции углеводородов.

Согласно представлениям автора [14], основанным на анализе теоретических работ, **формирование зон разуплотнённых трещиноватых пород фундамента происходит под воздействием статических и динамических внутренних и внешних напряжений при относительно быстром снижении давления и температуры, сопровождаемым импульсом выделяемой энергии, который и является первопричиной разрушения.**

Распространение импульса энергии в виде волны обуславливает перенос энергии из области разрыва в окружающую среду, приводя к перераспределению напряжений и уплотнению окружающих пород соответственно объёму возникшего разуплотненного пространства.

Способность к быстрому развитию разрушения геологических тел определяется запасом упругой энергии, накопленной средой к моменту разрушения.

Формирование пустотности гранитоидных массивов начинается со стадии их остывания. Начальная температура магматического расплава составляет порядка 900°C. Остывание происходит неравномерно, наиболее быстро на контакте с вмещающими «холодными» породами, температура которых значительно ниже, чем у магмы. Поэтому по кровле и периферии интрузивного тела в результате такого остывания происходит образование жёсткого каркаса быстро затвердевшей лавы – зоны «закалки». [10,12]. В результате такого скоротечного остывания (на сотни градусов Цельсия) и значительного перепада давлений происходит существенное уменьшение объёма тела. Какая-то часть этой усадки приходится, в том числе, и на создание контракционной пустотности (зон разуплотнения).

Последующее образование и преобразование зон разуплотнённых трещиноватых пород по этому же механизму (снижение давления и температуры, сопровождаемое импульсом энергии) связаны с целым рядом геологических процессов, основными из которых являются тектонические, гипергенные и гидротермальные, приводящие к вторичному преобразованию пород.

Проанализированный автором фактический материал подтверждает теоретическое обоснование такого механизма трещинообразования [14,16].

Доказательством предложенного механизма трещинообразования может служить приуроченность высоких фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пород и повышенной продуктивности в фундаменте к зонам крупных разрывных нарушений на таких месторождениях как Белый Тигр, Дракон, Ла-Пас, Бомбей-Хай и др. Существенное влияние на формирование пустотного пространства и проницаемости пород оказывают наложенные процессы вторичного геохимического преобразования пород. Интенсивность и результат этих процессов в значительной степени зависят от состава пород и от характера преобразования основных породообразующих минералов. На месторождении Белый Тигр отмечена приуроченность высоких ФЕС пород и повышенной продуктивности к наиболее кислым породам, в первую очередь, к гранитам. На месторождении Оймаша максимальными дебитами (до 350 т/сут.) и наилучшими ФЕС пород ($K_p = 3,4-7\%$, иногда до 12,4%) также обладают трещиноватые граниты. На месторождении Ла-Пас – это также граниты. На месторождении Бомбей-Хай – это гранито-гнейсы.

Геологическая модель строения залежи углеводородов в фундаменте

Для создания модели строения залежи нефти в образованиях фундамента автором проанализирован фактический материал по более чем 100 месторождениям мира, а так же обширный опубликованный материал. Подробно рассмотрено формирование пустотного пространства гранитоидного массива месторождения нефти Белый Тигр (Вьетнам), в доразведке и разработке которого автор принимал участие в период – 1991–1995 гг. [14-17].

По месторождению Белый Тигр были детально изучены геолого-геофизические материалы, включая исследование керн под растровым микроскопом. При изучении керн из фундамента [2-4] были установлены размеры каверн, составляющие 0,2–0,4 мм и микротрещин до 0,05 мм. Значения открытой пористости достигают значений 13–16%, толщина гидротермально изменённых пород в зонах разломов составляет 400 м (рис. 1).

Картирование пустотности кристаллических пород фундамента является достаточно сложной задачей, без решения которой эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ весьма низкая. Значительная неоднородность состава пород установлена в гранитоидных массивах месторождений Белый Тигр (15 типов пород), Дракон (5 типов), Бомбей-Хай (4 типа), Оймаша (10 типов). В последние годы накоплен значительный фактический материал по залежам нефти в фундаменте, который позволяет оценить неоднородность кристаллических массивов не только по составу и строению, но и, что очень существенно для поисково-разведочных работ, по фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС) пород и как следствие, по продуктивности.

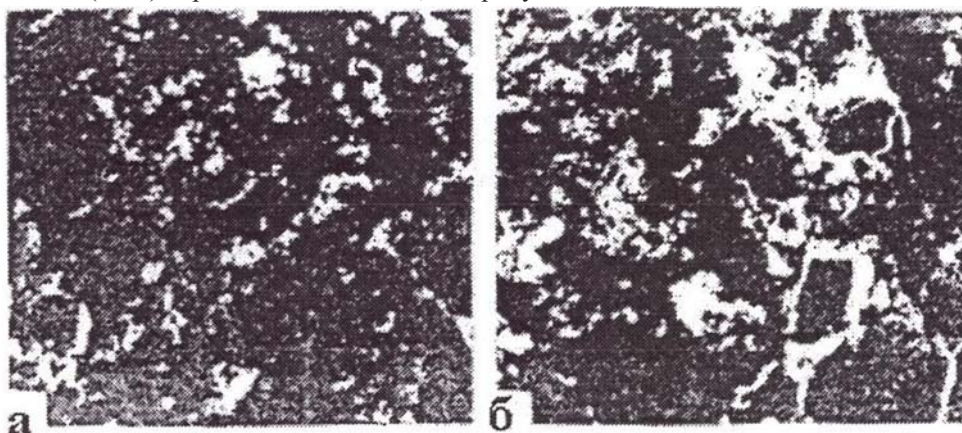


Рис. 1. Структура эффективного пустотного пространства гидротермально изменённых пород фундамента

Условные обозначения: а – каолининовая зона; б – цеолитовая зона. 50-кратное увеличение. Катодолюминесценция; растровый электронный микроскоп.

Проведённый анализ [14,17] пространственного распределения ФЕС кристаллических пород в гранитоидных массивах, показал, что породы – коллекторы распространены крайне неравномерно – блоками, без видимой закономерности как по площади, так и по вертикали (рис. 2, 3).

Трещиноватые породы распространены в разрезе фундамента месторождения Белый Тигр от его поверхности – 3050 м до глубины – 5000 м, на 2000 м ниже кровли фундамента.

В работах по Татарстану [8] отмечается увеличение трещиноватости кристаллических пород фундамента с глубиной.

В Кольской сверхглубокой скважине трещиноватые породы встречаются на глубине около 10 км, в Западной Сибири (скважины СГ-6, СГ-7) до глубины 6–7 км [14].

Основываясь на фактическом материале и на предложенном возможном механизме образования зон разуплотнённых трещиноватых пород, предлагаем уточненное название модели строения залежи УВ в фундаменте – неравномерно-ячеистая модель.

Новым определением модели (ячеистая) подчеркивается значительно более сложное и дробное строение массива по распределению зон коллекторов и плохо проницаемых пород, чем это представлялось ранее.

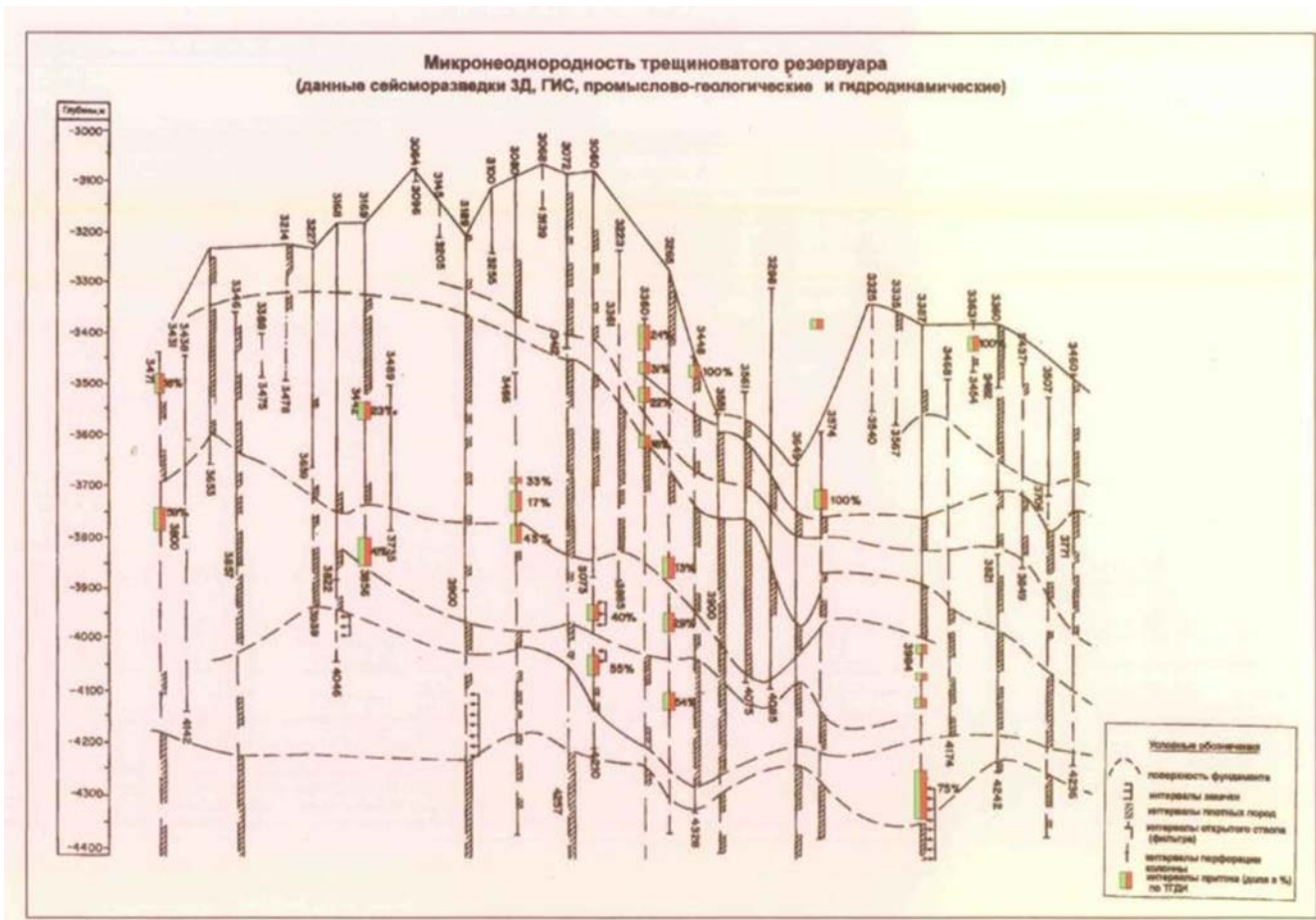


Рис. 2. Месторождение Белый Тигр

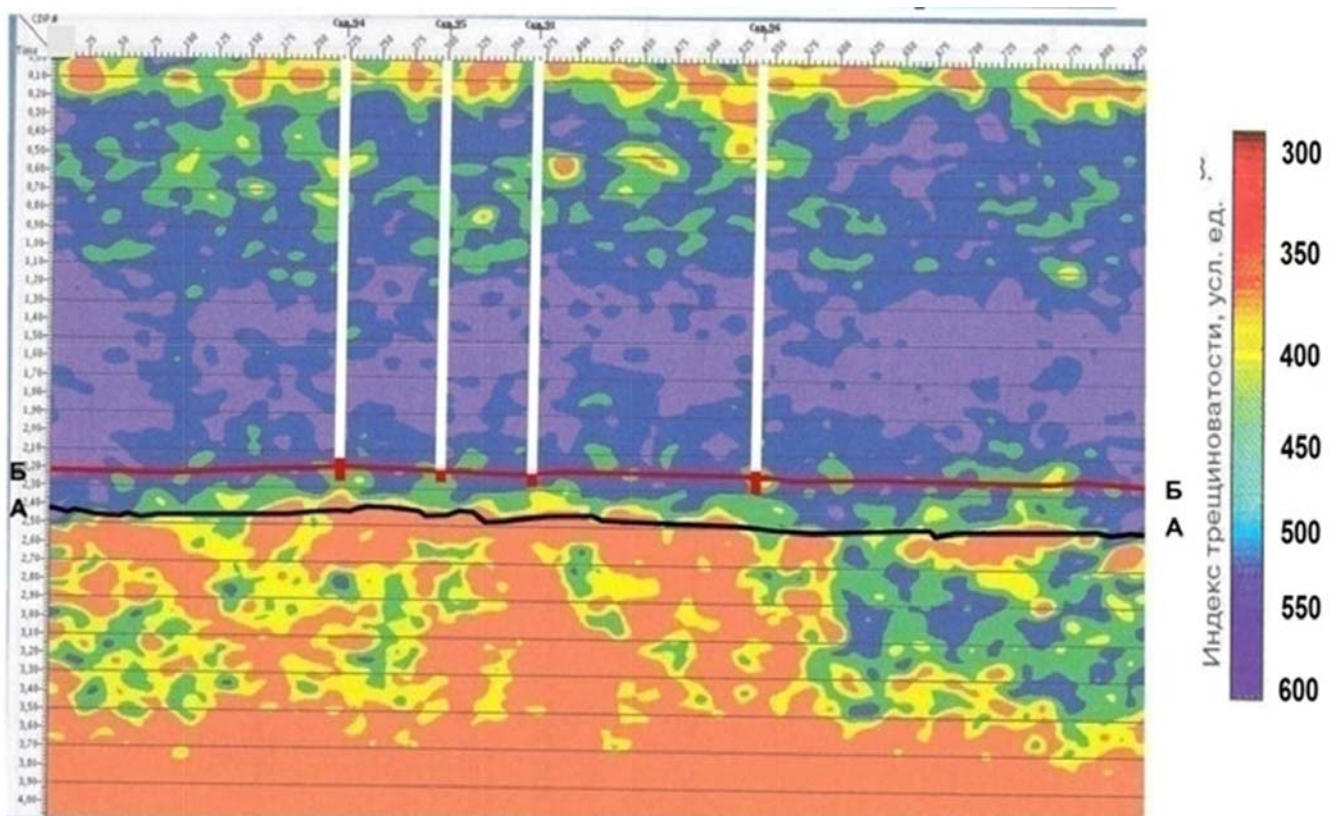


Рис. 3. Разрез энергии рассеянных волн. Полученный методом волнового ОГТ Усть-Балыкское месторождение (Кремлев В.Н. и др.2008)

Зоны дренирования, выделенные по материалам ГИС и термо-гидрогеологических исследований, распределены в скважинах месторождения Белый Тигр также весьма разбросанно, как следствие неравномерного площадного распределения ФЕС пород.

Это объясняется разным составом пород, слагающих фундамент, но главным образом, разной интенсивностью трещиноватости и проработкой пород гидротермальными растворами. Значительную роль, помимо этого, играют и гипергенные процессы. Плохо проницаемые породы-неколлекторы зачастую залегают в кровле гранитоидного массива, играя роль зональных и локальных флюидопоров (зона «закалки»-корка быстро застывшей магмы на контакте с «холодными» осадочными породами). Такие примеры можно привести по месторождениям Белый Тигр, Дракон, Кыулонг во Вьетнаме, Ла-Пас в Венесуэле, Бомбей-Хай в Индии и др.

Выводы

Разработана неравномерно-ячеистая модель строения залежи нефти в кристаллических эрозионно-тектонических выступах фундамента.

– выявленные в фундаменте залежи нефти (газа) характеризуются резкой фильтрационно-ёмкостной неоднородностью пород; участки пород-коллекторов чередуются в разрезе с плохопроницаемыми породами; интервалы разреза с наилучшими ФЕС пород и с максимальной продуктивностью составляют от 20–40 м до 60–80 м и могут располагаться на разных глубинах от поверхности фундамента до глубин 500–800 м ниже кровли;

– разуплотнённые трещиноватые породы распространены в толще фундамента по всему разрезу: от поверхности до нескольких сотен метров от его поверхности (до 2000 м на месторождении Белый Тигр);

– этаж нефтеносности на ряде открытых месторождений нефти в породах фундамента составляет от 300–400 м до 1400–2000 м.

Одной из основных задач поисково-разведочных работ в образованиях фундамента является предваряющее бурение картирование дистанционными методами (в первую очередь, сейсморазведкой) неоднородного строения фундамента и целенаправленный выбор объектов поисково-разведочного бурения.

** Статья написана в рамках государственного задания по теме «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».*

Литература

1. Алиева Е.Р., Кучерук Е.В., Хорошилова Т.В. Фундамент осадочных бассейнов и его нефтегазоносность/М.: ВИЭМС. – 1987. – Вып.63. – 64 с.
2. Дмитриевский А.Д., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов./Lap Lambert Academic Publishing. – 2012. – 135 с.
3. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А. и др. О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента./ Доклады АН СССР. – 1990. – Т.315. – № 1. – С.163–165.
4. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А. и др. Влияние гидротермальной деятельности на формирование коллекторов нефти и газа в породах фундамента./Изд. АН СССР. – Сер.Геология. – 1992. – № 5. – С.214–217.
5. Дмитриевский А.Н. Полигинез нефти и газа./Докл.РАН, 2008. – Т.419. – № 3. – С.373–377.
6. Клецев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири./М.: ВНИГНИ. – 2004. – 214 с.
7. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа./Изд-во: Тау. – Уфа. – 2002. – 249 с.
8. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности./ Под ред.Муслимова Р.Х. и Лапинской Т.А. – Казань: Дента. – 1996. – 270 с.
9. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа./Л. – 1973. – Вып.319. – 214 с.
10. Осипов М.А. Формирование расслоённых плутонов с позиции термоусадки./М.: Наука. – 1982. – 223 с.
11. Порфирьев В.Б., Клочко В.В. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири). В книге «Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти»/Киев: «Наукова думка». – 1982. – С.5–155.
12. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтегазовой залежи в гранитном массиве./ Геология нефти и газа. – 1986. – № 8. – С.27–30.
13. Раген Э. Геология гранита/М.: Недра. – 1979. – 327 с.
14. Шустер В.Л. Геологические основы моделирования залежей нефти и газа в фундаменте и оценка рисков при их поисках. Автореферат докторской диссертации. – М.: 2001. – 58 с.
15. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента/М.: Обзор ООО «Геоинформцентр». – 2003. – 48 с.
16. Шустер В.Л., Такаев Ю.Г. Мировой опыт изучения нефтегазоносности кристаллического фундамента. Разведочная геофизика./Обзор. – ЗАО «Геоинформмарк». – М.: 1997. – 71 с.
17. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов)/М.: изд-во: «Техника».ТУМА ГРУПП. – 2003. – 175 с.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАРТИРОВАНИЯ ЗОН РАЗУПЛОТНЁННЫХ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН. Москва, tshuster@mail.ru

MODERN TECHNOLOGIES FOR MAPPING ZONES OF DECOMPACTED RESERVOIR ROCKS IN BASEMENT FORMATIONS

V.L. Shuster

Institute of Oil and Gas Engineering of the Russian Academy of Sciences. Moscow, tshuster@mail.ru

Аннотация. Показана принципиальная возможность использования рассеянной компоненты сейсмического поля для дифференциации разреза кристаллического фундамента на зоны разуплотненных трещиноватых пород – коллекторов и плотных пород. Результаты картирования неоднородного строения залежей нефти в кристаллических породах фундамента с использованием локальной энергии рассеянных волн продемонстрированы на материалах Вьетнама, Индии, Западной Сибири.

Ключевые слова: нефть, газ, фундамент, рассеянные волны, локальная энергия, сейсморазведка, МОГТ 3Д, разуплотненные породы, флюидоупоры, трещины, разломы.

Abstract. The fundamental possibility of using the scattered component of the seismic field to differentiate the section of the crystalline basement into zones of decompressed fractured reservoir rocks and dense rocks is shown. The results of mapping the heterogeneous structure of oil deposits in crystalline basement rocks using scattered wave energy are demonstrated using materials from Vietnam, India, and Western Siberia.

Key words: oil, gas, foundation, scattered waves, local energy, seismic exploration, CDP 3D, decompacted rocks, seals, cracks, faults.

Неоднородное строение кристаллических массивов фундамента было установлено практически одновременно с началом их исследований и открытием первых месторождений нефти (газа) в образованиях фундамента. Например, в работе Э.Рагена [1] приведены примеры неоднородного состава пород кристаллических массивов, причём в ряде случаев отмечается закономерность, когда в ядре батоллита залегают наиболее кислые породы и их кислотность убывает постепенно к периферии. В другом случае противоположная картина: в ядре менее кислые породы и к периферии их кислотность возрастает.

Аналогичная картина по неоднородности состава пород установлена в гранитоидных массивах месторождений Бомбей-Хай, Белый Тигр, Дракон, Оймаша [2].

Попытки оценить строение фундамента предпринимались В.И.Попковым [3], который основал модель пластово-жильного строения гранитного массива залежи нефти месторождения Оймаша. В.А.Кошляк по материалам ГИС разработал дискретно-пластовую модель кристаллического массива месторождения Белый Тигр [4]. На том же месторождении Белый Тигр автор совместно с В.В.Ногиным [2], в 90-х годах прошлого столетия, попытались закартировать неоднородность строения фундамента, используя идею о неравномерном увеличении интервальных скоростей (V_{int}) с глубиной и индентификации участков пониженных V_{int} в конкретных интервалах разреза с зонами разуплотнённых трещиноватых флюидонасыщенных пород.

Рациональным зерном такого подхода является возможность прогнозирования глубины залегания разуплотнённых пород на различных участках. Последующий анализ результатов прогноза по 20 скважинам, пробурённым позднее, показал высокую подтверждаемость картирования трещиноватых зон (85%). Причём, в новых скважинах притоки нефти в намеченных интервалах разреза с низкими V_{int} (на 500–700 м ниже поверхности фундамента) оказались на порядок выше, чем в интервалах разрезах с более высоким V_{int} (на глубинах 50–100 м ниже кровли) в ранее пробурённых скважинах.

Объединение трещиноватых пород на отдельных участках в пласты оказалось неправомерным (отсюда и 15% неподтверждённых прогнозов).

В 2000-х годах ряд геофизических научных центров начал разрабатывать новые технологии и способы картирования детального строения фундамента. Так, С.И.Шленкин и др. [5] получили положительные результаты, используя способ «сейсмалокации бокового обзора» по Курумбинскому месторождению Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазонакопления. В Институте физики земли был разработан метод сейсмической эмиссионной томографии [6].

К изучению внутренней структуры фундамента методами сейсморазведки МОГТ 3Д в эти же годы приступили специалисты ОАО «ЦГЭ» [7-10]. В массивных кристаллических породах развиты «очаговые» зоны коллекторов, характеризующиеся «рассеянной» трещиноватостью (или кавернозностью).

Такие зоны, представляющие собой облако микронеоднородностей в однородной среде (монокристаллических породах фундамента) не формируют чётких отражений на сейсмических разрезах. По существу это объект, рассеивающий оптическую энергию в прозрачной среде.

На этом представлении основано использование рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения объёмных зон повышенной концентрации трещин и каверн в фундаменте.

Исходя из вероятной неравномерно-ячеистой модели строения фундамента В.Б.Левянтюм обоснована теоретическая возможность использования рассеянной компоненты сейсмического поля для выделения в разрезе объёмных коллекторских зон как весьма контрастных микронеоднородностей. С теоретическим обоснованием и практическим применением рассеянной компоненты детально можно ознакомиться в работах [11-16].

Выявление резких неоднородностей в массиве пород фундамента (трещиновато-кавернозных зон) связано с параметром интенсивная аномалия локальной энергии рассеянной компоненты.

Для профильных МОГТ 2Д данных – это вертикальный разрез этого параметра, для МОГТ 3Д – это куб значений поля энергии рассеянной компоненты. Этот опыт пока достаточно ограничен [16] (рис. 1). Выявленное строение залежей достаточно убедительно подтверждает неравномерно-ячеистое строение ловушки и распространение продуктивных интервалов разреза. На Северо-Даниловском месторождении в Западной Сибири выделенные трещинно-каверновые зоны подтверждены результатами бурения и полученными промышленными притоками нефти.

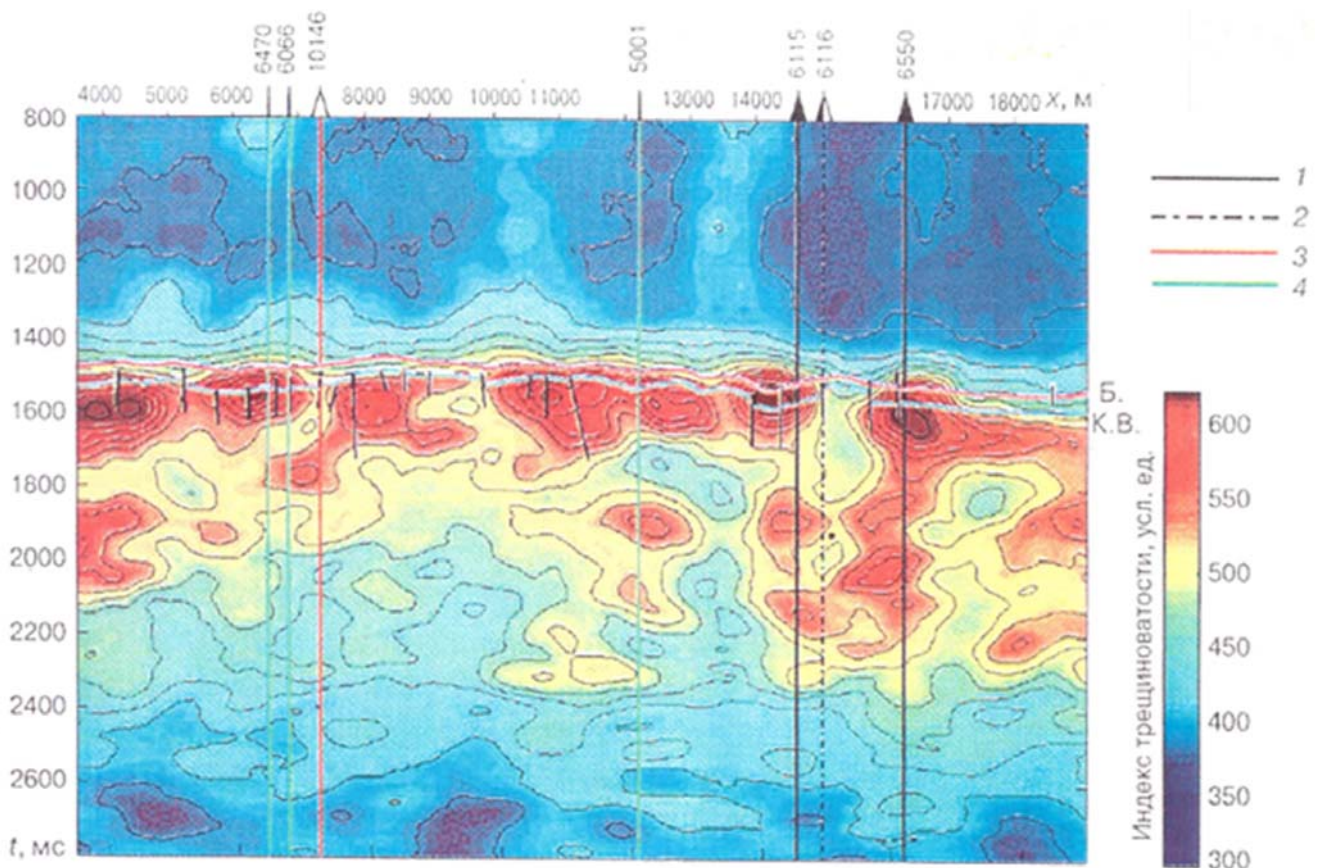


Рис. 1. Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинами результатами испытаний коры выветривания на Северо-Даниловском месторождении (Журьянов А.Н. и др. 2008) (Условные обозначения: 1 – приток нефти; 2 – пленка нефти; 3 – сухо; 4 – испытания не проводились)

Примеры выделения зон «рассеянной» трещиноватости и кавернозности с использованием рассеянной компоненты по месторождениям Вьетнама приведён на рисунке 2 [11,12].

Проведена апробация прогнозных зон трещиноватости. На Вьетнамском месторождении в двух вновь пробуренных скважинах из прогнозных объектов получены на одном – конденсат (дебит 200 т/сут.), на другом вода (дебит 600 м³/сут.) – т.е. оба прогнозных объекта оказались трещино-кавернозными породами.

На другом Вьетнамском месторождении пробурено большое число скважин. Проанализирована связь между значениями локальной энергии рассеянной компоненты и дебитом нефти в скважинах, как обобщенного показателя коллекторских свойств (рис. 3). По результатам сопоставления по 26 скважинам (45 испытанных объектов) установлено, что небольшим значениям локальной энергии отвечает незначительный или нулевой дебит нефти, соответственно большим значениям – высокий дебит (от 200 до 1000 т/сут.). Такая же связь установлена на Индийском нефтяном месторождении Бомбей-Хай в гранитоидах фундамента (рис. 4). По результатам исследований был рекомендован ряд перспективных объектов – зон трещинно-каверновых пород, которые представляют поисково-разведочный интерес.

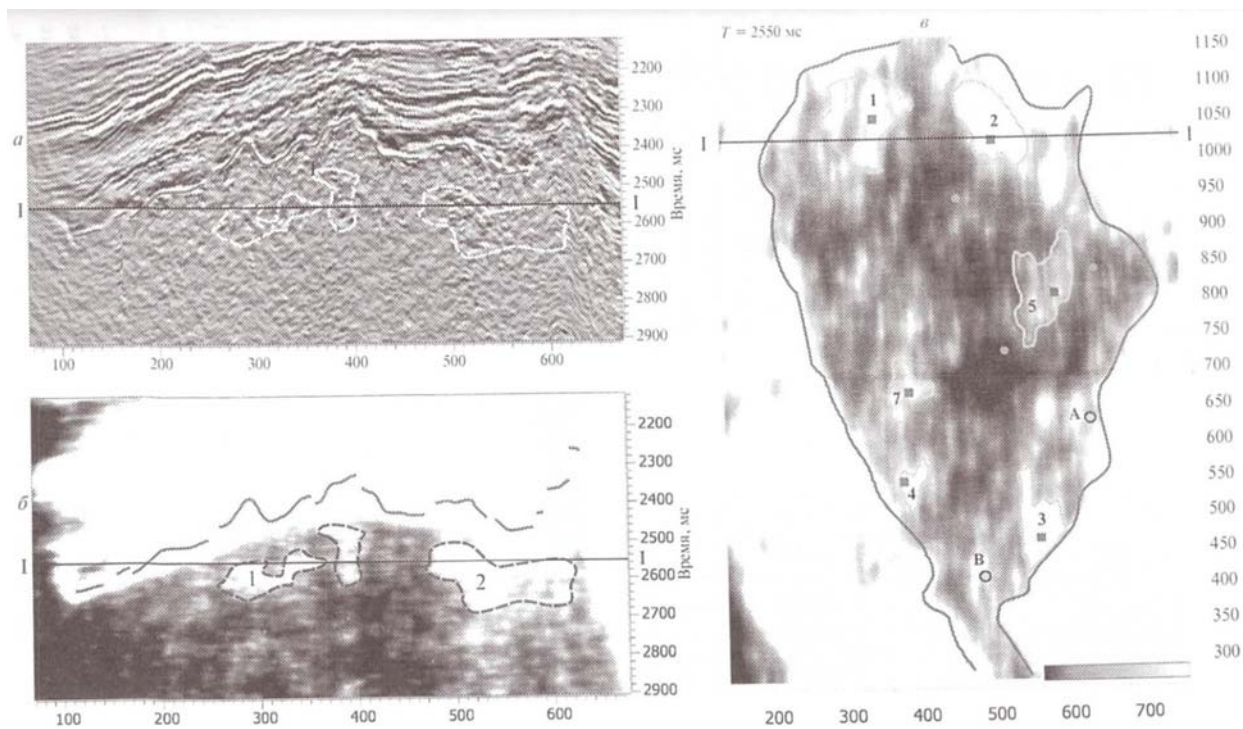


Рис. 2. Разрезы сейсмического куба (а), куба локальных энергий (б) и его горизонтальный срез (в) по линии 1-1 с нанесёнными контурами перспективных зон

Выводы

Одним из эффективных способов выделения в разрезе образований фундамента зон разуплотнённых трещинно-каверновых пород является использование локальной энергии рассеянных волн сейсмического поля.

Использование новой технологии позволяет с помощью сейсморазведки на раннем этапе поисково-разведочных работ дать прогноз строения разреза кристаллического фундамента: положения системы разломов и крупных трещин, зон трещиноватости и кавернзности.

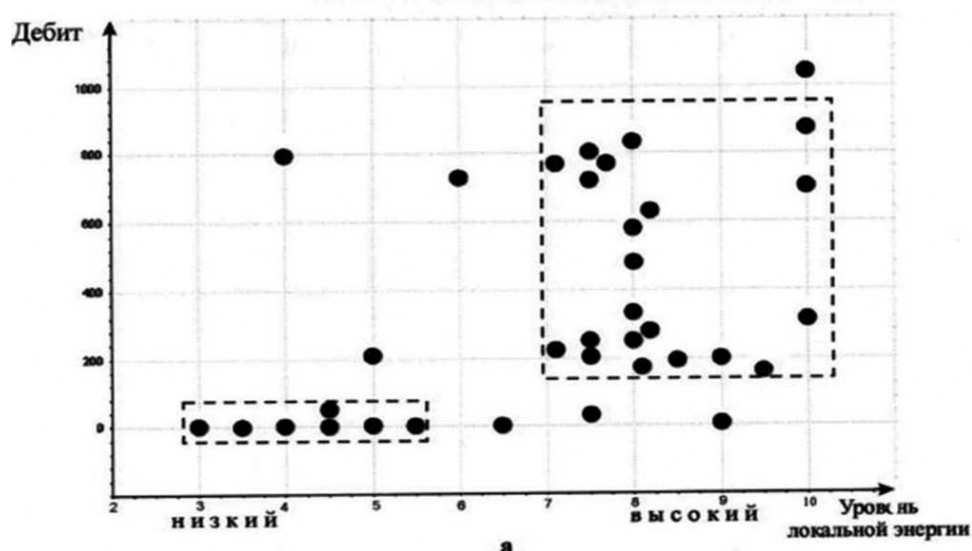


Рис. 3. Характер взаимосвязи локальной энергии рассеянной компоненты с дебитами в скважине из фундамента как показателями коллекторских свойств. Месторождение Белый Тигр; (В.Б.Левянт, В.Л.Шустер, 2002)

Литература

1. Раген Э. Геология гранита./М.: Недра. – 1979. – 327 с.
2. Шустер В.Л. Геологические основы моделирования залежей нефти и газа в фундаменте и оценка рисков при их поисках. Автореферат докторской диссертации. – М.: 2001. – 58 с.
3. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтегазовой залежи в гранитном массиве/ Геология нефти и газа. – 1986. – № 8. – С.27–30.

4. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа./Изд-во: Тау. – Уфа. – 2002. – 249 с.
5. Шленкин С.И., Каширин Г.В., Масюков А.В., Харахинов. Новые сейсмические технологии изучения сложно-построенных резервуаров нефти и газа. Материалы междуна. геофизич. конф. к 300-летию геологии в России. 2000.
6. Николаев А.В. Сейсмика неоднородных и мутных сред. 1972.
7. Левянт В.Б., Моттль В.В. Методика оценки параметров рассеянной компоненты 3-мерных сейсмических данных./Вестник РАЕН. Вестник секции наук о Земле. 2002. – № 9.
8. Левянт В.Б., Моттль В.В. Способ сейсмической разведки массивных геологических пород. Патент на изобретение № 2168187./Бюллетень «Изобретения. Полезные модели. 1999.
9. Levyant V.B., Mottl V.V., Lal N.K., Dirghangi R.S. and Varun T.R. Experience of reservoir zone identification in crystalline basement of Bombay High field from seismic data/Proceedings of the 3rd International Petroleum Conference and Exhibition PETROTECH-99, New Delhi, India, January 9–12, 1999.
10. Левянт В.Б., Авербух А.Г., Гогоненков Г.Н., Шустер В.Л. Перспективы использования данных сейсморазведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте/ Материалы конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2001.
11. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3Д/Геология нефти и газа. – 2002. – № 2. – С. 21–25.
12. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов)/М.: изд-во «Техника». ТУМА ГРУПП. – 2003. – 175 с.
13. Левянт В.Б., Тронов Ю.А., Шустер В.Л. Использование рассеянной компоненты сейсмического поля для дифференциации кристаллического фундамента на коллекторские и монолитные зоны/Геофизика. – 2003. – № 3. – С. 17–26.
14. Левянт В.Л., Шустер В.Б. Проблемы поисков залежей нефти (газа) в массивных породах фундамента Западной Сибири/ Экспозиция. Нефть. Газ. – 2010. – № 2/Н (08). – С. 7–9.
15. Шустер В.Л. Формирование зон разуплотнённых пород в образованиях фундамента и новые технологии сейсморазведки их картирования/ Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 7 (46). – 2015. – С. 14–15.
16. Курьянов Ю.А., Кузнецов В.И., Кошкарлов В.З., Смирнов Ю.М. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза трещиноватых зон /Технология сейсморазведки. – 2008. – № 1.

МЕГАРЕЗЕРВУАРЫ НИЖНЕПЕРМСКОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОКА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ИХ ПОТЕНЦИАЛА УВЕЛИЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НА ОСНОВЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ

В.К. Утоплеников, А.Д. Ефремова

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, г. Москва, vutoplennikov@ipng.ru

THE LOWER PERMIAN MEGA-RESERVOIRS OF THE SOUTHEAST OF THE RUSSKAYA PLATFORM IN CONNECTION WITH THE PROSPECTS OF HYDROCARBON FIELDS DISCOVERY ON THE TRANSBOUNDARY TERRITORIES OF BASHKORTOSTAN, TATARSTAN AND ORENBURG REGIONS IN DENSE, LOW PERMEABILITY FORMATIONS

V.K. Utoplennikov, A.D. Efremova

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow

Аннотация. Нижнепермские карбонатно-сульфатно-соленосные отложения юго-восточной погруженной части Восточно-Европейской платформы являются потенциальным резервом нефтедобычи ввиду их региональной нефтегазонасыщенности, свидетельствующей о больших запасах углеводородов (УВ). В карбонатных мегарезервуарах нефтяные и газовые залежи, залегающие на небольших глубинах (300–700 м), в районах с развитой инфраструктурой нефтедобычи и нефтепереработки, позволяют обеспечить рентабельную добычу нефти из нижнепермского нефтегазоносного комплекса с использованием потенциала компаний малого и среднего бизнеса.

Многолетние научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по выявлению залежей нефти в нижнепермских отложениях платформенной части Западного Башкортостана, юго-востока Татарстана и Оренбургской области послужили основой написания доклада.

В результате исследований выделены перспективные участки для проведения геологоразведочных работ с целью поисков залежей нефти сложозкранированного типа в карбонатных коллекторах Республики Татарстан, Республики Башкортостан и Оренбургской области: Шалтинско-Хансверкинский (РТ), Кулбаевско-Рятамаский (РБ), Тарказинско-Аркаевский (РБ, Оренбургская область) и установлена их промышленная нефтегазоносность и подтвержденная рентабельность добычи.

Ключевые слова: Нижнепермские карбонатные отложения, литолого-фациальные факторы, перспективные участки.

Материалы многолетних геологоразведочных работ показали очень высокие перспективы выявления промышленных залежей УВ в нижнепермских отложениях на пограничных территориях юго-запада Башкортостана, юго-востока Татарстана и севера, северо-запада Оренбургской области на глубинах 300–700 м. Открытие в верхней части разреза в пределах многопластового Знаменского месторождения Бахтинской структурно-рифогенной нижнепермской ловушки нефти в Башкортостане подтвердило их промышленную нефтегазоносность (рис. 1, 2). Здесь проводится опытно-промышленная эксплуатация с применением глубинных насосов различного типа. Открыты несколько нижнепермских залежей структурно-стратиграфического и рифогенного типа и на юго-востоке Татарстана (Николашкинская, Гусиная, Хансверкинская, Екатериновская и др.), где проводились работы по получению промышленных притоков нефти. Из скважины 6 Хансверкинской площади получен приток попутного газа дебитом 14 тыс. м³/сут. через 8-мм штуцер, хотя по керну испытываемый интервал представлен нефтенасыщенными доломитами и известняками (рис. 3). Имеются многочисленные перспективные локальные структуры и на севере Оренбургской области.

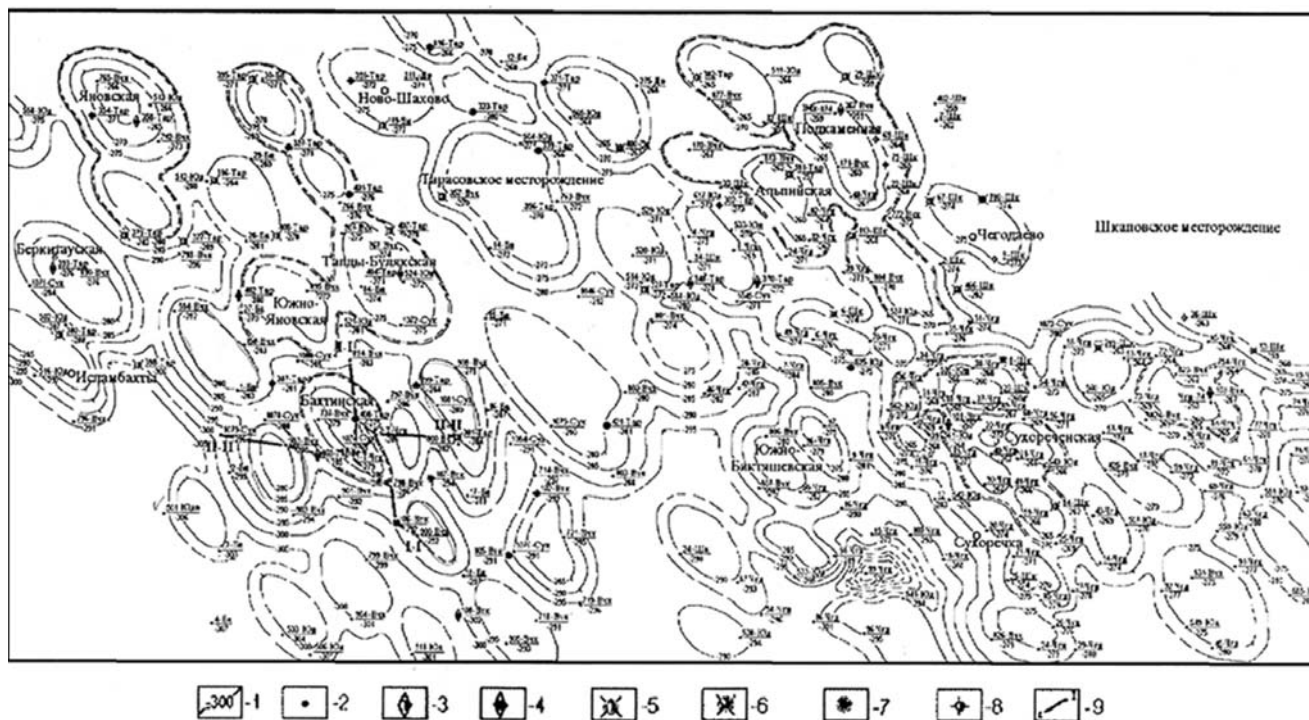


Рис. 1. Структурная схема по кровле репера Р4 кунгурского яруса Тарказинско-Чегодаевской, Шкаповско-Знаменской зоны Западного Башкортостана: 1 – стратизогипсы (проведены через 5 м); 2 – скважины структурные; 3 – скважины поисковые, ликвидированные после бурения; 4 – скважины поисковые нефтяные; 5 – скважины разведочные, ликвидированные после бурения; 6 – скважины разведочные, ликвидированные после опробования; 7 – скважины разведочные нефтяные; 8 – скважины нагнетательные эксплуатационные; 9 – геологический профиль I-I

Вместе с тем, необходимо проведение унифицированного подхода к отбивке стратиграфических границ и маркировке пластов, построению структурных карт по сопоставимым реперным горизонтам построению геолого-геофизических моделей объектов. Работа эта очень трудоёмкая, требующая переотбивки границ пластов и стратиграфических границ по сотням скважин, а в ряде случаев переинтерпретации материалов ГИС, с учётом накопленного геолого-геофизического опыта по нижнепермским отложениям юго-восточного склона Восточно-Европейской платформы в различных структурно-фациальных зонах.

При постановке геологоразведочных работ следует иметь чёткое представление о доминирующих факторах, литолого-фациального и тектонического характера, обусловленных наличием системы глубинных разломов субширотного простираения трансформного типа и зон конформных разломов субмеридионального простираения, контролирующих преимущественно грабенообразные прогибы и горстовидные зоны поднятий. Отмеченные особенности обуславливают развитие зон нефтегазонакопления на субширотных террасах, в зонах пересечения с грабенообразными прогибами с практически полным их заполнением углеводородами (тектонически-экранированные биостромные и биогермные залежи, обеспечивающие большие запасы УВ). [1]

Наличие разломов также обуславливает развитие протяженных по глубине и по латерали зон повышенной трещиноватости, по которым обеспечивалась вертикальная миграция УВ и их дальнейшее распределение по латерали по зонам развития коллекторов шельфовых резервуаров нижнепермского комплекса.

Последний процесс напрямую связан с литолого-фациальными и структурными особенностями нижнепермских отложений (а также с вертикальной и горизонтальной трещиноватостью пород).

Наличие коллекторной ёмкости и надёжных покрышек способствовало образованию промышленных залежей УВ практически на всей территории юго-восточного склона Русской платформы. Таким образом, нижнепермские отложения верхней части разреза, регионально нефтегазоперспективны и представляют собой объект нефтегазодобычи, возможно в ближайшей перспективе сопоставимый с продуктивными горизонтами девона и карбона.

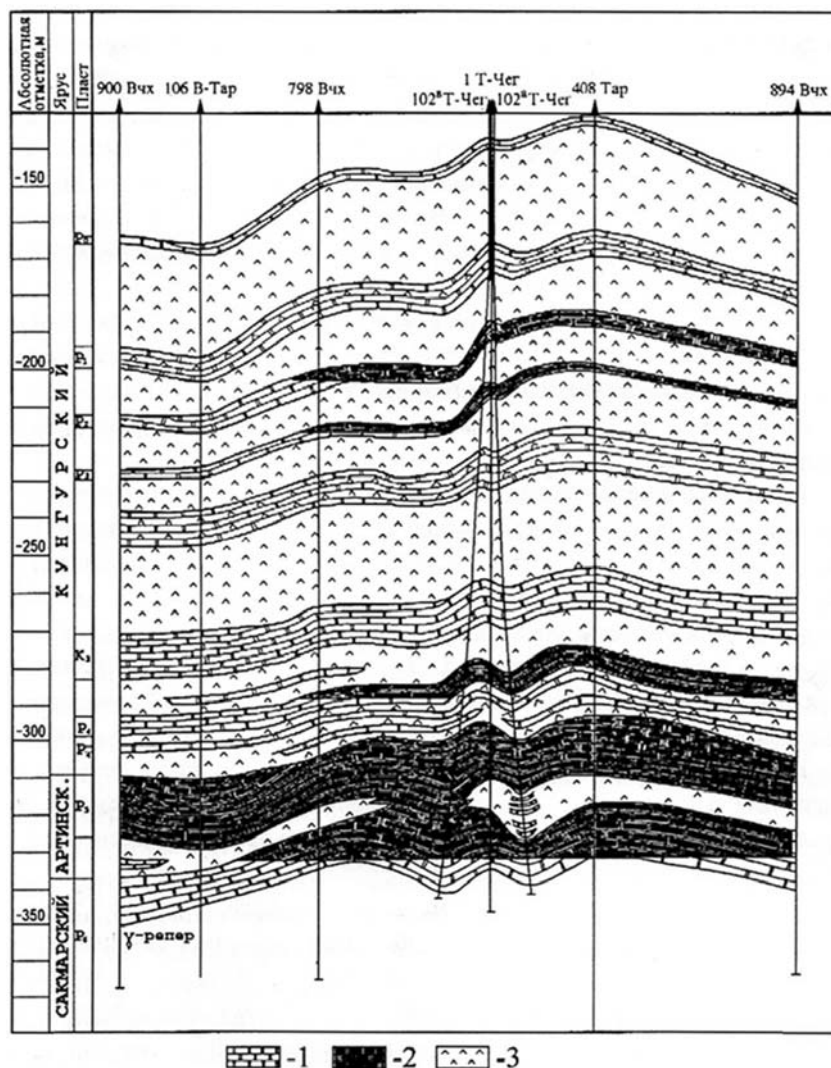


Рис. 2. Геологический разрез Бахтинской структуры по профилю I-I: 1 – доломит; 2 – доломит нефтенасыщенный; 3 – ангидрит

Анализ проведения геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях в Башкортостане свидетельствует о недостаточном учёте вышеуказанных литолого-фациальных, фильтрационно-ёмкостных, флюидоупорных факторов при бурении структурных и разведочных скважинах. В пробуренных скважинах в основном применялся стандартный комплекс ГИС недостаточно, широк спектр петрофизических исследований керна, практически полностью отсутствуют геофизико-гидродинамические (потометрические) исследования в процессе освоения и испытания скважин [1].

Несколько иная ситуация в Татарстане. Здесь периодически осуществлялось целевое финансирование геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях, однако не учёт тектонических и литофациальных особенностей и отсутствие технологий по оптимальному вскрытию и освоению скважин не позволили пока получить промышленно значимые притоки нефти из выявленных залежей УВ. Работы в этом плане в настоящее время продолжаются [2,3,5].

На севере Оренбургской области в последнее время целевых геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях не проводилось.

Рассматриваемые территории достаточно хорошо изучены структурным бурением наземной сейсморазведкой по отложениям перми, карбона и девона, что даёт значительную базу постановки параметрического геологоразведочного бурения с проведением современного комплекса исследований верхней части разреза. Предлагается следующая методика работ:

1. Сбор, анализ и переинтерпретация геолого-геофизических материалов. Выделение наиболее перспективных локальных участков в пермских отложениях (доразведка архивов) и проведения сейсморазведки 2D для подготовки объектов для бурения [3].
2. Бурение поисково-разведочных скважин на участках с расширенным комплексом ГИС в верхней части разреза, с отбором и петрофизическим анализом керна, опробованием и испытанием перспективных интервалов (с геофизико-гидродинамическими исследованиями и интенсификацией притока).
3. Подсчет запасов нефти и газа по открытым залежам.
4. Опытнo промышленная эксплуатация кустовым способом наклонно-направленными скважинами с использованием технологии интенсификации притоков.

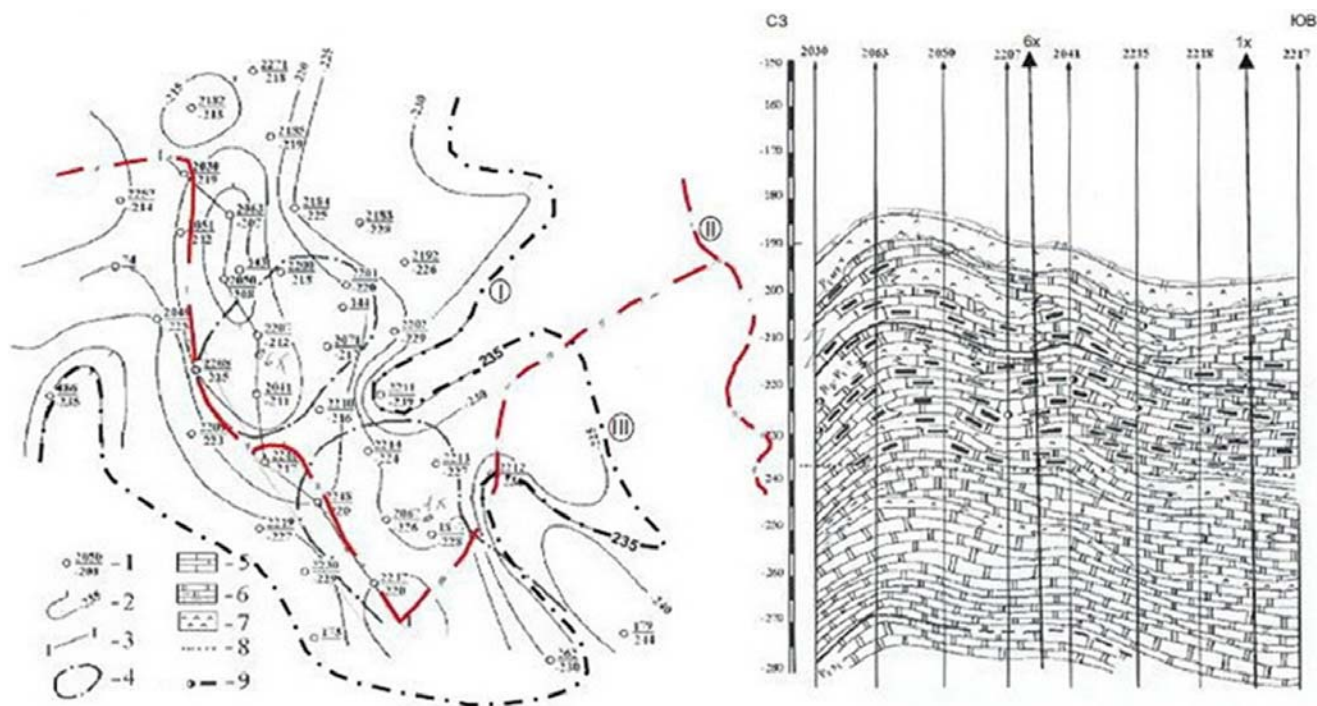


Рис. 3. Геологическая информация по Хансверкинскому участку (юго-восток Татарстана): а – структурная карта по кровле репера $R_p - P_{1-e}$; б – геологический профиль по линии I-I: 1 – номер скважины (вверху), абсолютная отметка кровли репера $R_p - P_{1-e} - P_{1s}$ (внизу); 2 – изогипсы по кровле репера $P_{1-e} - P_{1s}$; 3 – линия геологического профиля отложений $P_{1s} - P_{1art}$; 4 – контур перспективных участков; 5 – известняк; 6 – доломит, известняк глинистый; 7 – ангидрит; 8 – предполагаемая отметка водонефтяного контакта нижнепермской залежи нефти; 9 – нефтепроявления в отложениях $P_{1s} - P_{1art}$; 10 – административные границы: I – Респ. Татарстан; II – Респ. Башкортостан; III – Оренбургская обл.

Наиболее оптимальным является совмещение поисково-разведочного этапа с опытнo-промышленной эксплуатацией путём кустового бурения вертикальной и наклонно-направленных скважин. Для увеличения площади охвата исследованиями рекомендуется проведение также скважинной сейсморазведки (ВСП, НВП, МОГ и др. в комплексе с сейсморазведкой 2D и 3D).

Такая технология позволит получить за минимальный промежуток времени целостную картину по определённому перспективному участку с конкретной оценкой его добычных возможностей, а также определить наиболее рациональный способ разработки залежей.

Для сокращения сроков геологоразведочных работ бурение скважин целесообразно начать на 3 участках, расположенных на смежных территориях Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области. Это позволит сконцентрировать технические средства и специалистов для скорейшей оценки промышленной нефтегазоносности конкретного участка, обеспечить единый методологический подход и оперативно корректировать различные технологии и наработанный опыт по обработке и интерпретации геолого-геофизических и гидродинамических материалов.

Одним из высокоперспективных является участок, расположенный в районе д. Кулбаево (РБ) и второй в районе д. Хансверкино (РТ). Это наиболее перспективные участки с установленной нефтегазоносностью. На Кулбаевской площади из нижнепермских отложений в скважине 5 получен значительный приток нефти дебитом до $60 \text{ м}^3/\text{сут}$. На Хансверкинской площади тестировочными поисковыми скважинами 1 и 6 вскрыта нефтегазонасыщенная зона в отложениях артинского и сакмарского ярусов мощностью более 50 м [4,5].

Анализ геологических материалов свидетельствует о широком развитии нижнепермских структур различного генезиса, на пограничной территории Татарстана и Башкортостана северо-запада Оренбургской области (рис. 3).

Начатые ранее исследования [1-5] по изучению сложнопостроенных нефтенасыщенных карбонатных коллекторов нижнепермских отложений необходимо продолжить, используя комплексный подход при их проведении.

Выводы

1. Анализ геолого-геофизических материалов и данных по нефтегазоносности нижнепермских отложений по смежным территориям западной части Башкортостана, юго-востока Татарстана, северной части Оренбургской области подтвердил их высокие перспективы нефтегазоносности.

2. Выполнены структурные построения по кровле репера К4 в подошве кунгурского яруса, позволившие выделить основные региональные закономерности размещения структурно-фациальных зон и приуроченных к ним зон нефтегазоаккумуляции.

3. Уточнены геолого-геофизические модели Бахтинского и Хасверкинского нижнепермских месторождений нефти и газа в ловушках рифогенного и комбинированного типов.

4. Оценены коллекторские, фильтрационно-ёмкостные и физические свойства образцов горных пород, позволившие выделить нефтенасыщенные пласты-коллекторы и использовать их при интерпретации стандартных и новых методов ГИС. Полученные данные используются при подсчёте запасов нефти и газа и постановке их на государственный баланс.

** Тезисы написаны в рамках выполнения государственного задания 122022800253-3 – Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла.*

Информация об авторах:

В.К. Утопленников, А.Д. Ефремова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, vutoplennikov@ipng.ru, anastasiadrabkina@gmail.com

Литература

1. Утопленников В.К., Самигуллин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. – Москва: изд-во Академии горных наук, 2000. – 271 с.

2. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Сухов К.А., Ахметшин А.З. Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода. Статья в НТЖ «Георесурсы». – 1. (60). – 2015. А.Д. – С. 54–61.

3. Хисамов Р.С., Екименко В.А., Добровольская К.К., Марковская Т.В. Изучение верхней части разреза осадочного чехла и поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ-2D на территории Республики Татарстан. Статья в НТЖ «Георесурсы». – Т.18. – № 4. – Ч.2. – 2016. – С.300–305.

4. Утопленников В.К., Самигуллин Х.К., Вафин Р.В. и др. Выявление залежей нефти в нижнепермских отложениях на юго-востоке Татарстана и особенности использования потокометрических методов для повышения эффективности работ по интенсификации притоков и освоения скважин. Материалы международной научно-практической конференции, г. Октябрьский, 25–27 июня 2001 г. – Уфа, Тау. – 2002. – С. 467–476.

5. Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.В. и др. Геологические основы поисков и разведки сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Изд-во «Наследие нашего народа», Казань, 2022. – 184 с.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ

Р.Ф. Ахмеров^{1,2}, М.Э. Сибгатуллин^{1,3}, Л.Р. Гилязов⁴, И.Н. Плотникова³, М.Х. Салахов³

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, ruslan.ahmerov123@gmail.com, ²ООО «ПРОГСОЛ», г. Оренбург,

³Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ⁴ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань

DEVELOPMENT OF SOFTWARE COMPLEX FOR SEISMIC SIGNAL FILTERING

R.F. Akhmerov^{1,2}, M.E. Sibgatullin^{1,3}, L.R. Gilyazov⁴, I.N. Plotnikova, M.H. Salakhov³

¹Kazan Federal University, ²OO «PROGSOL», Orenburg, ³Academy of Sciences of RT, Kazan, ⁴Geol-Tech, Kazan»

Разработка трудноизвлекаемых запасов в России приобретает важное значение, поскольку их доля в общем объёме углеводородных запасов ожидает увеличение к 2030 году [1], в то время как добыча нефти, согласно прогнозам, будет снижаться. В мировой практике применение интеллектуальных технологий становится стандартом для эффективной разработки нефтегазовых месторождений, как на суше, так и на континентальном шельфе, и постепенно они начинают использоваться и на средне- и малорентабельных месторождениях. Каждый год количество «умных месторождений» в мире увеличивается, и в настоящее время их насчитывается около 240, причем 27 из них расположены на территории России. Компании «BP», «Shell» и «ExxonMobil» выделяются в лидеры среди компаний, активно внедряющих интеллектуальные технологии в нефтегазовой отрасли [2].

Эпоха интеллектуальных месторождений наступила в тот период, когда многие месторождения, которые начали добычу еще в 60-е годы прошлого века, достигли стадии снижения добычи из-за высокой степени выработанности [3]. Запасы «лёгких и средних нефтей» быстро уменьшаются, что требует увеличения добычи трудноизвлекаемых запасов, которые включают в себя тяжёлые, вязкие, парафинистые углеводороды, часто с неблагоприятными условиями залегания. Это означает, что необходимы новые технологии и решения для работы на таких месторождениях, либо модернизация существующих методов, используемых при добыче традиционных запасов. Это также приводит к увеличению капиталовложений в освоение и эксплуатацию месторождений.

Нефтегазовая отрасль планирует в ближайшие пять лет инвестировать более 1 миллиарда долларов в создание интеллектуальных месторождений. Это свидетельствует о стремлении отрасли к эффективному использованию новых технологий и интеллектуальных решений для оптимизации добычи и управления месторождениями [4].

Технология интеллектуальных месторождений объединяет разнообразные компоненты, такие как датчики, сенсоры, мобильные устройства, дроны и роботы, в единую систему для анализа и управления процессами добычи углеводородов [5]. Стоит отметить, что компоненты «умных» скважин и элементы системы интеллектуальных месторождений могут различаться в зависимости от специфики конкретных месторождений. Поэтому каждая компания, занимающаяся добычей нефти и газа, выбирает и внедряет те элементы интеллектуальных и цифровых технологий, которые наиболее эффективно соответствуют требованиям и условиям конкретного месторождения. Таким образом, внедрение технологий интеллектуальных месторождений может оказать положительное воздействие на различные аспекты деятельности нефтегазовых компаний.

Одним из подходов при реализации интеллектуального месторождения является применение сейсмических комплексов, которые в режиме реального времени передают информацию о движении флюида, позволяя таким образом контролировать и оптимизировать работу нагнетальных и добывающих скважин. Так как сейсмические комплексы располагаются на поверхности месторождения, регистрируемые ими сигналы характеризуются высоким уровнем паразитных помех. В результате важное значение имеет проведение математической фильтрации регистрируемых сигналов. Например, фильтрация в такой технологии как сейсмолокация очагов эмиссии [6] нужна для повышения достоверности и точности данных. Она удаляет случайные и систематические шумы, улучшая отношение сигнал/шум и выделяя полезные сигналы от фоновых помех. Это упрощает последующую обработку и интерпретацию данных, повышая точность оценки параметров, таких как среднее значение, дисперсия и автокорреляционная функция. Точные параметры позволяют делать надёжные выводы о характеристиках геосреды, таких как распределение трещиноватости и нефтесодержания. Фильтрация улучшает качество визуализации данных, делая структурные особенности и аномалии более чёткими. Кроме того, она подготавливает данные для дальнейшего анализа, повышая эффективность и надёжность последующих этапов, таких как моделирование и прогнозирование. В итоге, фильтрация критически важна для обеспечения качества и достоверности данных, что приводит к более точным и надёжным геофизическим исследованиям и интерпретациям.

Программный комплекс, решающий задачу фильтрации сейсмических сигналов, создан на основе как собственных оригинальных научно-технических идей, так и общеизвестных методов обработки сигналов. В работе [7], предложен алгоритм обработки сигналов на основе применения дискретного вейвлет-анализа. Данный подход лежит в основе разработанного продукта. Так же применены существующие методы обработки сигналов такие как Фурье анализ [8], метод Савицкого-Голея [7,9], фильтр Кайзера [10]. Данные методы показали свою высокую эффективность при решении задачи фильтрации сигналов [11,12,13].

Одной из ключевых идей, лежащих в основе создания данного программного продукта, является применение различных методов фильтрации и сглаживания к одному и тому же сейсмическому сигналу. Поскольку каждый метод будет давать немного отличающиеся друг от друга результаты, истинным результатом будет считаться тот,

который находится на пересеченьях применений трёх методов. Схематически данный подход представлен на рис. 1, где разноцветными окружностями указано попадание решений и проведение фильтрации от каждого метода, и за истинный результат будет приниматься то решение, которое попадает в область пересечения всех применяемых методик.

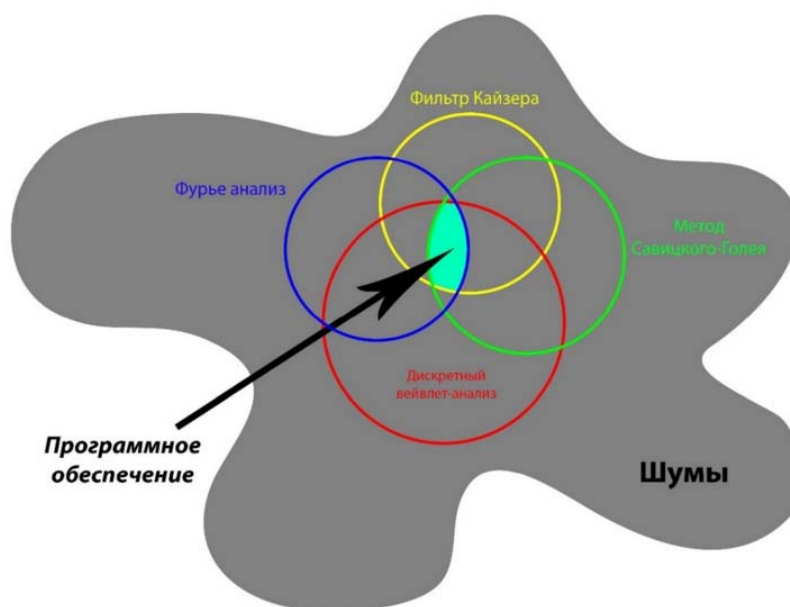


Рис. 1. Схема программного комплекса

Для создания программного комплекса использовался один язык программирования – Python. Он является универсальным и мощным языком программирования, который широко применяется в области научных и инженерных вычислений. Его простота и гибкость делают его отличным выбором для разработки программного обеспечения в области обработки сигналов. Помимо стандартных библиотек для создания графического интерфейса (Tkinter), работы с массивами данных (NumPy) и построение графиков (Matplotlib), использовалась библиотека для научных вычислений (SciPy), включающая методы фильтрации сигналов, спектральный анализ и другие операции, а также библиотека для вейвлет-преобразования (PyWavelets).

Для конечных пользователей, решающих специфические задачи в узкой отрасли, часто более эффективными являются специализированные программные решения. Именно поэтому на рынке существует высокий спрос на программные продукты, которые могут быть точно настроены для решения конкретных задач в определённой отрасли. Создание специализированных решений в этой области могло бы удовлетворить потребности нефтесервисных и нефтяных компаний, что в свою очередь могло бы повысить качество и эффективность мониторинга данных. Это также могло бы способствовать развитию отечественной индустрии нефтяных технологий и программного обеспечения.

Основными конкурентными преимуществами разрабатываемого программного обеспечения будут являться:

1. В рамках единого интерфейса пользователю доступно применение нескольких методов фильтрации сигналов;
2. Стандартные методы фильтрации сигналов дополнены оригинальным подходом, основанным на применении дискретного вейвлет-анализа;
3. Применение нескольких методов фильтрации к одному и тому же сигналу и сравнение полученных результатов позволяет пользователю получать более достоверную информацию о исследуемом сигнале;
4. Бизнес-модель продажи продукта позволит минимизировать издержки конечного потребителя, что приведёт к финансовой привлекательности предлагаемого решения;
5. Будет организована постоянная обратная связь с заказчиками для внесения изменений в программное обеспечение, позволяющих решать нестандартные задачи, возникающие при фильтрации сигналов.

Таким образом, разработка программного комплекса направлена на решение части проблемы, связанной с применением методов обработки сигналов и предоставлением удобного пользовательского интерфейса для ввода параметров, анализа результатов и экспорта данных. Это позволит специалистам быстрее и точнее обрабатывать информацию, снижая риски и оптимизируя процесс добычи.

** Работа поддержана в рамках реализации программы «Студенческий стартап» Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере № 1389ГССС15-Л/88215*

Литература

1. Разработка трудной нефти: почему это важно для России // Ведомости / URL: https://www.vedomosti.ru/industry/infrastructure_development/articles/2023/09/11/994397-razrabotka-trudnoi-nefti-pochemu-eto-vazhno-dlya-rossii (дата обращения: 09.06.2024).

2. *Матковская Я.С.* Нефтяные компании: время инноваций наступило // Инновационное развитие экономики. – 2020. – № 4–5(58–59). – С. 34–41.
3. Сайт ГК «ССТ». URL: <https://sst-em.ru/press/expert/the-development-of-digital-technology-in-the-oil-and-gas-industry/> (дата обращения: 10.12.2024)
4. *Демарчук В.В.* Отечественный и международный опыт реализации проектов «интеллектуальных» месторождений / В. В. Демарчук. – Текст: непосредственный // Молодой учёный. – 2014. – № 19(78). – С. 295–297. – URL: <https://moluch.ru/archive/78/13547/> (дата обращения: 11.06.2024).
5. «Нефть и цифра» *А. Зуев* [Электронный ресурс]: URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2020/5/756/ (дата обращения: 12.06.2024)
6. *Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Арутюнов С.И., Ризанов Е.Г., Дыбленко В.П., Дрягин В.В.* Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – Ч. 2. – С. 206–216.
7. *Сибгатуллин М.Э., Гилязов Л.Р., Ахмеров Р.Ф., Плотникова И.Н., Салахов М.Х.* Выделение сейсмического сигнала гидроразрыва пласта с применением дискретного вейвлет-анализа // Химия и технология топлив и масел. – 2023. – № 1. – С. 44–49.
8. *Гутников В. С.* Фильтрация измерительных сигналов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение – 1990. – 192 с.: ил. ISBN 5-283-04482-5.
9. *Savitzky A., Golay M.J.E.* Smoothing and Differentiation of Data by Simplified Least Squares Procedures // Anal. Chem. – 1964. – Vol. 36. – № 8. – P. 1627–1639.
10. *Kaiser J. F., Schafer, R. W.* On the use of the I0-sinh window for spectrum analysis // IEEE Transactions on Acoustics, Speech, and Signal Processing. – 1980. – Vol. 28. – Iss. 1. – P. 105–107.
11. *Рабинович Е.В., Туркин А.С., Новаковский Ю.Л.* Спектральная фильтрация сейсмических сигналов, возникающих при гидравлическом разрыве пласта // Доклады ТУСУР. – 2013. – № 2(28). – С. 175–179.
12. *Yanping L., Bo D., Yue L., Hongbo L., Haitao M.* Applications of Savitzky-Golay Filter for Seismic Random Noise Reduction // Acta Geophysica. – 2016. – Vol. 64. – № 1. – P. 101–124.
13. *Gupta R., Chand O.* Study of Signal Denoising using Kaiser Window and Butterworth Filter // International Journal of Electronics and Computer Science Engineering. – 2012. – Vol. 1. – Iss. 3. P. 1087–1091.

СТРОЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЫ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО ОБРАМЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

А.М. Кузин

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, amkouzin@ya.ru

STRUCTURE OF CONSOLIDATED CRUST IN THE REGION OF ROMASHKINSKIY DEPOSIT ACCORDING TO SEISMIC OBSERVATIONS

A.M. Kouzin

Institute RAS (OGRI RAS) Moscow, Russia, amkouzin@ya.ru

Аннотация. В статье рассматриваются результаты сейсмических наблюдений в районе Ромашкинского месторождения нефти, проведённые в разные годы и по различным методикам. Выполнен обзор прогнозных критериев нефтегазоносности по данным региональных исследований МОГТ и ГСЗ. Показано, что тектонический блок, на котором залегают месторождения, находится в обрамлении отражающих поверхностей – зон разрывных нарушений, образующих лепестковую структуру. Сам тектонический блок представляет собой относительно жёсткое тело. Лепестковая структура Ромашкинского месторождения подобна лепестковым структурам, установленным на других месторождениях флюидного генезиса.

Ключевые слова: сейсмические данные, месторождение, нефть, синформа, консолидированная кора, отражённые волны, лепестковая структура, разрывные нарушения.

Abstract. The article deals with the results of seismic observations in the area of the Romashkinskoye oil deposit, performed in different years and using various methods. We also reviewed existing criteria for prediction of oil and gas occurrence according to regional observations of MOGT-GSO. It was shown that the tectonic block under the deposit lies in the margins of reflecting surfaces, i.e. zones of faults forming a petal structure. The tectonic block itself is a relatively rigid body. The petal structure of the Romashkinsky deposit is similar to the petal structures found in the other deposits of the fluid origin.

Key words: seismic data, deposit, oil, synform, consolidated crust, reflected information, petal structure, faults.

Экраны волн деформаций и напряжений, их отображение в сейсмическом поле

Обычно под экраном в геологии полезных ископаемых понимается геологическая структура (тело), служащая преградой для миграции флюидов, с кровли или флангов соприкасающаяся с залежью или находящаяся вблизи

неё. Экраны могут быть представлены пластичными или жёсткими породами. Экранам – механически жёстким геологическим образованиям уделяется несопоставимо меньшее внимание относительно других элементов геологического строения при интерпретации сейсмических данных МОГТ. Как показывают многолетние исследования, роль механически жёстких экранов, подстилающие месторождения и залежи флюидного генезиса, как прогнозного критерия, не менее значительна по сравнению с разрывными нарушениями [9, 10, 11].

Из результатов обобщения данных многоволнового ГСЗ, проведённого по крупнейшим месторождениям углеводородов [2], можно сформулировать более общие выводы [9, 11, 12]:

- под месторождениями углеводородов, включая отложения осадочного чехла, залегают механически жёсткие тела, представленные аномалиями относительно повышенных значений скорости продольных волн (V_p) и пониженных значений отношения скорости продольных к поперечным волнам (V_p/V_s), причём в ряде случаев распределение значений V_p/V_s составляет единую аномалию для фундамента и осадочного чехла. Это является общим прогнозным критерием для месторождений и залежей флюидного генезиса;
- в земной коре распределения значений V_p/V_s , в целом характеризуются чередованием пониженных и повышенных значений этого параметра по глубине, в ряде районов и для V_p ;
- распределение скорости в земной коре в нефтегазоносных и рудных районах существенно отличается от стандартной трёхслойной модели земной коры.

Процесс накопления-диссипации упругой энергии жёстким телом, а также разность вертикальных напряжений между его кровлей и подошвой способствуют активизации физико-химических процессов, образованию термодинамического градиента и, соответственно, миграционного потенциала для флюидных потоков вдоль границы жёсткого тела и вмещающей среды [13, 14].

С уменьшением глубины залегания жёсткого тела пропорции между его функциями в геологической среде меняются – все более значительным становится роль демпфирования волн напряжений и деформаций: с одной стороны, поддерживать стационарность геодинамической обстановки, а с другой – за счёт разности вертикальных напряжений удерживать флюиды. Этим как раз и объясняется то, что месторождения углеводородов локализуются над блоками с относительно высокими V_p или низкими V_p/V_s и преимущественно в верхней части земной коры.

В настоящее время фундаментальной проблемой остаётся объяснение неравномерного распределения концентраций полезных ископаемых в земной коре. Формы переноса вещества (растворы, расплавы, твердотельный переход) позволяют наметить один общий источник энергии, контролирующей это неравномерное распределение. В диэлектриках под действием давления формируется потенциал электрического поля. В области сжатия появляются свободные электроны: двухвалентный ион кислорода теряет электрон и превращается в отрицательный ион. Эти ионы уходят из области сжатия. В результате полярно сжатый блок горных пород превращается в электрическую батарею. В эксперименте, приведённом при сжатии образца габбро 10 см^3 до 50 МПа (500 атм), был зафиксирован электрический ток до 300 рА (где $\rho - 10^{-6}$). Экстраполируя эти данные на подобные процессы в земной коре, можно считать, что внешний ток для блока габбро объёмом 1 км^3 может достигать 105 А. Появление на границе сжатого блока некомпенсированных зарядов должно вызвать компенсацию этих зарядов из внешней среды, в том числе электромиграцию элементов вокруг и внутри сжатого блока пород. Другим типом источника электрической энергии является движение флюидов. Такой фильтрационный источник может обладать высокой интенсивностью в тектонически активных районах [5].

В нефтяной геологии проблема концентрации органического вещества не менее актуальна, чем рудной минерализации. Схожесть проблем даёт основание полагать, что должно быть общее решение для механизма концентрации полезных ископаемых.

Накопление упругой энергии происходит только в механически жёстких блоках. Её источником в геологической среде являются постоянно действующие волны напряжений и деформаций [16]. Только в жёсткой среде могут длительное время существовать каналы миграции для флюида и его накопления в резервуарах [13, 14].

Строение консолидированной коры Татарского свода по сейсмическим данным

На восточном склоне Татарского свода по данным сейсмологии в верхней мантии на глубинах 100–200 км присутствует обширная низкоскоростная зона [21], которая предполагает присутствие в ней флюида и возможное проявление флюидной активности в земной коре Татарского свода и его обрамления. Альметьевский овал расположен в междуречье Волги и низовьев Камы и в плане представляет собой вытянутую в северо-восточном направлении овальную структуру протяжённостью 400 км по длинной оси и 160 км в поперечном северо-западном направлении [1]. В центральной части Альметьевского овида расположено уникальное Ромашкинское месторождение нефти.

М.В. Минцем на основе данных по геотраверсам 1-ЕВ, ТАТСЕЙС, карт гравитационного и магнитного поля была выполнена геологическая переинтерпретация модели глубинного строения. Многие тектонические нарушения и границы были проведены практически заново. В итоге составлена следующая картина тектонического строения. Альметьевский овал имеет синформное строение, подошва синформы достигает глубины порядка 25 км. Юго-восточное крыло более крутое по сравнению с северо-западным. Альметьевский овал сложен тектоно-стратиграфической последовательностью синформно изогнутых пластин, образованных метавулканогенными, метаосадочными и метаинтрузивными гранулитогнейсовыми комплексами [4].

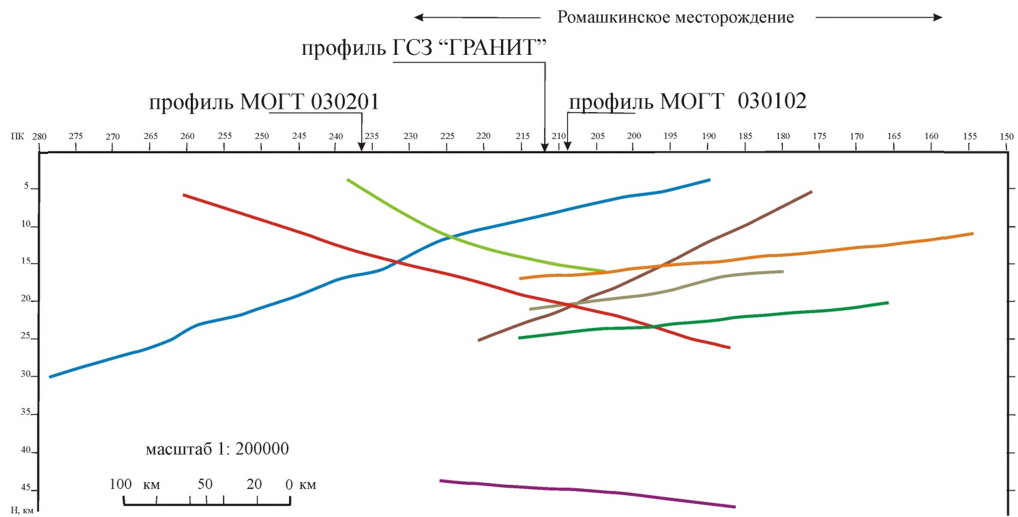


Рис. 1. Глубинный разрез по геотраверсу Татсейс, построенный на основе схемы отражающих поверхностей консолидированной коры

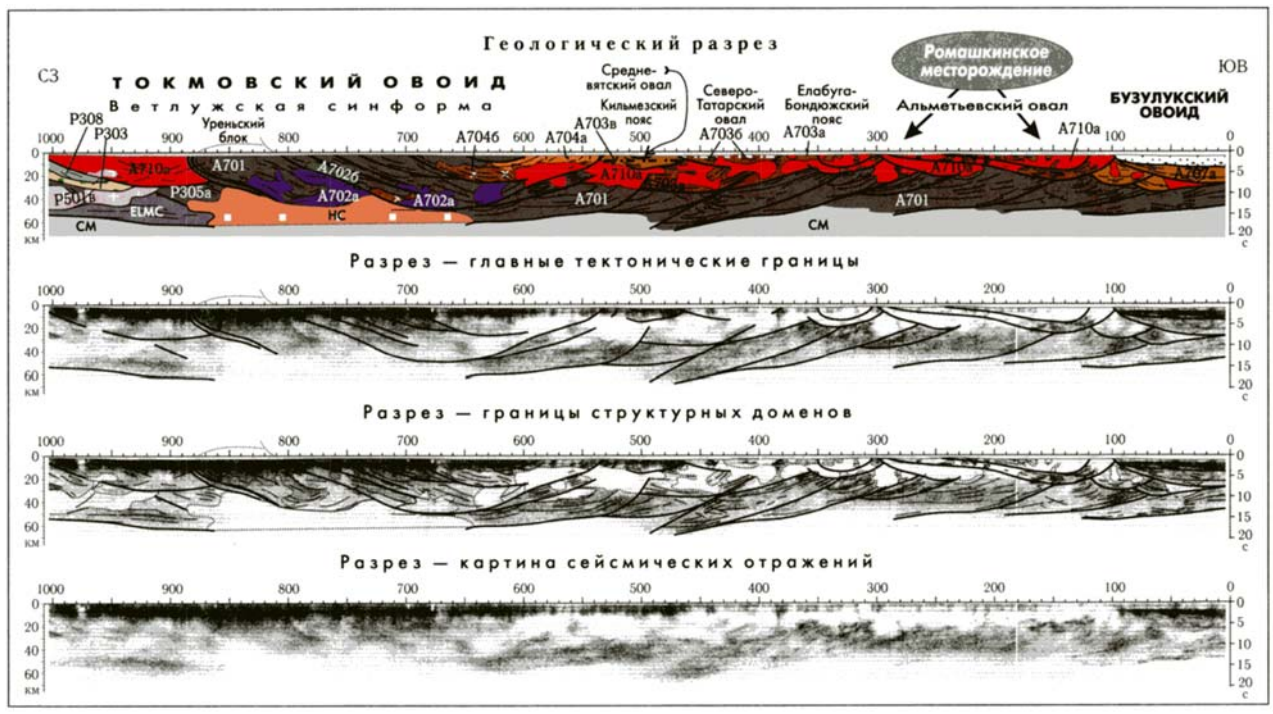


Рис. 2. Глубинный разрез по геотраверсу ТАТСЕЙС из работы [20], полученный на основе временного разреза, опубликованного в работе [19]

Сопоставление глубинного разреза (рис. 1) с разрезом ранее построенной модели (рис. 2) из работы [4], показало достаточно большое сходство, но выявило и различия. Например, при сопоставлении со схемой отражающих поверхностей две поверхности (А и Б) с одинаковым простиранием (рис. 1), но с углами падения с разницей в 90° представляются на глубинном разрезе в виде наклонного пласта с параллельными границами (А и Б). Учитывая также то, что отражающие поверхности по восстанию не выходят в осадочный чехол в пределах контура Ромашкинского месторождения, подтверждается необходимость площадных сейсмических наблюдений (включая ГСЗ и МОВЗ) для определения истинного пространственного положения отражающих границ. Это особенно важно при изучении тектоники глубинных факторов в нефтеобразовании, возможных каналов перетоков флюидов между осадочным чехлом и кристаллическим фундаментом, прогноза сейсмичности и других исследований.

Ромашкинское месторождение четко ложится в синформу лепестковой структуры, образованную отражающими поверхностями (рис. 3), что позволяет предполагать наличие «кинематического» экранирования волн деформаций и напряжений за счёт демпфирования и проскальзывания относительно жёстких слоёв по отражающим поверхностям – разрывным нарушениям. Существует несколько гипотез происхождения листрических разломов. По известной гипотезе [17], образование листрических разломов происходит за счёт смены типа разрушения

пород с ростом давления (глубины), изменения внутреннего угла трения. Эта гипотеза не объясняет образование синформ, ни на малых глубинах (первые километры) и на глубинах в верхней мантии.

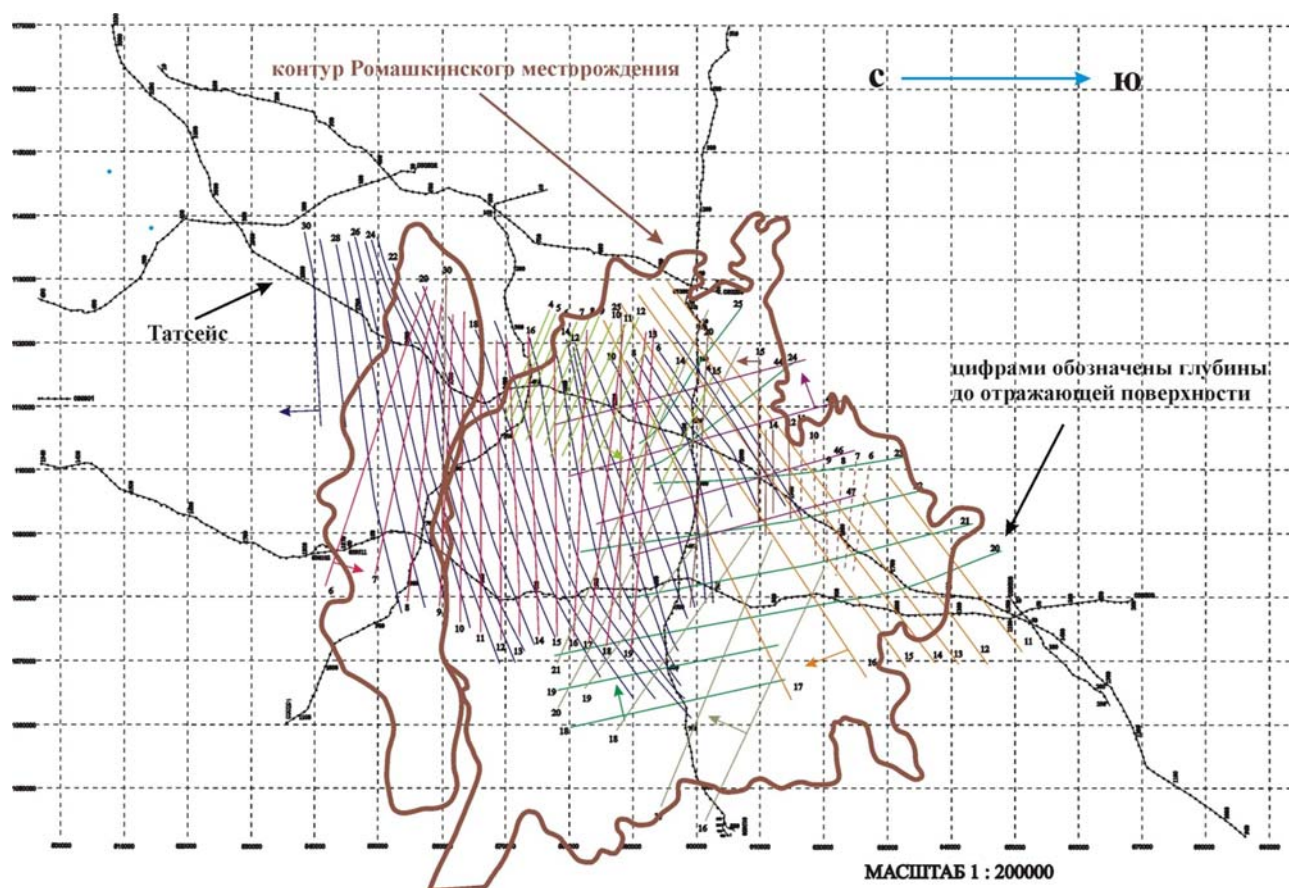


Рис. 3. Схема отражающих поверхностей в консолидированной коре Южно-Татарского свода в районе Ромашкинского месторождения нефти, построенная по данным региональных профилей МОГТ (Татнефтегеофизика), совмещённая с контуром Ромашкинского месторождения нефти [15]

По гипотезе [20] образование синформных структур связано с вращением синформного или чашеобразного блока, которое могло быть вызвано вращением вещества плюма. Эта гипотеза основана на результатах решения задачи по изучению тепловой модели плюма [7]. При моделировании плюмового потока было обнаружено, что осесимметричное состояние конвективного перемещения потока вещества нарушается (восходящее течение по оси канала и нисходящее у стенок канала). Восходящее течение происходит у одной стенки, нисходящее – у другой. Поток по высоте разбивается на ячейки, длина которых в 2,5–4,0 раза больше диаметра канала. На границе ячеек наблюдаются смещение потоков от одной стенки к другой и частичное их перемешивание. В результате канал представляет собой бегущую волну с винтовым вращением около вертикали, проходящей через источник нагрева. Амплитуда отклонения от оси составляет 1–2 диаметра и возрастает вверх по каналу. Винтообразные перемещения при функционировании плюма могут вызывать на поверхности Земли образование круговых и S-образных или петлеобразных структур. Отношение толщины земной коры к толщине мантии приблизительно составляет 1:100. На фоне такого соотношения даже незначительные мантийные локальные конвективные потоки флюидов должны оказывать влияние на структуру земной коры и вызывать доминирование структур вращения вещества.

Сейсмическая модель строения коры Южно-Татарского свода по данным МОГТ-ГСЗ

Флюидные потоки тяготеют к относительно жёстким неоднородностям в геологическом строении [13, 14]. Наличие в консолидированной коре Южно-Татарского свода высокоскоростного тела подтверждается разрезами, построенными по данным ГСЗ. На геотраверсе «Гранит» по преломленно-рефрагированным волнам были рассчитаны вариации времён первых вступлений, как отклонения (Dt) наблюдаемого времени вступления от базового годографа P_0 – волн [3]. Распределение временных отклонений характеризует качественные различия скоростных моделей крупных блоков земной коры вдоль линии профиля. Отрицательные аномалии соответствуют участкам с более высокоскоростной корой, положительные – низкоскоростной. В пределах Альметьевской синформы фиксируются отрицательные значения $Dt = t_{\text{набл}} - t_{\text{ср}}$, свидетельствующие о повышенных значениях скорости в районе прохождения геотраверса по сравнению с юго-западной частью ВЕП.

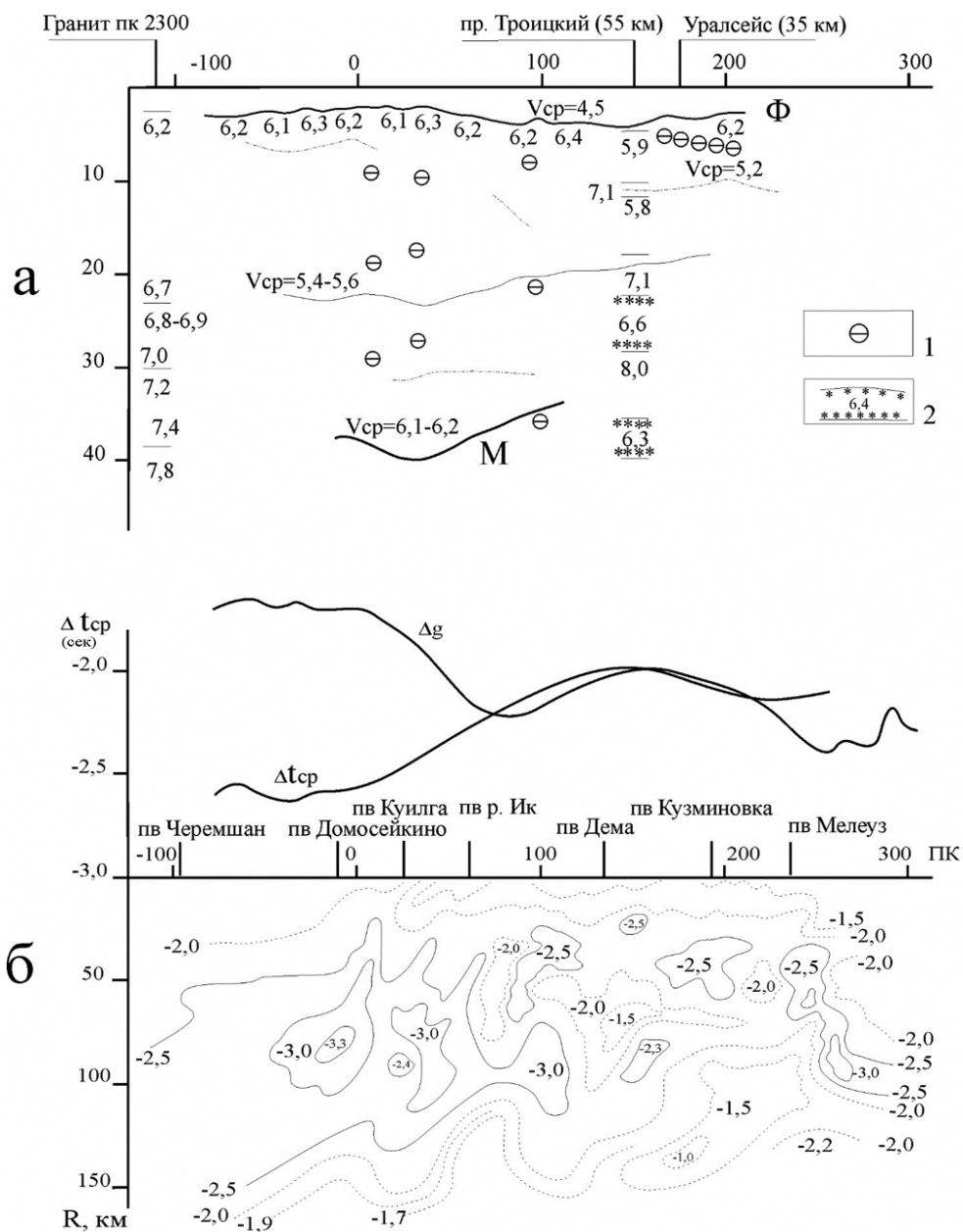


Рис. 4. Комплексная интерпретация данных ГСЗ по профилю «Черемшан – Мелеуз» [8]. а – глубинный сейсмический разрез: 1 – точки обмена по МОВЗ, 2 – волновод; б – разрез временных аномалий Δt_{cp} первых коровых Р-волн по наблюдаемым годографам, Δt_{cp} – осреднённая временная аномалия

Другим подтверждением присутствия высокоскоростной неоднородности в кристаллическом фундаменте являются результаты переинтерпретации по профилю ГСЗ (рис. 4а) «Черемшан – Мелеуз». Он проходит в 40–50 км южнее геотраверса ТАТСЕЙС и примерно параллельно последнему. Необходимо отметить, что с Южно-Татарского свода и его юго-восточного обрамления началась история глубинного изучения земной коры Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по методу ГСЗ (и там же впервые построена схема отражающих поверхностей). Для совместной интерпретации с данными МОГТ на профиле «Черемшан – Мелеуз» (рис. 4б) рассчитывались временные аномалии первых коровых Р-волн по наблюдаемым годографам этого профиля (аномалия Δt_{cp} и распределение аномалий $\Delta t(R)$ на глубину), но с гораздо большей детальностью, чем по геотраверсу «Гранит» (рис. 5а).

Граничная зона между Татарским сводом и Предуральским прогибом на профиле занимает участок протяжённостью до 35–40 км (рис. 5а). Он представлен низкоскоростной зоной, начало которой уходит в нижнюю кору и, скорее всего, в мантию; в средней её части существует маломощная сравнительно высокоскоростная «перемычка». По глубине область пониженных значений скорости $\Delta t \leq -17$ близка к оценке глубины деформационной пластичности. На глубинном разрезе (рис. 5в) резко меняется картина плотности распределения отражающих границ, происходит их относительное уменьшение по сравнению с находящимися выше и ниже интервалами разреза, а также изменение кажущихся углов падения отражений. В целом контуры положительных и отрицательных аномалий $\Delta t(h)$ вписываются между наклонными отражающими границами, учитывая их

кажущиеся элементы залегания. Мощная высокоскоростная толща с отдельными плотностными образованиями распространена в пределах Татарского свода. Обширная низкоскоростная верхнекоревая толща с наличием неоднородностей, различных по скоростным параметрам, характерна для Предуральяского прогиба. Верхняя толща коры ограничена в поле $Dt(R)$ изолиниями со значениями $-2,0$ с.

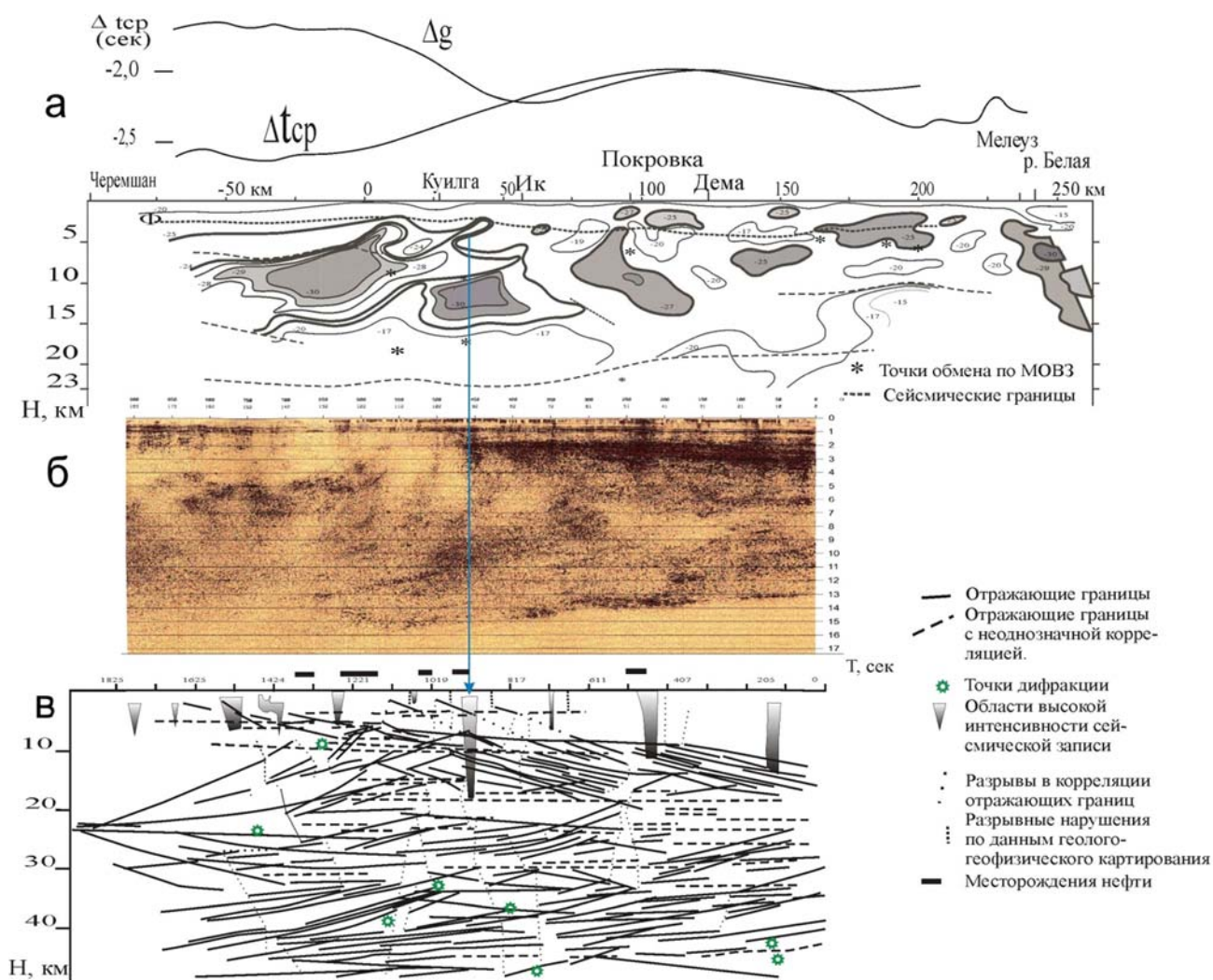


Рис. 5. Комплексная интерпретация данных ГСЗ и МОГТ [12]: а – глубинный разрез по профилю ГСЗ «Черемшан – Мелеуз» временных аномалий $Dt(R)$ первых коревых Р-волн; б – Фрагмент временного разреза по геотраверсу ТАТСЕЙС [19]; в – глубинный разрез отражающих границ консолидированной коры

К верхней изолинии приближаются разные по значениям локальные аномалии $Dt(R)$, что, вероятно, отражается в изменении значений граничных скоростей на поверхности фундамента, полученного по данным ГСЗ-КМПВ.

Нижняя непрерывная изолиния поля временных аномалий связана с зоной перехода верхней коры к средней. Вероятно, она формирует достаточно устойчивую сейсмическую волну, по которой построена граница на глубинах 19–23 км [8]. Эти независимо полученные значения глубин (19–23 км) согласуются с оценками глубин в модели Альметьевской синформы интерпретации М.В. Минца (25 км).

Хорошее совпадение наблюдается между высокоскоростными областями (рис. 5а) и областями динамически интенсивной записи на временном разрезе (рис. 5б). Это может быть интерпретировано, как отображение интрузивного массива. На перпендикулярно расположенном к Татсейс профиле № 11 [19] кровля интрузии представлена динамически интенсивными отражениями (рис. 6). Высокая интенсивность отражений объясняется присутствием воды, которая снижает рассеяние [12, 15].

Описанный выше подход к интерпретации сейсмических данных приводит к следующей глубинной модели Ромашкинского нефтяного месторождения. В консолидированной коре месторождение подстилается лепестковой структурой, образующей овоид, его подошва лежит на глубинах 22–25 км. Лепестковая структура, по-видимому, является обрамление интрузивного тела сложной формы. Судя по изолиниям $Dt(R)$ рис. 5а и волновой картине на рис. 5б и 6 интрузивный массив неоднороден по упругим свойствам.

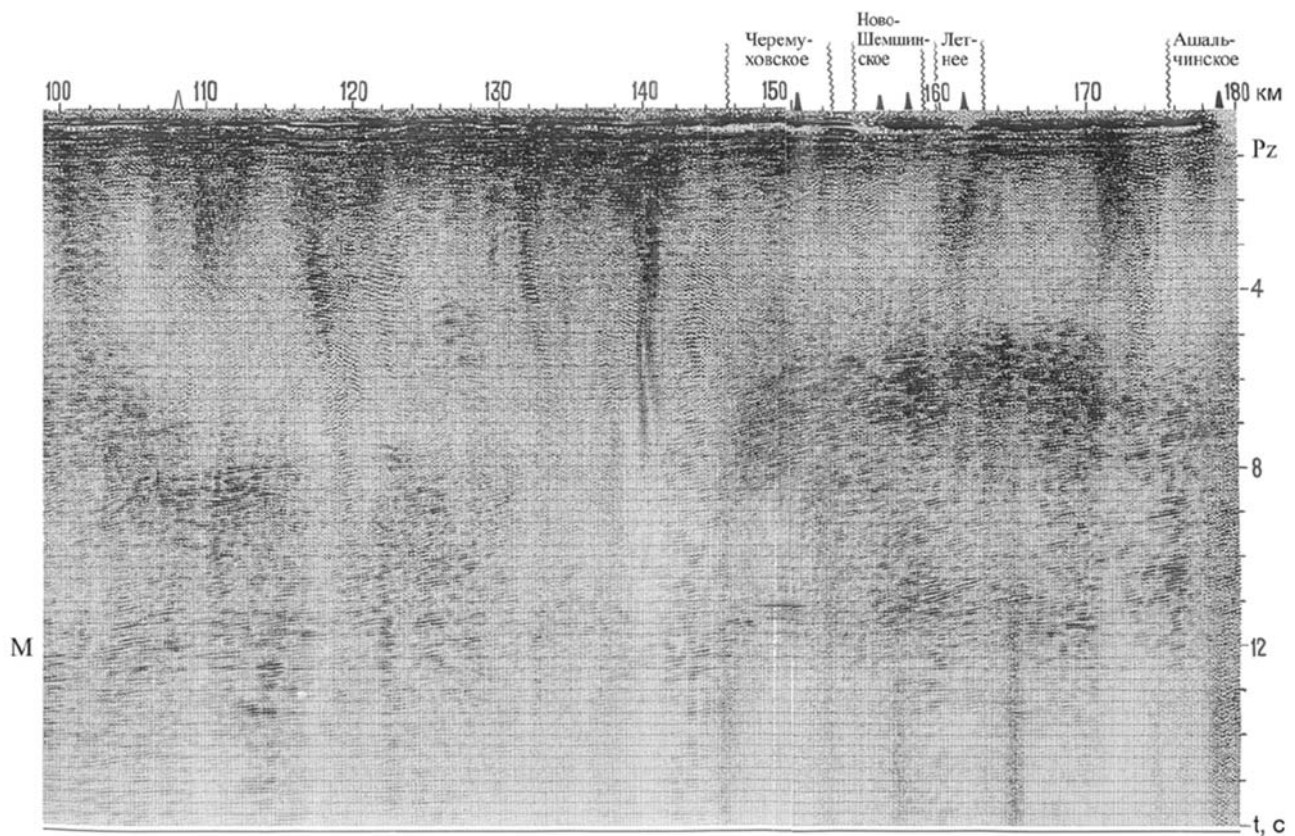


Рис. 6. Фрагмент временного разреза по региональному профилю 11 [19]

Отдельные отражающие поверхности уходят в верхнюю мантию. Под месторождением в консолидированной коре, возможно, имеет место относительно интенсивная восходящая миграция глубинных флюидов (преимущественно газа), о чем свидетельствует горизонтальная область малоинтенсивной сейсмической записи.

Схожая модель миграции флюида из мантии, пронизывающего разрез с наклонными отражающими границами в кристаллическом фундаменте ранее была приведена в работе [18]. Из анализа схемы отражающих поверхностей, образующих лепестковую структуру и контура Ромашкинского месторождения, можно предположить, что они существенно не экранируют или не перенаправляют флюидные потоки и, следовательно, подтверждают вывод о достаточно густой сетке вертикальных разрывных нарушений (зона трещиноватости). Это соотносится с аномалией плотности теплового потока, выделенной на данной территории [3].

Выводы

1. Анализ пространственного местоположения залежей и месторождений флюидного генезиса (включая рудные) в лепестковых структурах, выделенных по данным метода отражённых волн, показывает, что залежь, как правило, находится в ядре одной из синформ, входящих в лепестковую структуру. Этот вывод может быть использован для прогнозирования месторождений полезных ископаемых.

2. Лепестковые структуры являются отображением распределения горизонтальных напряжений в консолидированной коре.

3. Флюидные потоки в лепестковых структурах, создают электрические поля, которые способствуют преобразованиям минерального и органического вещества.

* Работа выполнена в рамках госзаказа. Рег. номер Минобрнауки России – FMME-2022-0004. Номер гос. НИОКТР в РОСРИД – 122022800270-0

Литература

1. Богданова С.В. Земная кора Русской плиты в раннем докембрии (на примере Волго-Уральского сегмента): Тр. ГИН АН СССР. – М.: Наука, 1986. – Вып. 408. – 224 с.
2. Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям // М.: Центр ГЕОН, 2000. – 194 с.
3. Геотраверс ГРАНИТ: Восточно-Европейская платформа-Урал-Западная Сибирь (строение земной коры по результатам комплексных геолого-геофизических исследований) / Под ред. Кашубина С.Н. Екатеринбург. Главное

управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Свердловской области, ФГУПП «Баженовская геофизическая экспедиция», 2002. – 312 с.

4. Глубинное строение, эволюция и полезные ископаемые раннекембрийского фундамента Восточно-Европейской платформы: Интерпретация материалов по опорному профилю 1–ЕВ, профилям 4В и ТАТСЕЙС: В 2 т. + комплект цветных приложений. – М.: ГЕОКАРТ: ГЕОС, 2010. – Т. 1. – 408 с.

5. *Гольдберг И.С.* Электрохимическая концепция гранитизации. Геология и охрана недр. – 2019. – № 2 (71). – С. 4–15

6. *Готих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалиев Д.К.* Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его сателлитов // Отечественная геология. – 2005. – № 3. – С. 3–11.

7. *Добрецов Н.Л., Курдяшкин А.Г.* Глубинная геодинамика: Тр. ОИГГМ СО РАН. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1994. – Вып. 830. – 299 с.

8. *Краснопевецова Г.В., Кузин А.М.* Новые данные по изучению глубинного строения Южно-Татарского свода и его юго-восточного обрамления по профилю ГСЗ «Черемшан – Мелеуз» // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы: Материалы Всерос. конф. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 233–236.

9. *Кузин А.М.* Разработка методики прогноза залежей флюидального генезиса по данным сейсмических методов // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1994. – Вып. 131. – С. 396–406.

10. *Кузин А.М.* Геофизическая среда и интерпретация сейсмических данных // Международная геофизическая конференция «300 лет горно-геологической службе России»: Тез. докл. – СПб., 2000. – С. 132–133.

11. *Кузин А.М.* Условия сохранения как поисковый критерий для крупных месторождений флюидального генезиса // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа: Сб. ст. – М.: Геоинформмарк, 2004. – С. 192–211.

12. *Кузин А.М.* Пространственно-фазовая локализация месторождений углеводородов и отображение конвергентности процессов флюидизации в геологической среде по сейсмическим данным / Дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений. К 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина: Сб. тр. – М.: ГЕОС. 2011. – С. 276–301.

13. *Кузин А.М.* Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Ч. 1. Методологические положения // Пространство и время. – 2015. – № 1–2 (19–20). – С. 302–306.

14. *Кузин А.М.* Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 2. Методологические положения // Пространство и время. – 2015. – № 3(21). – С. 270–277.

15. *Кузин А.М.* Геологическое строение консолидированной коры в районе Ромашкинского месторождения по данным сейсмических наблюдений. Часть 1, 2 // Актуальные проблемы нефти и газа ▪ Вып. 1(20) 2018 ▪ <http://oilgasjournal.ru>

16. *Маламуд А.С., Николаевский В.Н.* Циклы землетрясений и тектонические волны. Душанбе, Дониш, 1989, 144 с.

17. *Николаевский В.Н.* Механика пористых и трещиноватых сред. – М.: Недра, 1984. – 232 с.

18. *Павленкова Н.И., Ушаков А.Л.* О проблемах неоднозначности интерпретации данных ГСЗ на примере профиля Fenpologa (Балтийский щит) // Физика Земли. – 2005. – № 2. – С. 41–51.

19. *Трофимов В.А.* Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М.: ГЕОС, 2014. – 202 с.

20. *Филиппова И.Б., Минц М.В., Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А.* Объемная модель глубинного строения и история формирования Волго-Уральского кратона: Свидетельства плюмовой природы уникального гранулит-гнейсового комплекса // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики. Материалы ХLI Тектонического совещ. – 2 т. – М.: 2007. – С. 379–383.

21. *Feng C.C., Teng T.L.* Jhree-dimensional crust and upper mantle structure of the Eurasian Continent. J.// Geophysics. Res., B, 1983, Vol. 88, No 3, P. 2261–2272.

**К СТОЛЕТИЮ В.И. МОЛЧАНОВА, ОСНОВОПОЛОЖНИКА НАУЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ
МЕХАНОХИМИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**

А.А. Баренбаум

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

**TO 100-TH ANNIVERSARY OF MOLCHANOV'S BIRTH, THE FOUNDER OF MECHANOCHEMISTRY
DIRECTION IN OIL AND GAS GEOLOGY**

A.A. Barenbaum

Oil and Gas Research Problems Institute of RAS, Russia, 1 Moscow, azary@mail.ru

Аннотация. В связи со столетием В.И. Молчанова (1924–1986), первооткрывателя геосинтеза углеводородов, обсуждаются основные этапы этого открытия. Установлено, что наряду с углеродсодержащим веществом при геосинтезе углеводородов реагентом выступают метеогенные воды, а катализатором является механически активированная матрица пород. В биосферной концепции нефтегазообразования механизмом геосинтеза объяснено пополнение нефти и газа на разрабатываемых месторождениях, а также обоснована возможность потребления нефти и газа как возобновляемых источников энергии, не влияющих на климат.

Ключевые слова: происхождение нефти и газа, геосинтез углеводородов, биосферная концепция нефтегазообразования.

Annotation. In connection with the centenary of V.I. Molchanov (1924–1986), the discoverer of hydrocarbons geosynthesis, the main stages of this discovery by Russian scientists are discussed. It has been established that during the geosynthesis of hydrocarbons, along with carbon-containing substances, meteoric waters act as a reagent, and the catalyst is a mechanically activated rock matrix. In the biosphere concept of oil and gas formation, the mechanism of geosynthesis explains the modern replenishment of oil and gas reserves in developed fields, and also makes it possible to justify the possibility of consuming oil and gas as renewable energy sources that do not affect the climate.

Key words: origin of oil and gas, geosynthesis of hydrocarbons, biosphere concept of oil and gas formation.

В этом году 21 января было отмечено столетие д.г.-м.н. Владимира Иннокентьевича Молчанова (1924–1986) основателя нового механохимического научного направления в геологии. Это направление опирается на изучение участия воды во всех процессах в земной коре, с которыми, в частности, связано образование нефти и газа и дегазация недр.



В.И. Молчанов – потомственный геолог. Его отец Иннокентий Александрович (1884–1945) – профессор Томского политехнического института, работавший совместно с известными геологами В.А. Обручевым и М.А. Усовым. С детства В.И. принимал участие в геологических экспедициях отца. В начале войны В.И. был призван в армию из 9-го класса и направлен в Томское артиллерийское училище. После его окончания с июля 1943 г. участвовал в боях на Курской дуге, затем на Брянском, Центральном, Степном, 2 Украинском фронтах. Награждён 3-мя орденами Красной Звезды, орденом Отечественной войны 1 степени и многими медалями. Участвовал в боях за Будапешт. Был дважды ранен. После года лечения в госпитале, в феврале 1946 г. уволен в запас по инвалидности. В том же году поступил на геологоразведочный факультет Томского политехнического института [38].

Окончив Томский институт с отличием в 1951 г., остался в нём работать, занимаясь методикой разведочного бурения, а в 1956 г. по этой теме защитил кандидатскую диссертацию. С 1958 г. работал в СНИИГиМС (Новосибирск), где, продолжая заниматься бурением, исследовал процессы разрушения горных пород и поведение пород и минералов при сверхтонком измельчении.

В 1974 г. В.И. Молчанов представил к защите докторскую диссертацию на тему: «Исследование тонкодисперсных водород-генерирующих минеральных систем». Эта диссертация была снята с защиты. Позднее, по-видимому, существенно переделав, он её защитил в 1978 году в Томске. Сведений о защите этой диссертации разыскать не удалось. С трудом был найден автореферат его диссертационной работы 1974 г. [31].

Приведу кратко ряд выводов В.И. Молчанова из автореферата:

- исследование естественных механизмов генерации свободного водорода представляет интерес в связи с диссипацией водорода в космическое пространство, <...> процессов и условий нефтеобразования;
- водород <...> является обычным газом осадочных пород, где он ассоциирует, в частности, с морскими глинистыми отложениями различного возраста и гипсоангидритовыми толщами;
- можно констатировать, что вода является основным природным донором водорода и предполагать наличие природных механизмов генерации водорода в осадочных толщах;

- можно связать генерацию водорода с процессами, протекающими в среде тонкодисперсного минерального вещества; <...> при тонком измельчении все минеральные вещества повышают химическую активность и некоторые из них реагируют с водой, вытесняя водород при комнатной температуре;

- атмосферный кислород не может играть решающей роли в процессе формирования минерального облика осадочных пород: вода – главный реагент при окислении и гидратации магматогенных минеральных веществ в экзогенных условиях;

- выделение водорода обусловлено его восстановлением при окислении в воде минералов, содержащих закисное железо и сульфидную серу; генезис водорода можно объяснить его выделением при взаимодействии воды с окисляющимся минеральным веществом, активированным тонким измельчением.

- проведены экспериментальные исследования превращения органических веществ и карбонатов в условиях водородгенерирующей минеральной системы в УВ газы и битумоиды. Восстановительные условия в таких системах обеспечивают образование углеводородных газов из CO_2 и карбонатов.

В диссертацию В.И. Молчанов включил 2 защищаемые положения:

- Возможна генерация свободного водорода в толще осадочных пород вследствие окислительно-восстановительных реакций водных растворов с минеральным веществом, содержащим элементы, способные к окислению, например, закисное железо или сульфидную серу.

- Образование УВ возможно как из дисперсно-рассеянного угольного вещества, так и из водородрастворимых органических соединений и даже CO_2 или карбонатов.

Результаты докторской диссертации В.И. Молчанов позднее опубликовал в ряде книг, являясь одним из ведущих специалистов нашей страны по изучению активации минералов и пород при их сверхтонком измельчении, проблемам литогенеза и технологии переработки минерального сырья, а также механохимических явлений в геологических процессах [29, 30, 32, 33, 34, 43 и др.].

В.И. Молчановым опубликовано более 160 работ по геологии и разведке полезных ископаемых, по исследованию свойств минералов при сверхтонком измельчении, по общим геологическим вопросам; получены авторские свидетельства на 13 изобретений по разработке способов получения водорода, серы, активных способов извлечения золота, серебра, марганца и др.

Второй этап – изучение механохимического процесса в геологии

Начиная с 1980-х, механохимическое образование водорода и УВ изучается в Институте физико-технических проблем Севера Якутского филиала СО АН СССР. В эти годы акад. Н.В. Черский и В.П. Царев экспериментально и теоретически показали, что водород и УВ образуются и в водонасыщенных породах механически активированных тектоно-сейсмическими процессами. В результате такой активации на поверхности минералов образуется слой радикалов (разорванных химических связей) в несколько ангстрем ($1\text{ \AA} = 10^{-8}\text{ см}$), который снижает энергию Гиббса химических реакций, вызывающих распад воды и образование газонефтяных УВ [44-49].

Экспериментально установлено, что при контакте морской воды с образцами углеродсодержащих пород, механически активированных трением, возникает широкий ряд УВ (предельных, непредельных и ароматических), как газообразных, так и жидких. УВ представлены n-алканами от C_4 до n- C_{31} , а также в меньшем количестве изоалканами i- C_4 и i- C_5 . В гексановых экстрактах из образцов обнаружены углеводороды C_{11} – C_{31} (рис. 1). Опыты проводились при температурах 20-90°C и атмосферном давлении. Циркуляция воды и повышение температуры увеличивали выход УВ.

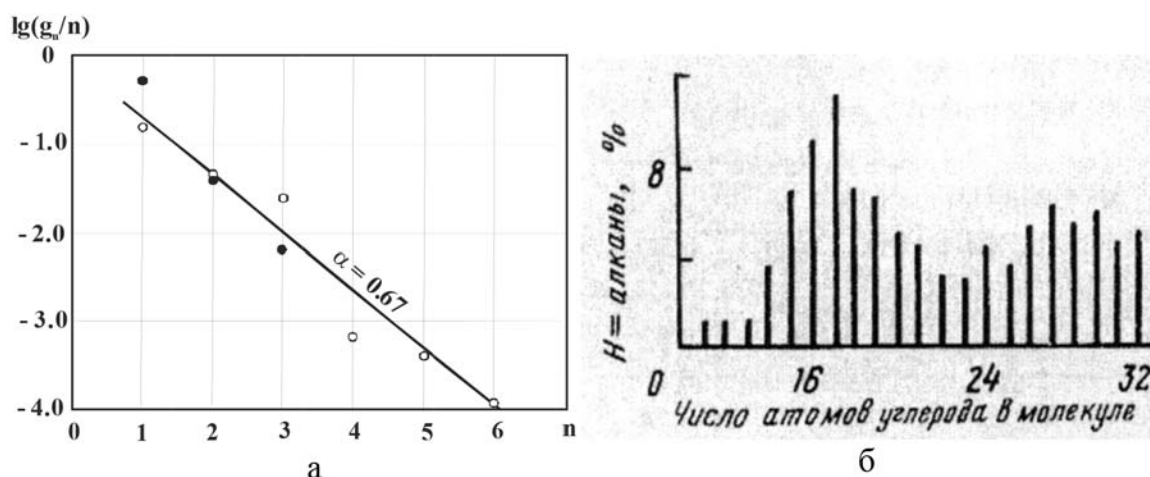


Рис. 1. Экспериментальные данные [48]: а) распределение n-алканов в опытах на моделях состава (SiO_2 (90%), $\text{FeO}+\text{Fe}_3\text{O}_4$ (10%) – черные кружки и (SiO_2 +др. минералы) – светлые кружки; б) распределение УВ в гексановых экстрактах из модельных сред после окончания экспериментов

По инициативе и при активном участии акад. А.А. Трофимука это явление было зарегистрировано Комитетом СССР по изобретениям и открытиям в 1982 г. как Открытие № 326: «Явление преобразования органического

вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры» [44]. Включить в авторы открытия В.И. Молчанова, а также обобщить это явление на образование УВ из CO_2 и карбонатов, авторский коллектив тогда не решился. Эксперименты, подтвердившие генерацию УВ из карбонатов и CO_2 , были опубликованы Н.В. Черским и В.П. Царёвым в 1984 и 1986 гг. [48, 49]. А в 1988 году В.П. Царёв привёл их в своей книге [45].

Однако в те годы из-за острых дискуссий, происходивших между сторонниками «органической» и «минеральной» гипотез нефтегазообразования, которым эти работы противоречили, механохимическое направление в нефтегазовой геологии в нашей стране игнорировалось и замалчивалось. Практически ничего не было известно о нём и за рубежом.

Третий этап – явление пополнения нефти и газа в месторождениях

Отношение к механохимическому направлению в геологии начало меняться с середины 1990-х годов. Причиной тому послужило то обстоятельство, что после распада СССР ряд месторождений в России, Украине, Азербайджане и Чечне не разрабатывали. Спустя 2–3 года, когда к их разработке вернулись, оказалось, что старые обводившиеся месторождения снова начали давать промышленные притоки УВ [1, 21, 23, 25, 35, 36, 37, 39, 42 и др.].

Это явление проявляется в том, что после 30–40 лет эксплуатации, независимо от геологических условий, начальных запасов и схем разработки, добыча УВ на месторождениях выходит на асимптоту в $\approx 20\%$ от лет максимальной добычи (рис. 2). Феномен наблюдается как на крупных, так и на мелких месторождениях. Причём запасы пополняются лёгкими УВ, в первую очередь, метаном. Поэтому, если извлекать УВ из залежей в количестве, не превышающем $\approx 20\%$ от уровня их извлечения в годы с максимальной добычей, то месторождения могут быть переведены в режим «неиссякаемых» источников углеводородов.

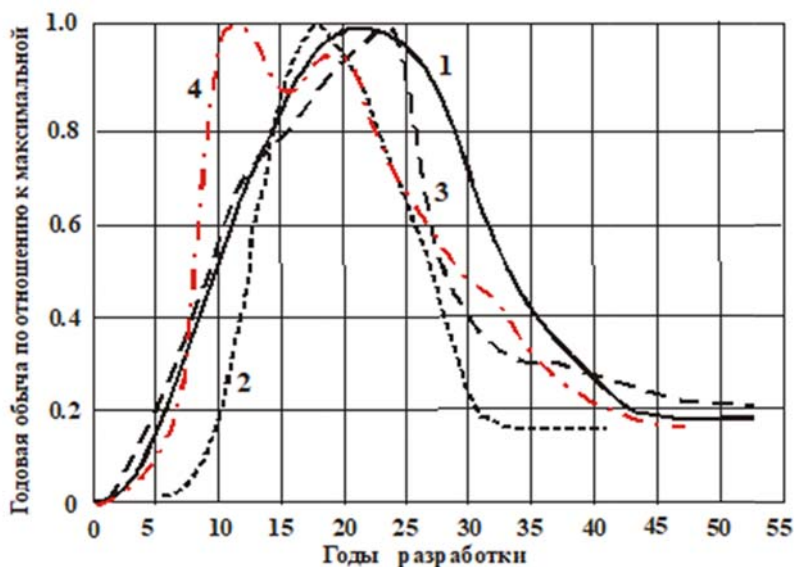


Рис. 2. Нормированные графики разработки Ромашкинского (1), Самотлорского (2) и Туймазинского (3) нефтяных и Шебелинского (4) газоконденсатного месторождений [18]

Открытие явления пополнения разрабатываемых месторождений выявило принципиальную ошибочность как органической, так и минеральной гипотез образования углеводородов [14]. Правильное объяснение открытому явлению первыми дали в 1993 г. Б.А. Соколов и А.Н. Гусева (МГУ), заявив: «нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться, исходя из баланса объёмов генерации УВ и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений» [41].

Десять лет спустя автор предложил биосферную концепцию нефтегазообразования [3, 4, 7-9, 11], которая придала нефтегазовой парадигме Соколова-Гусевой необходимое теоретическое обоснование. Введя в рассмотрение геохимический круговорот вещества в соответствии с Учением В.И. Вернадского о биосфере [20], биосферная концепция сбалансировала круговороты углерода и воды через поверхность Земли с учётом современного механохимического образования УВ в недрах и хозяйственной деятельности людей [2, 13].

При этом биосферная концепция выявила участие в процессах нефтегазообразования ранее неизвестного цикла круговорота углерода биосферы через земную поверхность с участием метеогенных вод [3, 4, 12]. Этот 40-летний, «климатический» цикл углерода, вызванный круговоротом метеогенных вод на континентах, ранее не принимали во внимание при нефтегазообразовании ни геологи, ни климатологи. Но именно он играет главную роль в явлении возобновления запасов УВ на эксплуатируемых месторождениях (рис. 3).

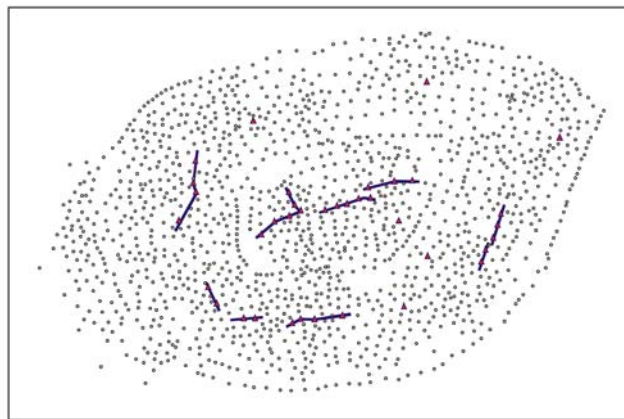
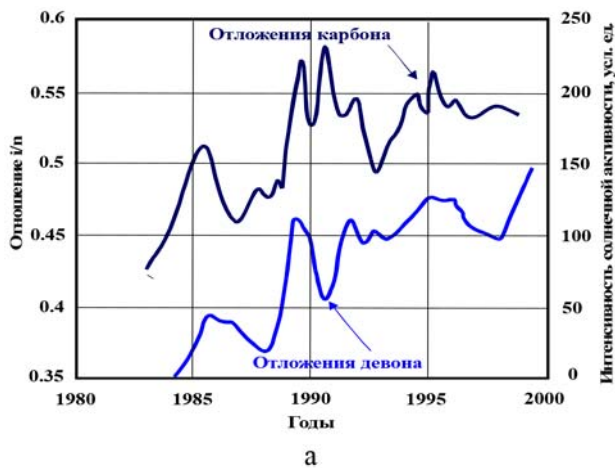


Рис. 3. а) отношение содержания *i*-бутана и *n*-бутана в газовой фракции нефти из скважин «миллионеров» Ромашкинского месторождения; б) скважины «миллионеры» (треугольники) на Миннибаевской площади и соединяющие их линии разломов [37]

Заметим, что с периодом ≈ 5 лет варьируют на территории Татарстана климатические осадки [8]. Причем максимумы *i/n*-отношения бутана (рис. 4а) и выпадения осадков совпадают по времени. Данный факт говорит о том, что метеогенные воды быстро проникают на глубину ~ 1.8 км (отложения девона на месторождении), где эти воды участвуют в нефтеобразовании. На Миннибаевской площади, являющейся антиклинальной ловушкой УВ, скважины «миллионеры» явно тяготеют к разломным зонам (рис. 4б). Миннибаевская ловушка – это поверхностная структура, так что говорить о поступлении в неё УВ из глубоких земных недр нет никаких оснований [13, 14].

Четвертый этап – изучение механизма геосинтеза и его следствий

С начала 2000-х центром изучения механохимического образования УВ в естественных условиях, получившего название геосинтеза, стал Институт проблем нефти и газа РАН [16, 24, 26, 53, 54]. Здесь под руководством С.Н. Закирова были выполнены модельные эксперименты, подтвердившие основные положения биосферной концепции. В экспериментах на специализированной лабораторной установке (рис. 4) изучался механизм геосинтеза УВ по реакции « $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ ». Анализировались продукты этой реакции при циркуляции карбонизированной воды (содержащей CO_2), моделировавшей метеогенные воды, через активированные породы, механическую активацию которых моделировало присутствие железа. Эксперименты проводились при атмосферном давлении и комнатных температурах.

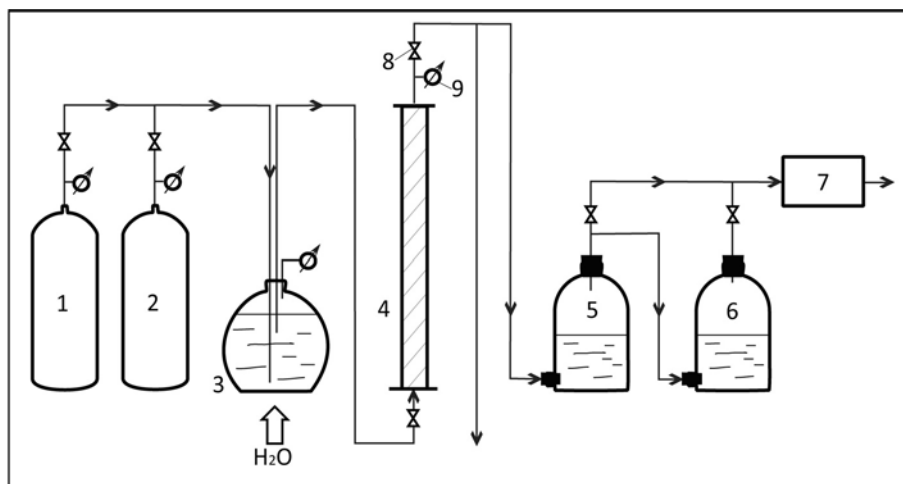
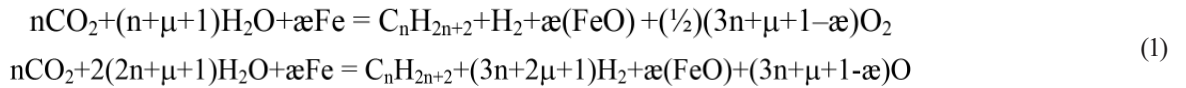


Рис. 4. Схема лабораторной установки для изучения геосинтеза. Обозначения: баллон с углекислым газом (1), баллон с аргонем (2), смеситель (3), реактор (4), сепаратор (5), поглотитель CO_2 (6), хроматограф (7), вентили (8), манометры (9)

Эксперименты показали, что геосинтез УВ по реакции « $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ » относится к тому же классу поликонденсационных реакций синтеза УВ из оксидов углерода и водорода [40], что и синтез Фишера-Тропша « $\text{CO} + \text{H}_2$ », синтез Кельбеля-Энгельгардта « $\text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ » и реакция Сабатье « $\text{CO}_2 + \text{H}_2$ ». Но отличается от них тем, что является реакцией эндотермической. В нефтегазоносных бассейнах процесс геосинтеза эффективно происходит в механически активированных водонасыщенных породах осадочного чехла.

Реакция геосинтеза *n*-алканов ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$), составляющих основную часть УВ, может быть феноменологически представлена химическими формулами [53]:



где n , μ и α – стехиометрические коэффициенты, а механохимическая активация пород моделируется железом (Fe).

Важное отличие реакции « $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ » состоит в том, что условиях осадочного чехла геосинтез УВ приводит к разрушению большой массы воды с образованием H_2 (рис. 5).

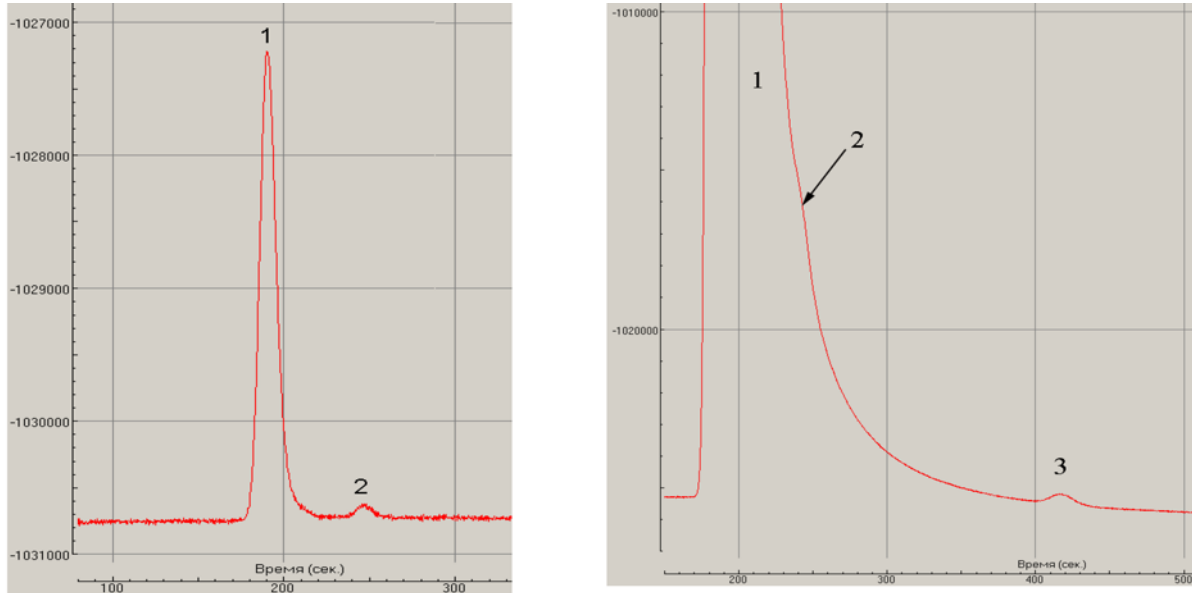


Рис. 5. Хроматограммы газов, образовавшихся в реакторе в проточном режиме при низком (а) и высоком (б) темпе разрушения воды: 1 – водород, 2 – метан, 3 – этан [54]

Эксперименты и основанные на них расчёты позволили оценить, что в верхних горизонтах земной коры (до ≈ 5 км) при круговороте через поверхность ежегодно распадается $\approx 2 \times 10^{19}$ г/год воды [4, 12, 18]. На $\sim 10\%$ это глубинные воды, циркулирующие через срединные океанические хребты за время ~ 2.6 млн лет, и на 90% – метеогенные воды 40 летнего климатического круговорота.

Известно [51], что в континентальной земной коре на глубинах 3–6 км почти все подземные воды являются метеогенными, хотя и в разной степени изменёнными (рис. 6). Факты свидетельствуют [3, 4, 9], что метеогенные воды ежегодно переносят под земную поверхность на континентах $\sim 10^{16}$ г углерода преимущественно в виде в водорастворенного CO_2 , который участвует в образовании УВ по реакциям геосинтеза [53].

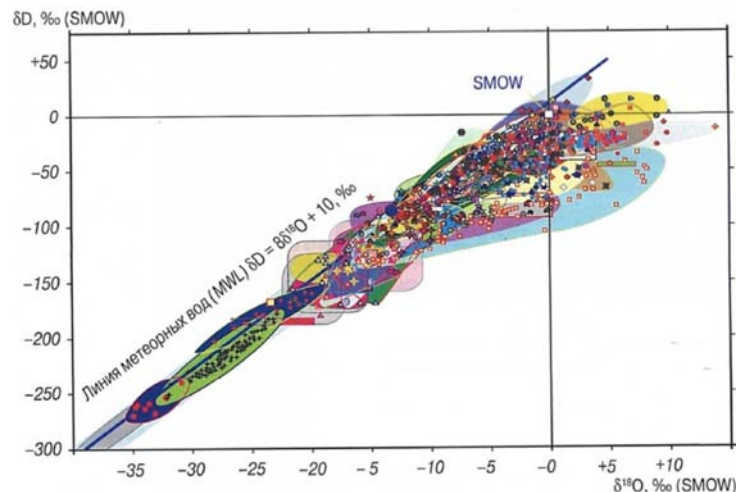


Рис. 6. Связь δD и $\delta^{18}\text{O}$ в различных типах подземных вод [28]. Наклонная прямая – линия метеогенных вод по Крейгу

Образование нефти и газа в промышленных масштабах в первую очередь происходит в крупных водосборных осадочных бассейнах, которые дренируют огромные по площади территории. Основным местом, где в осадочных бассейнах возникают УВ, является интервал глубин, получивший название «главная зона нефтегазообразования» или «нефтяное окно» (рис. 7) [15].

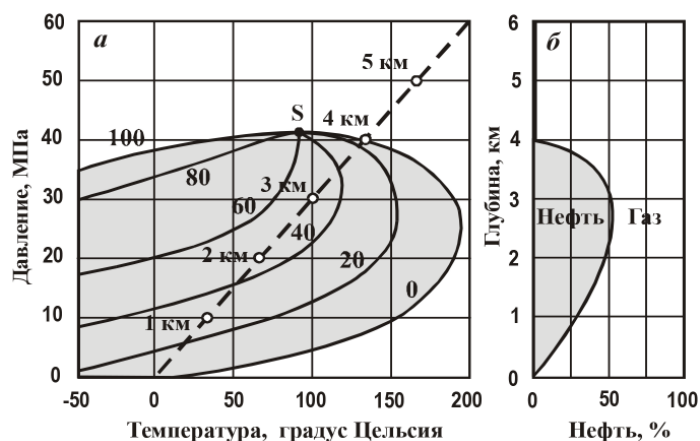


Рис. 7. Фазовая диаграмма углеводородной смеси с изоплерами (а) и соответствующая этой диаграмме кривая нефтенасыщения (б): наклонная пунктирная прямая – шкала глубин; S – критическая точка смеси [15]

Интервал «нефтяного окна» является также зоной резких колебаний пластовых давлений, в пределах которой гидростатический градиент изменения давления с глубиной сменяется литологическим градиентом (рис. 8).

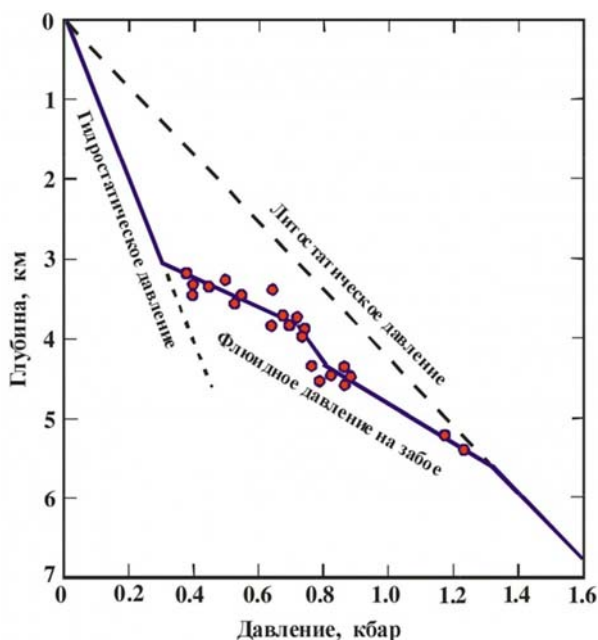


Рис. 8. Изменение пластовых давлений в осадочных бассейнах по Дж. Уолтеру и Б. Вуду [50]. Переходный участок – зона аномальных высоких и низких давлений

Смена градиентов давлений вызвана почти полным распадом при геосинтезе свободной H_2O с образованием H_2 и УВ. Причем в геосинтезе УВ преимущественно участвует водорастворённый CO_2 и органическое вещество матрицы пород. Образующиеся H_2 и CH_4 , а также непрореагировавший CO_2 дегазируют в атмосферу, создавая над крупными месторождениями «газовые шапки». При этом часть CH_4 , а также более тяжёлые УВ, попавшие в ловушки, в зависимости от качества изоляционных свойств покрышек, могут формировать собственные залежи нефти и газа.

Распад H_2O в переходной зоне (рис. 8) объясняет ещё два важных явления. Первое связано с тем, что метеогенные воды играют определяющую роль в процессах гидротермального изменения пород и образования гидротермальных месторождений [52]. Данный вывод распространяется также на попутные воды нефтегазовых месторождений (рис. 9) [28].

Воды на месторождениях нефти и газа, как правило, обогащены дейтерием в количестве, которое не встречаются ни в каких других природных объектах. Такое обогащение дейтерием объясняется тем, что попутные воды нефтегазовых месторождений, многократно участвуя в реакции геосинтеза (1), утяжеляют изотопный состав своего водорода в остаточной воде. В то время как легкий изотоп водорода воды переходит в H_2 и в CH_4 , которые вместе с не прореагировавшим CO_2 и входящим в состав растворенного в метеогенной воде воздуха N_2 дегазируют в атмосферу [12].

Этот процесс приводит к ещё одному важному явлению [10]. Оно заключается в том, что в результате

почти полного распада воды и дегазации H_2 и CH_4 в атмосферу в переходной зоне возникает дефицит пластовых давлений – пьезоминимум, который играет роль насоса «засасывающего» в нефтяное окно как метеогенные воды с поверхности, так и воды нижележащих горизонтов.

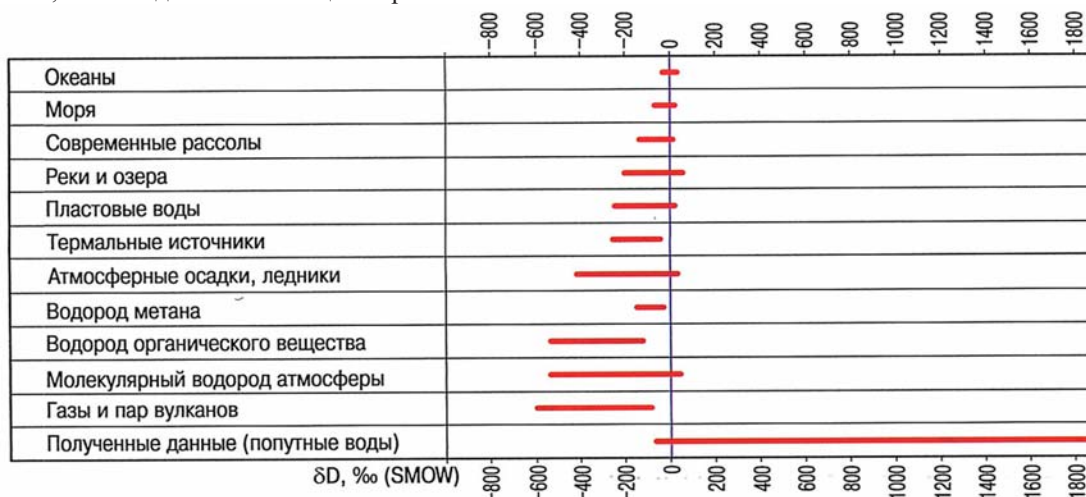


Рис. 9. Вариации изотопного состава водорода в природных водах и объектах [28]

Современный этап – реализация биосферной концепции

Данный этап автор связывает с неотложным решением двух остро стоящих перед человечеством проблем: ограниченностью энергетических ресурсов для устойчивого развития современного общества и необходимостью противодействия потеплению климата. Обе проблемы сегодня решают путём отказа от добычи нефти, газа и угля в качестве источников энергии, считая потребление этих горючих ископаемых причиной роста в атмосфере содержания CO_2 , CH_4 и других парниковых газов, вызывающих потепление климата.

Биосферная концепция вскрывает ошибочность такой стратегии, устанавливая взаимосвязь процессов нефтегазообразования в недрах и изменения климата. Дело в том, что в мире ежегодно добывается и используется около 3.3 млрд т нефти и 2.3 трлн m^3 природного газа и 3.3 млрд т каменного угля. В нефтяном эквиваленте эта масса топлив составляет 7.6 млрд т н.э. в год. При их сжигании образуется втрое большее количество CO_2 , которое, по мнению западных климатологов, вызывает на Земле изменение климата.

Это заключение, однако, спорно. Расчёты показывают [27], что даже при самых оптимистичных предположениях ~30% CO_2 невозможно удалить из атмосферы за счёт известных механизмов его растворения в водах Мирового океана и поглощения биотой. Тогда как учёт переноса CO_2 в форме гидрокарбоната под земную поверхность на континентах метеогенными водами решает этот балансый вопрос [19], как и проблему происхождения нефти и газа в целом [7, 8, 13, 18].

Биосферная концепция утверждает [9, 18], что формирование залежей нефти и газа определяется не только условиями образования и накопления УВ в недрах, но и циркуляцией углерода над земной поверхностью. Среди этих факторов важную роль играет хозяйственная деятельность людей. Так как масса извлекаемого из недр углерода в виде нефти и газа превышает его поступление при естественной дегазации, человек способен оказывать определенное воздействие на региональные процессы генерации нефти и газа в недрах.

Умеренное по темпам извлечение нефти и газа из залежей (без нарушения подземной циркуляции вод) не должно сильно влиять на потенциальную нефтегазоносность региона, повышая темп восстановления его месторождений. Но произойдет это лишь в условиях, когда извлекаемые УВ потребляются в пределах того же гидрогеологического бассейна, что и их добыча.

Практика транспортировки нефти и газа на тысячи километров от мест добычи способствует перераспределению мировых ресурсов УВ. Интенсивно потребляющие нефть и газ промышленно-развитые страны аккумулируют их на своей территории, тогда как страны, специализирующиеся на добыче и экспорте УВ сырья, свои ресурсы истощают.

Другим прогнозируемым следствием является тенденция смещения крупных скоплений УВ в акватории Мирового океана [9]. Из-за отсутствия на краях континентов условий накопления УВ, избыточный углерод при региональном круговороте выносится водами подземного стока на глубоководном шельфе и континентальном склоне материков [5, 6]. Поэтому именно здесь сосредоточены основные запасы УВ нашей планеты, представленные не только нефтью и газом, но и аквамаринными газогидратами [22].

И, наконец, третий важный вывод состоит в принципиальной возможности эксплуатации месторождений нефти и газа как восполняемых источников углеводородного сырья. При бережном недропользовании, когда темп извлечения УВ из залежей не превышает темпа их естественного пополнения, существуют предпосылки восполнения ресурсов нефтегазовых месторождений. В этом случае в промышленную разработку могут быть вовлечены мелкие месторождения, освоение которых в настоящее время считается нецелесообразным по

экономическим соображениям. Эффективность использования нефтегазового потенциала недр может быть также повышена и за счёт интенсификации подтоков УВ в залежи на конкретных месторождениях путём специального бурения скважин и оптимизации режимов их работы [17].

Заключение

Возвращаясь к теме статьи – столетию со дня рождения В.М. Молчанова, автор считает необходимым подчеркнуть, что В.М. Молчанов был первооткрывателем геосинтеза УВ в геологии. Он первым установил, что природный процесс образования УВ обязательно использует в качестве реагента воду, а его катализатором является механически активированные породы.

Последующие исследования показали, что в основе механизма геосинтеза УВ лежат ещё два важных факта: 1) метеогенные воды легко и быстро проникают в породы земной коры до глубин ~5 км и более [51, 52]; и 2) на континентах геосинтез УВ из углерода («органического» и «неорганического») и воды приводят к образованию большого количества H_2 и происходит главным образом в породах осадочного чехла [32, 34, 44, 45].

Последний факт, не признававшийся долгое время сторонниками органической и минеральной гипотез, установил В.И. Молчанов. В дальнейшем акад. А.А. Трофимук, акад. Н.В. Черский, В.П. Царёв, С.Н. Закиров и др. продолжили экспериментальные исследования в этом направлении. Их работы, дополненные взглядами В.И. Вернадского на круговорот углерода и воды в биосфере, позволили автору разработать биосферную концепцию нефтегазообразования.

Данная концепция адекватно решила проблему происхождения нефти и газа как неиссякаемых полезных ископаемых, пополняемых в залежах при научно обоснованной эксплуатации месторождений. Она же указала на возможность перехода мировой экономики к более рациональной системе хозяйствования, позволяющей использовать нефть и газ как возобновляемые «зелёные» источники энергии, снизив при этом негативное влияние их потребления на климат.

Литература

1. Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Изв. Самарского НЦ РАН. – 2000. – Т.2. – № 1. – С.166–173.
2. Баренбаум А.А. Механизмы самоорганизации при глобальном геохимическом круговороте вещества на Земле // Синергетика. – Т.3. – М.: МГУ. – 2000. – С.275–295.
3. Баренбаум А.А. Циркуляция углерода через поверхность Земли с участием климатического круговорота воды: проблемы баланса // Флюидные потоки в земной коре и мантии. – М.: ИГЕМ РАН. – 2002. – С.154–161.
4. Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа // Доклады АН. – 2004. – Т.399. – № 6. – С.802–805.
5. Баренбаум А.А. О возможной связи газогидратов с субмаринными подземными водами // Водные ресурсы. – 2007. – Т.34. – № 5. – С.620–625.
6. Баренбаум А.А. Происхождение аквамаринных газогидратов в биосферной концепции нефтегазообразования. Источник метана и среднее время жизни газогидратов в скоплениях // Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений. – М.: РГУНГ. – 2009. – С. 38–41.
7. Баренбаум А.А. Решение проблемы нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования // Уральский геологический журнал. – 2013. – № 2(92). – С.3–27.
8. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. – 2014. – 4(59). – С. 9–15.
9. Баренбаум А.А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Георесурсы. – 2015. – 1(60). – С.46–53.
10. Баренбаум А.А. К вопросу нисходящей фильтрации воды в нефтегазоносных осадочных бассейнах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2015. – Вып. 2(12).
11. Баренбаум А.А. О возрасте нефти в залежах // Георесурсы. – 2017. – Т.19. – № 1. – С.30–37.
12. Баренбаум А.А. О связи процессов нефтегазообразования и дегазации с разложением подземных вод // Георесурсы. – 2018. – Т.20. – № 4. Ч.1. – С.290–300.
13. Баренбаум А.А. Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений // Георесурсы. – 2019. – Т.21. – № 4. – С.34–39.
14. Баренбаум А.А. О непригодности органической и минеральной гипотез для объяснения явления современного восполнения разрабатываемых месторождений нефти и газа // Межд. научно-практическая конф.: О новой парадигме развития нефтегазовой геологии. – Казань: «Ихлас». 2020. – С.57–62.
15. Баренбаум А.А., Баталин О.Ю. О фазовых преобразованиях углеводородов в процессе глобального геохимического круговорота // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовая геология в XXI веке. Ч.1. – М.: МГУ. 2001. – С.40–42.

16. Баренбаум А.А., Закиров С.Н. Галактоцентрическая парадигма и её следствия для теории и практики разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. – С.32–34.
17. Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрунский И.М., Лукманов А.Р. Интенсификация притока глубинных углеводородов // Доклады АН. – 2006. – Т.406. – № 2. – С.221–224.
18. Баренбаум А.А., Шиловский А.П. О современном нефтегазообразовании // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2023. – Вып. 3(42).
19. Бурков В.Д., Крапивин В.Ф., Шалаев В.С. Сбалансированная модель глобального биогеохимического круговорота углерода // Лесной вестник. – 2012. – № 9. – С.86–94.
20. Вернадский В.И. Химическое строение биосферы Земли и её окружение. – М.: Наука. – 2001. – 376 с.
21. Гаврилов В.П., Скарятин В.Д. Геофлюидодинамика углеводородов и восполнение их запасов // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. Тезисы Второй международной конференции. – М.: Изд-во РГУНГ. 2004. – С.31–34.
22. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. – СПб.: ВНИИОкеанология, 1994. 199с.
23. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Смирнова М.Н. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС. 2003. – С.106–109.
24. 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 // Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт): Тр. VIII Межд. Технол. симпозиума. – М.: Институт нефтегазового бизнеса. – 2013. – С.43–46.
25. Запывалов Н.П. Флюидодинамические основы реабилитации нефтегазовых месторождений, оценка и возможность увеличения активных остаточных запасов // Георесурсы. – 2000. – № 3. – С.11–13.
26. Климов Д.С. Экспериментальные исследования физико-химических явлений при участии CO₂ в фильтрационных и обменных процессах: автореф. дис. канд. тех. наук. – М.: ИПНГ РАН, 2015. – 22 с.
27. Кондратьев К.Я., Крапивин В.Ф. Моделирование глобального круговорота углерода. – М.: Физматлит, 2004. – 336 с.
28. Латшин В.И. Фазовые превращения газожидкостных систем // Газовая промышленность. – 2000. – № 2. – С.11–13.
29. Молчанов В.И., Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // Доклады АН. – 1967. – Т.174. – № 5. – С.1185–1187.
30. Молчанов В.И., Павлов А.Л., Гонцов А.А. Экспериментальные исследования образования УВ из твёрдого органического вещества // Доклады АН. – 1969. – Т.189. – № 2. – С.397–399.
31. Молчанов В.И. Исследования тонкодисперсных водород-генерирующих минеральных систем. Автореф. дис. доктора геол. – мин. наук. Томск. – 1974. – 41 с.
32. Молчанов В.И. Генерация водорода в литогенезе. – Новосибирск: Наука. 1981.
33. Молчанов В.И., Селезнёва О.Г., Жирнов Е.Н. Активация минералов при измельчении. – М: Недра. 1988. – 208 с.
34. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. – Новосибирск: ОИГГМ, 1992. – 246 с.
35. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Влияние флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода на регенерацию запасов Ромашкинского месторождения // Новые идеи в науках о Земле. Тез. докл. IV Межд. конф. – М.: МГГА. – 1999. – Т.1. – С.264.
36. Муслимов Р.Х. Роль старых нефтедобывающих районов в энергетической стратегии России в первой четверти XXI столетия // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С.11–15.
37. Муслимов Р.Х., Глузов Н.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. Спец. выпуск. – 2004. – С.43–49.
38. Памяти Владимира Иннокентьевича Молчанова. Некролог // Уральский геологический журнал. – 2010. – № 1(73). – С.88–89.
39. Плотникова И.Н., Нургалиев Д.К., Муслимов Р.Х. Природная и техногенная цикличность свойств добываемой нефти (на примере Ромашкинского месторождения) // Новые идеи в геологии и геохимии. Материалы IV Междунар. конф. – М.: МГУ. – 2000. – С.250–251.
40. Руденко А.П. Теория саморазвития открытых каталитических систем. – М.: МГУ. – 1969. – 272 с.
41. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. – № 3. – С. 48–56.
42. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. – 2002. – № 1(9). – С.18–23.
43. Трофимук А.А., Вышемирский В.С., Дмитриев А.Н., Каргодин Ю.Н., Молчанов В.И. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, Ин-т геологии и геофизики, 1976. – 136 с.
44. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царёв В.П., Сороко Т.И. Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры // Диплом на открытие № 326. Приоритет 21.04.1982.
45. Царёв В.П. Особенности нефтегазообразования в зонах тектоно-сейсмической активации. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд., 1988. – 186 с.

46. Черский Н.В., Царёв В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. – Новосибирск: Наука. 1985. – 224 с.
47. Черский Н.В., Царёв В.П. Влияние слабых акустических полей на преобразование ископаемого органического вещества // Геология и геофизика. – 1977. – № 12. – С.88–98.
48. Черский Н.В., Царёв В.П. Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры // Доклады АН. – 1984. – Т.279. – № 3. – С.730–735.
49. Черский Н.В., Мельников В.П., Царёв В.П. Явление генерации углеводородов из предельно окислённых соединений углерода и воды // Доклады АН. – 1986. – Т.288. – № 1. – С.201–204.
50. Уолтер Дж., Вуд Б. (ред.) Взаимодействие флюид-порода при метаморфизме. – М.: Мир. – 1989. – 248 с.
51. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. – М.: Научный мир. – 2009. – 632 с.
52. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра. – 1978. – 287 с.
53. Barenbaum A.A, Klimov D.S. Theoretical model Anderson-Schulz-Flory within the framework of studying the mechanism of polycondensation synthesis // Inorganic Chemistry Communications 2020. Vol.112. 107664.
<https://doi.org/10.1016/j.inoche.2019.107664>
54. Zakirov S., Barenbaum A, Zakirov E., Indrupskiy I, Serebryakov V., Klimov D. Revisiting the Development of Oil Deposits with Low Permeability Reservoirs // Indian Journal of Science and Technology. 2016. 9(42). DOI:10.17485/ijst/2016/v9i42/104219

ВЕБ-ПЛАТФОРМА ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПЕТРОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
ШЛИФОВ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Р.Ф. Ахметов, Т.А. Муртазин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия, axmetov19999@mail.ru

WEB PLATFORM FOR AUTOMATED PETROGRAPHIC ANALYSIS OF TERRIGENOUS AND
CARBONATE ROCK SECTIONS

R.F. Akhmetov, T.A. Murtazin

Kazan Federal University, Kazan

Аннотация. В настоящее время анализ изображений шлифов пород-коллекторов в основном выполняется вручную, что требует значительных временных затрат и зависит от квалификации специалиста. Целью данного проекта является разработка инструмента для автоматического петрографического анализа и структурированного хранения информации не только по шлифам, но и по петрофизическим и геолого-минералогическим исследованиям. Это позволит геологам взаимодействовать с необходимой для исследования информацией в едином интерфейсе.

Ключевые слова: Цифровой шлиф, шлиф, нейронная сеть, петрография, осадочные породы

Abstract. Currently, image analysis of thin sections of reservoir rocks is mainly performed manually, which requires significant time and depends on the qualifications of the specialist. This project is aimed at developing a tool for automatic petrographic analysis and structured storage of information not only on thin sections, but also on petrophysical and geological-mineralogical studies. This will allow geologists to interact with the information necessary for research in a single interface.

Key words: Digital section, thin section, neural network, petrography, sedimentary rocks

В рамках данной работы разработано веб-приложение (рис. 1), основанное на методах нейронных сетей для сегментации изображений терригенных пород [3]. Использование модели Mask R-CNN (Mask Region-based Convolutional Neural Network) [1] обеспечило высокую точность определения участков порового пространства, границ и параметров минеральных зерен [2].

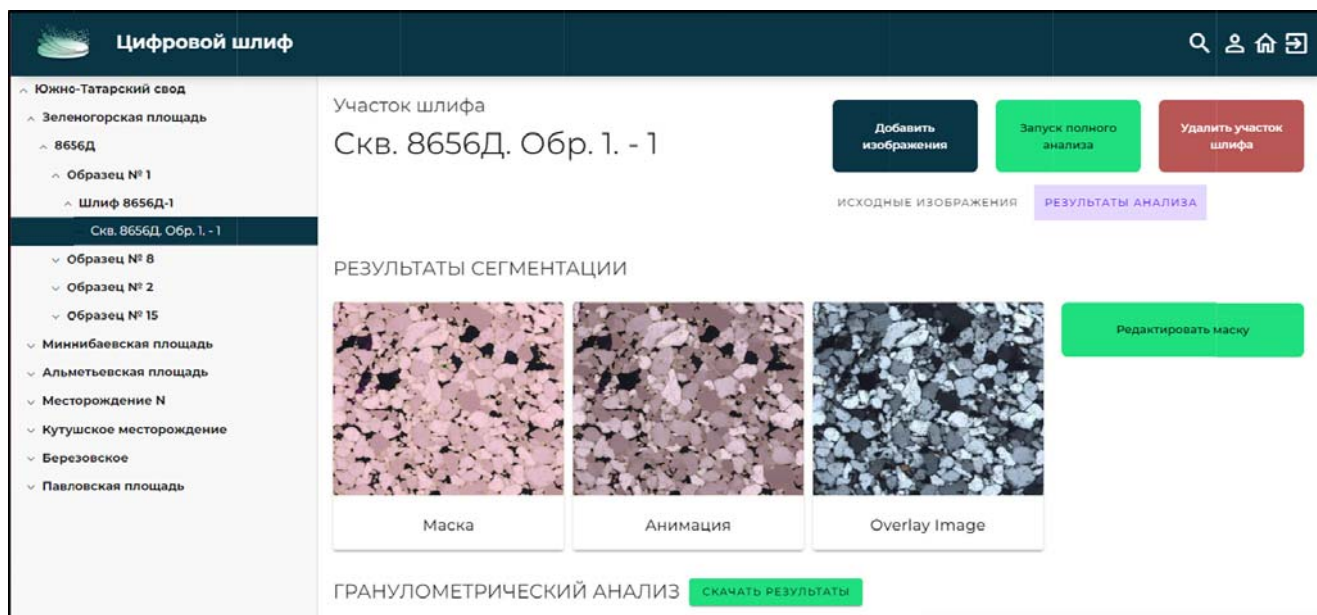
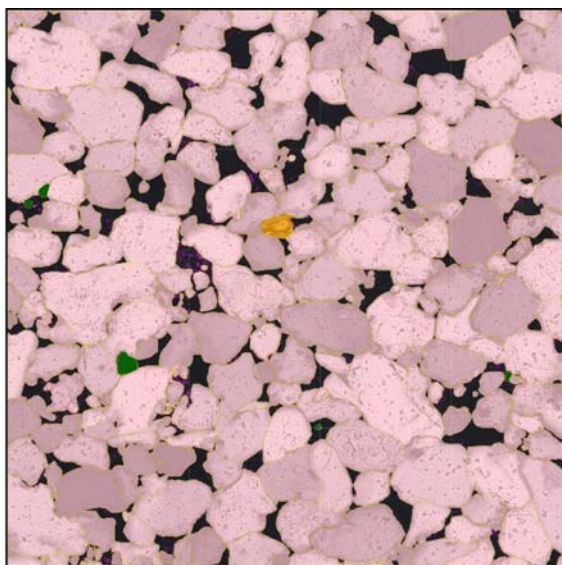


Рис. 1. Интерфейс модуля сегментации

Для запуска анализа необходимо загрузить изображения участка шлифа, сделанные в поляризованном свете с поворотом предметного столика микроскопа, а также изображение, сделанное с выключенным анализатором, с красной масштабной линейкой. После обработки загруженных изображений и анализа выводится маска сегментации (рис. 2) и данные гранулометрического анализа (табл. 1).



Маска сегментации



Исходное изображение шлифа

Рис. 2. Маска сегментации

Таблица 1

Данные гранулометрического анализа

Объект	Процентное содержание, %	Процентное содержание фракции, %				Медианный диаметр, мм	Степень сортированности
		< 0.01 мм	0.01-0.05 мм	0.05-0.1 мм	0.25-0.5 мм		
Поры	9,07	10,34	77,59	12,07	0,00	0,02	2,68
Кварц	87,29	16,03	70,23	9,92	0,76	0,02	2,94
Рудные минералы	0,18	20,00	80,00	0,00	0,00	0,01	2,11
Слюда	0,18	0,00	100,00	0,00	0,00	0,04	1,40

Реализован модуль редактирования маски сегментации. Он даёт возможность корректировать результаты сегментации изображения шлифа нейронной сетью. Изменения так же применяются на итоговую таблицу гранулометрического анализа.

В заключение, данный проект представляет собой важный шаг в автоматизации петрографического анализа изображений шлифов пород-коллекторов. Разработанное веб-приложение, опирающееся на нейронные сети для сегментации, обеспечивает высокую точность и эффективность в определении структурных характеристик пород.

Внедрение автоматизированного анализа изображений не только сэкономит время и ресурсы, но и снизит зависимость результатов от индивидуальной квалификации специалистов. Создание единой базы данных позволит геологам удобно взаимодействовать с разнообразной информацией, собранной в ходе исследований.

Модуль редактирования маски сегментации дополнительно повышает гибкость системы, позволяя корректировать результаты сегментации в соответствии с конкретными требованиями исследования.

В текущей версии проекта нейронная сеть успешно сегментирует несколько типов пород и минералов, что делает его перспективным инструментом для широкого спектра геологических исследований.

Планы на будущее:

1. Улучшение пользовательского интерфейса:

- Интуитивное управление для упрощения использования.

2. Нарращивание обучающей выборки ИИ (Искусственный интеллект):

- Расширение базы данных для более точного петрографического описания.

3. Нарращивание анализируемых ИИ литотипов горных пород:

- Внедрение новых типов пород для более всестороннего анализа.

4. Загрузка, хранение и просмотр данных по другим анализам:

- Интеграция данных из рентгено-флюоресцентного анализа, рентгенографического анализа и других.

5. Возможность формирования отчёта по образцу горной породы:

- Создание отчётов, включающих различные анализы для образцов.

Глобальная цель: развитие технологии для съёмки полноразмерных образцов шлифов и их последующей обработки в рамках платформы «Цифровой шлиф» с улучшением функциональности и расширением возможностей анализа горных пород.

* 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., Королёв Э.А., Пикалев С.Н. – Основные нефтеносные горизонты палеозойских отложений Республики Татарстан. Краткая характеристика литологического строения и коллекторских свойств. / Казань: Плутон, 2007. – 151 с.

References

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. Alekseev V.P. Neftegazovaya litologiya: uchebnoe posobie. Ekaterinburg: Izd-vo UGGU, 2019. 576 s.
3. Danilova T.E., Kozina E.A., Morozov V.P., Korolev Je.A., Pikalev S.N. – Osnovnye neftenosnye gorizonty paleozojskikh otlozhenij Respubliki Tatarstan. Kratkaja harakteristika litologicheskogo stroenija i kollektorskih svojstv. / Kazan': Pluton, 2007. – 151.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УСПЕШНОСТИ ГРП НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ И МЕТОДА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

И.В. Гайдамак, О.Н. Пичугин¹, Р.Т. Алимханов²

¹Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевск, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, i.gaydamak@agni-rt.ru, o.pichugin@agni-rt.ru

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, rustamalimhanov@yandex.ru

FORECASTING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING BASED ON EXPERTISE MODEL AND THE MACHINE LEARNING METHOD

I.V. Gaydamak, O.N. Pichugin¹, R.T. Alimkhanov²

¹Advanced Petroleum Engineering School, Almet'yevsk, Senior Lecturer, Tyumen State University, Tyumen, i.gaydamak@agni-rt.ru, o.pichugin@agni-rt.ru

²ООО LUKOIL-Engineering «KogalymNIPIneft», Tyumen, rustamalimhanov@yandex.ru

Аннотация. В статье представлен алгоритм отбора скважин-кандидатов для проведения ГРП на основе двух моделей, одна из которых опирается на опыт эксперта, а другая, полученная в результате машинного обучения, опирается на данные об уже проведённых ГРП. Экспертная модель представляет собой систему нечётких множеств, которая определяет совокупный риск проведения ГРП по любой потенциальной скважине. В качестве модели машинного обучения используется случайный лес.

Ключевые слова: эффективность ГРП, отбор скважин-кандидатов, экспертная модель, нечёткие множества, машинное обучение, случайный лес.

Annotation. The article presents an algorithm for selecting candidate wells for hydraulic fracturing based on two models, one of which relies on the experience of an expert, and the other, obtained as a result of machine learning, is based on data on already conducted hydraulic fracturing. The expert model is a fuzzy set system that determines the aggregate risk of fracturing any potential well. A random forest is used as a machine learning model.

Key words: hydraulic fracturing efficiency, candidate well selection, expert model, fuzzy sets, machine learning, random forest.

Введение

ГРП – один из самых эффективных, но в то же время дорогостоящих методов, направленных на интенсификацию притока и повышение нефтеотдачи пластов. Поэтому отбор скважин для его проведения следует усовершенствовать, повысив эффективность.

Метод ГРП на юрских объектах Западной Сибири нашёл широкое применение. При разработке рассматриваемого объекта было проведено свыше 1100 обработок, четверть из которых на эксплуатационном добывающем

фонде, охват фонда методом ГРП составил 95%. Выработка запасов и выполнение повторных обработок обуславливает необходимость оптимизации процессов выбора скважин-кандидатов и технологий ГРП в текущих геолого-промысловых условиях.

Рассматриваемый объект характеризуется средней проницаемостью $9,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², эффективной нефтенасыщенной толщиной 5,8 м, вязкостью нефти 0,88 мПа·с. Начальное пластовое давление 260 атм. Коллектор – поровый, терригенный. На начало прогнозного периода средняя обводнённость составляла 82,5%, текущая компенсация – 161,2%.

Среди основных проблем разработки данного объекта выделим низкие ФЕС и, как следствие, слабое взаимодействие нагнетательных и добывающих скважин; опережающее обводнение продукции вследствие прорыва трещин ГРП по линиям максимального регионального стресса к нагнетательным скважинам.

Отбор скважин – процесс, который проходит в несколько этапов. Существуют регламенты, определяющие характеристики скважин, на которых допускается проведение данного мероприятия. Но не на всех скважинах, соответствующих требованиям, ГРП будет эффективным. Условия в регламентах являются необходимыми, но не достаточными. Таким образом, следующий этап поиска скважин-кандидатов – оценка эффективности ГРП.

На эффективность влияет множество факторов, и не всегда эксперт может охватить и соединить в единую систему свои знания, базирующиеся на предыдущем опыте. Помочь эксперту может моделирование на основе нечёткой логики. Это позволяет формализовать (а в дальнейшем и автоматизировать расчёт) знания эксперта, заложив их в некоторую модель, учитывающую опыт эксперта и нечёткие категории, в которых эксперт, как и любой человек, мыслит. Такие подходы, в частности, используются при расчётах в условиях неопределённости [1].

В то же время можно использовать опыт фактически проведённых на объекте мероприятий. Анализ их успешности или неуспешности можно автоматизировать, используя методы машинного обучения, в частности – деревья решений [2, 3].

Совмещение опыта эксперта и знаний о проведённых мероприятиях повышает успешность отбора скважин-кандидатов.

Цель данной работы – провести двумя методами отбор скважин-кандидатов для увеличения эффективности интенсификации притока методом ГРП.

Основные задачи – формализация экспертных знаний, выявление основных влияющих параметров, выдача рекомендаций на основе моделей, позволяющих выбирать скважины с потенциально успешными ГРП.

Подходы к отбору скважин-кандидатов для проведения ГРП

Для решения поставленных задач рассмотрены два типа моделей – на основании экспертных систем (использование нечётких множеств) и на основе машинного обучения (деревья решений).

В ходе работы были пройдены основные этапы: анализ проведённых ГРП (объёмы проведения, динамика успешности мероприятий); выделение основного показателя успешности и определение границы успешности; выявление показателей, влияющих на успешность ГРП; построение моделей, на основе которых можно предсказывать успешность/рискованность мероприятий.

На первом этапе анализируются эффективности уже проведённых ГРП. Поскольку главный вопрос связан с успешностью мероприятий, то требуется выбрать целевую переменную – показатель успешности. В качестве такого показателя можно определить средний прирост дебита жидкости или нефти, а также прирост обводнённости после ГРП. Эти показатели рассчитываются как разность средних величин за 3 месяца после и 3 месяца до мероприятия.

Далее настраивается модель на основе нечёткой логики. У каждого эксперта имеется накопленный опыт, позволяющий судить, какие из мероприятий могут быть успешными, на каких скважинах рискованно проводить ГРП.

Например, очевидно, что если текущий дебит нефти на скважине 10 т/сут., то проведение ГРП нецелесообразно, высок риск потерять текущий уровень добычи нефти. Если дебит 2 т/сут., то, фактически, по добыче нефти риска проведения ГРП нет. А что можно сказать про 4 т/сут.? Или про 6 т/сут.? Где та граница, которая разделит скважины на две группы – с высоким и низким рисками. В основу самих понятий «высокий» и «низкий» заложена так называемая «лингвистическая неопределённость». В человеческом понимании переход от большой величины к малой – непрерывный, а не скачкообразный. Поэтому при работе с такими величинами требуется введение нечётких критериев, использование теории нечётких множеств.

Для обычного («чёткого») множества принадлежность элемента x к множеству A определяется характеристической функцией:
$$\chi_A(x) = \begin{cases} 1, & x \in A, \\ 0, & x \notin A. \end{cases}$$

Для нечёткого множества помимо элементов, которые точно принадлежат множеству, и элементов, которые ему не принадлежат, существуют элементы, про которые нельзя сказать уверенно, что они принадлежат множеству. Есть некая доля уверенности, степень принадлежности, которая может меняться в пределах от 0 до 1. Таким образом определяется функция принадлежности $\mu_A(x) \in [0;1]$.

Для каждой скважины на дату начала прогноза рассчитывается уровень риска r_i , порождаемый конкретным i -м показателем, на основе настроенных функций. В результате получается вектор рисков.

Далее требуется вычислить совокупный риск на основе рисков по каждому показателю. Фактически, проводится скаляризация вектора рисков. В качестве скаляризирующей функции был выбран следующий оператор:

$$R = 1 - \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n (1 - r_i)}, \text{ где } n - \text{размерность вектора рисков.}$$

Таким образом, для каждой скважины рассчитывается риск проведения ГРП, что позволяет ранжировать скважины по убыванию риска и выбирать скважины с наименьшими рисками.

Отметим, что при построении модели рисков учитывается лишь экспертный опыт. Однако если на месторождении было выполнено достаточное число ГРП, то можно при отборе скважин-кандидатов учитывать опыт поведения этих мероприятий. Оценив эффективность каждого из них, требуется установить зависимость успешности ГРП от значений входных параметров, информация по которым имела до проведения ГТМ.

Таким образом, ставится задача, используя методы машинного обучения, предсказывать, будет ли мероприятие на скважине успешным. Фактически, решается задача классификации. Для этой цели был выбран один из видов классификационных моделей – деревья решений и построенный на их основе случайный лес.

Деревья решений представляют собой иерархическую структуру, принимающую решения по схеме «если... то...». В данной работе рассматривались бинарные деревья, в которых на каждом шаге решение принимается исходя из бинарной логики: больше или меньше некоторый показатель критического значения.

Любой объект (в нашем случае – скважина), начиная с корня дерева, проходит через цепь последовательных условий, попадает в терминальный лист, где объекту присваивается метка класса.

Для оценки качества полученной модели используется общая ошибка, определяющая долю неверно классифицированных объектов.

Чтобы избежать переобучения, выборка разделяется на обучающую, тестовую и экзаменационную. На обучающей выборке непосредственно строится сама модель, при этом параллельно контролируется ошибка на тестовой выборке – данных, которые не участвовали в обучении.

Экзаменационная выборка служит для «слепого тестирования», максимально приближённого по условиям проведения к реальности. Поэтому она формируется из ГРП за последний временной промежуток определённой длины (с достаточным числом объектов).

Определение целевой переменной

В данной работе основное внимание уделялось приросту среднего дебита нефти. Именно он был выбран целевым атрибутом. На рис. 1 представлена динамика показателя успешности проведённых мероприятий. Сначала наблюдалось устойчивое падение эффективности, а затем – стабилизация в течение 6 лет на довольно низком уровне – в среднем 3–5 т/сут.

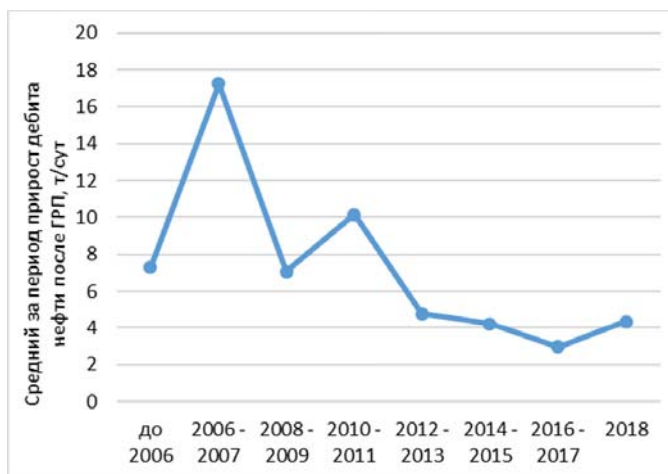


Рис. 1. Динамика успешности проведённых ГРП

Соответственно, выходит на первый план задача повышения эффективности отбора скважин для проведения ГРП, направленная на максимизацию добычи и минимизацию риска проведения мероприятий.

С целью выявления признаков, значимо влияющих на успешность ГРП, была сформирована матрица данных для скважин с ГРП, проведёнными в период с 2001 по 2018 год. Всего рассматривалось 115 мероприятий. Технологические показатели данных скважин были рассчитаны на дату проведения ГРП.

В качестве границы разбиения на успешные и неуспешные ГРП по приросту дебита нефти было выбрано медианное значение, равное 4,37 т/сут. Таким образом, все проведённые ГРП, для которых прирост дебита нефти был менее 4,37 т/сут, получили метку «неуспешные», остальные были признаны «успешными».

Модель на основе нечётких множеств

В рамках работы на месторождении экспертом были отобраны показатели, определяющие риск проведения ГРП. Это такие атрибуты как водонефтяной фактор, эффективная толщина, средний дебит нефти за 3 месяца перед проведением ГРП, расстояние до ближайшей нагнетательной скважины и ряд других. По каждому показателю экспертом были настроены функции принадлежности (ФП) скважины ко множеству скважин с высоким риском проведения ГРП, на рис.2 представлено несколько из них. Настройка заключается в выборе вида ФП и определении параметров ФП.

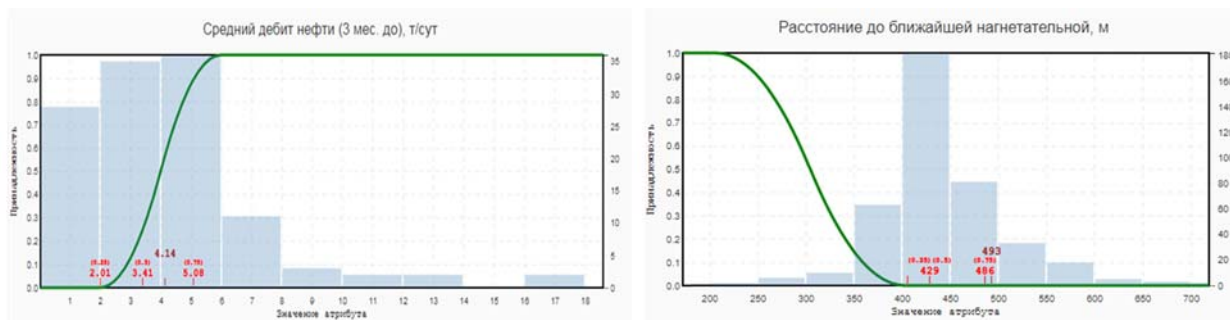


Рис. 2. Функции принадлежности скважины к группе скважин с риском проведения ГРП

Проверка адекватности построенной модели проводилась в формате «слепого тестирования»: риски проведения ГРП были рассчитаны для всех добывающих скважин на основе данных на начало 2018 года. Далее прогнозируемые риски сравнивались с успешностью реально проведённых ГРП (см.табл. 2). Из таблицы видно, что средний прирост дебита нефти (как входной, так и удельный) выше на скважинах с более низкими рисками. Здесь удельный прирост определяется дополнительная добыча, делённая на отработанное время после ГРП.

Таблица 2

Сравнение успешности ГРП 2018 года в группах с рисками более и менее 25%

	Количество ГРП	Средний прирост дебита нефти, т/сут.	
		входной	удельный
По выполненным в 2018 году ГРП	11	7.5	4.1
По группам с различным риском:			
с риском <25%	3	10.6	7.2
с риском >25%	8	6.4	3.0

Таким образом, модель прошла успешное тестирование и была подготовлена к использованию. По ней для каждой скважины на текущую дату рассчитываются риски проведения ГРП. По ним ранжируются все скважины. Кандидаты для проведения ГРП выбираются из группы скважин с малыми рисками.

Модель на основе машинного обучения

В рассматриваемом случае обучающая и тестовая выборки состояли из мероприятий, проведённых до 1 января 2018 года, экзаменационная – из ГРП, проведённых в 2018 году. В обучающую выборку вошло 104 ГРП, в тестовую – 27 мероприятий, в экзаменационную – 10.

График зависимости ошибок на обучающей и тестовой выборках в зависимости от числа деревьев в случайном лесе приведён на рис. 3. На обучающей выборке прослеживается стабильная тенденция падения ошибки. Для тестовой выборки поведение ошибки не монотонное, первая из наименьших ошибок наблюдается при 16 деревьях. Именно такой размер случайного леса и был выбран для окончательной модели.

Для построенного случайного леса можем оценить результаты классификации объектов обучающей и тестовой выборок более подробно. Для этого построим таблицы сопряжённости (табл. 3). Доля верно классифицированных неуспешных ГРП составляет 82% на обучающей выборке и 64% – на тестовой выборке. Из успешных ГРП верно распознано 85% на обучающей выборке и 75% – на тестовой.

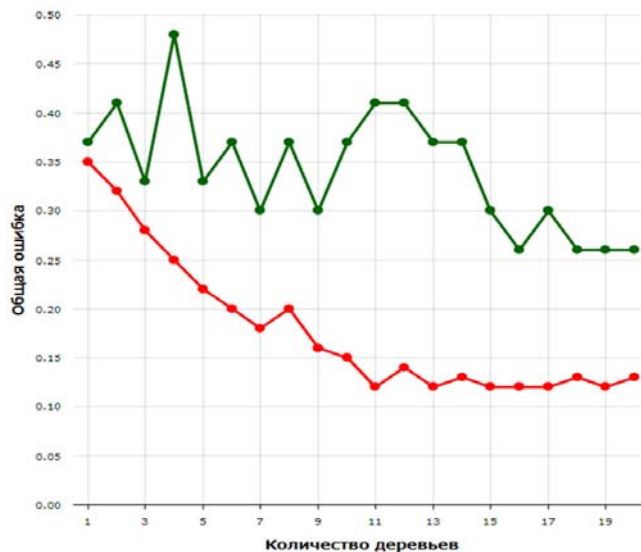


Рис. 3. Зависимость ошибки модели от числа деревьев (красный – обучающая выборка, зелёный – тестовая выборка)

Таблицы сопряжённости для тестовой и обучающей выборок

Тестовая выборка		Прогноз		Обучающая выборка		Прогноз	
		«плохо»	«хорошо»			«плохо»	«хорошо»
Факт	«плохо»	7	4	Факт	«плохо»	41	9
	«хорошо»	4	12		«хорошо»	2	52

Таким образом, обучена модель, которая по набору входных показателей для каждого объекта (скважины) прогнозирует, будет ГРП успешным или нет.

Помимо прогноза модель позволяет нам получать новые знания о факторах, повлиявших на успешность ГРП. Причём, что важно, эта информация по каждому дереву решений наглядно представлена в виде иерархической структуры. На рис. 4 приведено одно из деревьев, вошедших в модель случайного леса. Видим, что в качестве корневого показателя алгоритмом была выбрана средняя обводнённость до ГРП. Где она была выше 27%, там преобладали неуспешные ГРП, где меньше – успешные. Но при этом ветвление на этом не останавливается, добавляются новые условия. Например, если анализировать правую ветвь, то получим следующий принцип принятия решения. Если обводнённость на скважине повышенная, но при этом изначальный дебит жидкости был высок, то ГРП будет эффективным. При высокой обводнённости и низком входном дебите жидкости не рекомендуется проводить данное мероприятие. Также низкоэффективными будут ГРП на скважинах, расположенных близко от нагнетательной скважины, несмотря на их низкую обводнённость, поскольку повышается риск прорыва воды от этой самой нагнетательной скважины. Если же скважина находится далеко от нагнетательной, имея при этом невысокую обводнённость, то рекомендуется проводить ГРП либо там, где понижена макронеоднородность, либо там, где она повышена, но при этом наблюдался высокий дебит жидкости в начале эксплуатации скважины.

Аналогичным образом можно получать рекомендации по всем деревьям, входящим в модель. А также анализировать неэффективные уже проведённые ГРП на предмет поиска причины неуспешности мероприятия.

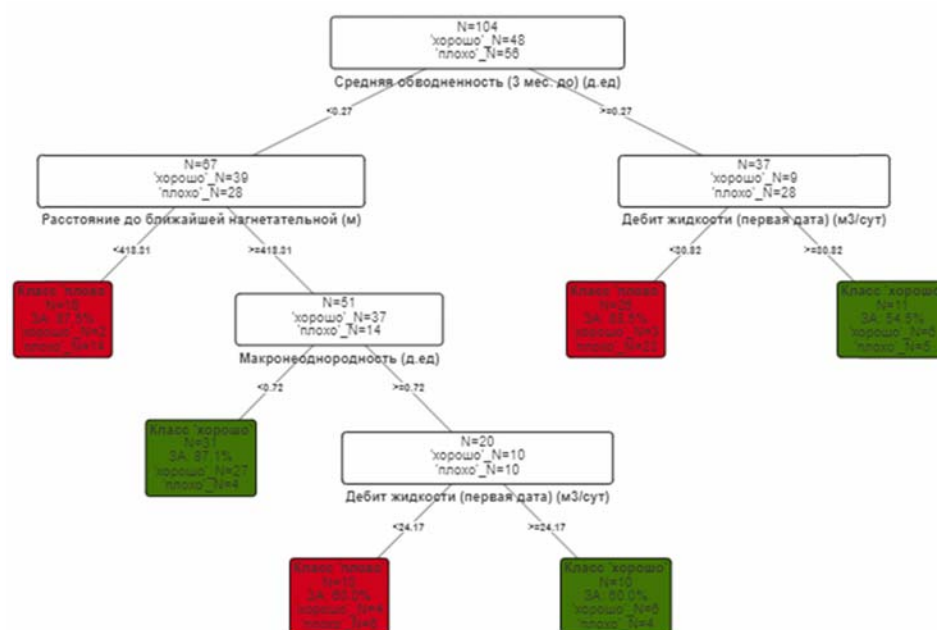


Рис.4. Одно из деревьев решений, вошедших в модель случайного леса

Данная построенная модель случайного леса прошла процедуру «слепого» тестирования – проверки качества прогноза на экзаменационной выборке. Как и для модели, основанной на нечёткой логике, проверка проводилась на ГРП, реализованных в 2018 году (экзаменационная выборка). В таблицах 4 и 5 представлены результаты проверки прогнозных свойств модели. Успешность классификации на прогнозе составила 90%. При этом входной прирост дебита нефти в два раза, а удельный – в 4 раза больше на ГРП, прогнозируемых как успешные, по сравнению с пристомами дебитов после ГРП на скважинах, классифицированных как неуспешные.

Таблица 4

Таблица сопряжённости для экзаменационной выборки

	Неуспеш. (факт)	Успеш. (факт)
Неуспеш. (прогноз)	4	1
Успеш. (прогноз)	0	5

Сравнение успешности ГРП 2018 года в группах успешных/неуспешных ГРП, прогнозируемых на основе классификационных деревьев решений

	Количество ГРП	Средний прирост дебита нефти, т/сут	
		входной	удельный
По выполненным в 2018 году ГРП	10	8.3	4.5
По группам прогнозируемых успешных/неуспешных ГРП			
успешные	6	10.5	6.6
неуспешные	4	5.0	1.5

Совместное использование двух моделей

Целесообразно провести совмещение результатов отбора скважин-кандидатов по обеим моделям. Из 6 скважин, признанных потенциально успешными для проведения ГРП на основании случайного леса, риск менее 50% прогнозировался у 3 скважин, которые по факту действительно оказались успешными (удельный прирост дебита нефти на них составил 7,2 т/сут). У остальных фактически успешных ГРП, но при этом с прогнозируемым высоким риском, были проанализированы причины несоответствия прогноза факту. Выяснилось, что основная проблема была в том, что прогноз по рискам строился в рамках долгосрочного планирования. Т.е. определялись риски для ГРП, проведённых в течение всего года, но на показателях на начало года. При этом ряд ключевых показателей изменился для указанных скважин. В частности, это касается базового дебита и динамического уровня. Кроме того, на начало года не у всех скважин имелась информация по факторным показателям, в частности по динамическому уровню и опять же базовому дебиту нефти.

Следовательно, со временем падает достоверность прогноза, основывающегося на факторах, изменяющихся во времени: давлениях, промысловых данных. Целесообразно делать прогноз на несколько месяцев вперед, базирясь на актуальных показателях. Даже если на основе обученных моделей проводится долгосрочное прогнозирование, то обязательна регулярная актуализация прогноза.

Общие выводы

Машинное обучение позволяет обрабатывать большие объёмы информации, учитывать множество факторов, что трудно проводить в ручном режиме. Также в ходе построения деревьев решений можно получить новые знания о причинах успешности, которые представлены в виде интуитивно понятной иерархической структуры. Ограничения на применение деревьев решений и случайного леса (как и других методов машинного обучения) – это малый объём данных по ГРП, ранее проведённым на данном объекте разработки.

Экспертную систему следует использовать по двум основным причинам. Во-первых, если данных для машинного обучения недостаточно, то качество полученной модели будет низким. А создание экспертной системы возможно вообще без информации по проведённым ГРП.

Во-вторых, есть определённые ограничения, накладываемые на ряд показателей. Эти ограничения с помощью статистических методов не всегда можно обнаружить, поскольку изначально в данных для обучения представлен не весь спектр возможных значений данных показателей. Но в то же время об этих ограничениях известно эксперту, который и закладывает свои знания в модель, оценивающую риск мероприятия.

1. Была построена экспертная модель на основе нечётких множеств, качество которой было подтверждено «слепым» тестированием. Приросты дебита нефти после ГРП на скважинах с пониженными значениями прогнозируемых рисков были существенно выше, чем на скважинах с более высокими рисками.

2. На основе метода машинного обучения – случайного леса – была получена модель, прогнозирующая успешность проведения ГРП. Она также была проверена «слепым» тестированием, успешность которого составила 90% (доля верно классифицированных ГРП).

3. При совмещении результатов двух моделей были проанализированы скважины с прогнозируемым «успешным» ГРП и при этом с рисками менее 25%. Было установлено, что совмещение двух моделей способно улучшить качество прогноза, а соответственно – повышать успешность проведения мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи. Средний прирост дебита нефти по всем проведённым мероприятиям повышается на 20–40%.

Литература

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Кузяков О.Н. Технологические расчёты при управлении процессами разработки нефтяных и газовых месторождений в условиях неопределённости. – Тюмень: ТИУ, 2017. 258 с.
2. Gaydamak I., Pichugin O., Rodionov S., Panarina S. Application of decision trees for candidate well selection for geological and technical measures. 81st EAGE Conference and Exhibition 2019. 81, Embracing Change – Creativity for the Future. 2019.
3. Пичугин О.Н., Прокофьева Ю.З. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. – № 11. – С. 69–75.

ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ И ПРОГРАММА ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ ДРЕНАЖЕ

А.Я. Гильманов, К.М. Федоров, А.П. Шевелёв

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень, a.y.gilmanov@utmn.ru,

k.m.fedorov@utmn.ru, a.p.shevelev@utmn.ru

INTEGRAL MODEL AND PROGRAMM OF THE HEAT AND MASS TRANSFER DURING STEAM- ASSISTED GRAVITY DRAINAGE

A.Y. Gilmanov, K.M. Fedorov, A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, a.y.gilmanov@utmn.ru, k.m.fedorov@utmn.ru,

a.p.shevelev@utmn.ru

Аннотация. Разработка месторождений с высоковязкой нефтью осуществляется тепловыми методами. Значительная часть такой нефти в России сосредоточена в Татарстане и Башкортостане. Перспективным методом добычи высоковязкой нефти является парогравитационный дренаж. Оценка возможности применения этой технологии зависит от математического моделирования. Целью работы является создание интегральной модели и программы тепломассопереноса при парогравитационном дренаже. В основе модели лежит система уравнений механики многофазных сред. Написан программный код для определения эффективных параметров воздействия.

Ключевые слова: парогравитационный дренаж, высоковязкая нефть, математическая модель, программный код, интегральный подход, механика многофазных систем, теплофизика.

Annotation. Production of high viscosity oil is carried out by thermal methods. A significant part of such oil in Russia is in Tatarstan and Bashkortostan. Steam-assisted gravity drainage is relevant method of such production. The assessment of the possibility of using this technology depends on mathematical modeling. The aim of the work is to create an integrated model and a program of heat and mass transfer in steam-assisted gravity drainage. The model is based on a system of equations of mechanics of multiphase media. A program code has been written to determine effective technological parameters.

Key words: steam-assisted gravity drainage, high viscosity oil, mathematical model, program code, integral approach, mechanics of multiphase systems, thermophysics.

Среди трудноизвлекаемых запасов высоковязкие нефти занимают существенную их часть. Разработка месторождений с такими запасами осуществляется с применением тепловых методов. В отличие от других термических методов увеличения нефтеотдачи парогравитационный дренаж успешно применяется на месторождениях с аномально высокой вязкостью [1]. В России такие месторождения имеются в Республиках Татарстан и Башкортостан. Оценка возможности применения упомянутой технологии требует проведения процедуры упрощённого моделирования процессов тепломассопереноса в пористых средах. Использование гидродинамических симуляторов в силу длительного времени расчётов не позволяет проводить оперативную корректировку реализации технологии в соответствии с меняющимися условиями разработки. Поэтому актуальным является создание интегральной модели, лишенной этих недостатков, и программы тепломассопереноса при парогравитационном дренаже, что и является целью работы.

В основе такого подхода лежит использование балансовых соотношений массы фаз и энергии в элементе разработки в нольмерном приближении. В рамках интегрального подхода приток нефти в паровую камеру описывается не уравнением сохранения импульса, а соотношением площадей дренирования добывающей и нагнетательной скважин. Предполагается, что паровая камера имеет форму перевернутой треугольной призмы, что соответствует экспериментам Чанга и Батлера [1]. Спецификой предложенной модели является использование эмпирических соотношений тепловых потоков для описания динамики формы паровой камеры [2].

Разработанная модель подразумевает выделение характерных стадий процесса парогравитационного дренажа. Преимуществом такого подхода является возможность получения полуаналитических решений для анализа условий перехода между стадиями процесса. Получение таких решений возможно в рамках процедуры асимптотического анализа уравнений модели.

Дискретизация дифференциальных уравнений интегральной модели осуществляется с использованием метода Эйлера. Алгоритм решения системы уравнений модели заключается в том, что из законов сохранения массы фаз и энергии методом Гаусса выражается объём паровой камеры, а затем из балансовых соотношений масс фаз находятся насыщенности воды и нефти, а также интенсивность фазового перехода первого рода. Насыщенность пара находится с учётом замыкающего материального соотношения. Реализация предложенного алгоритма проведена в виде программы на языке Visual Basic for Applications.

Таким образом, написан программный код для определения эффективных параметров парогравитационного дренажа, позволяющий проводить быстрые расчёты следующих параметров: объём паровой камеры, насыщенности фаз, паронефтяное отношение, обводнённость продукции, коэффициент извлечения нефти при заданном расходе пара.

Литература

1. Chung K.H. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process / K. H. Chung, R. M. Butler // The Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – Vol. 27. – № 1. – P. 36–42.
2. Edmunds N. A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery / N. Edmunds, J. Peterson // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. – 2007. – Conference paper 2007-027 presented at the Canadian International Petroleum Conference, June 12–14, 2007. – 12 p.

ПРИМЕНЕНИЕ БИОПАВ МИКРОБНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ СРЕДСТВА БИОЛОГИЧЕСКОГО ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

А.С. Гордеев, Л.Р. Бикташева, А.А. Кириченко

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, drgor@mail.ru, biktasheval@mail.ru, anastasiyakirichenko696@gmail.com

APPLICATION OF BIOSURFACTANTS OF MICROBIAL ORIGIN AS A MEANS OF BIOLOGICAL ENHANCEMENT OF OIL RECOVERY

Gordeev A.S., Biktasheva L.R., Kirichenko A.A.

Kazan Federal University, Kazan

Аннотация. Поиск замены химических поверхностно-активных веществ безопасными аналогами является перспективной для уменьшения воздействия на окружающую среду. В рамках этой работы исследована эффективность применения биологических поверхностно-активных веществ – сурфактинов, вырабатываемых *Bacillus pumilus* в модельном эксперименте с песчаными колонками. В эксперименте с использованием 0,5%ного раствора сурфактина было достигнуто дополнительное нефтеизвлечение в размере 34%. Это свидетельствует о том, что доля третичной нефтеотдачи с помощью сурфактина сопоставима с таковой для химических поверхностно-активных веществ.

Ключевые слова: микробные методы увеличения нефтеотдачи, третичная добыча нефти, сурфактин.

Abstract. The search for replacing chemical surfactants with safe analogs is promising to reduce environmental impact. As part of this work, the effectiveness of the use of biological surfactants, surfactins, produced by *Bacillus pumilus* in a model experiment with sand columns was investigated. In an experiment using a 0.5% surfactin solution, additional oil recovery of 34% was achieved. This indicates that the proportion of tertiary oil recovery using surfactin is comparable to that of chemical surfactants.

Key words: microbial methods for enhanced oil recovery, tertiary oil recovery, rhamnolipids.

Введение. Традиционные методы третичной добычи нефти, несмотря на свою эффективность, имеют множество недостатков, таких как попадание в грунтовые воды и последующее негативное воздействие на окружающую среду [1]. Микробные методы увеличения нефтеотдачи (ММУН) являются эффективными и в то же время безопасными для окружающей среды методами, они заключаются в использовании микроорганизмов и их метаболитов в процессе добычи нефти [2].

Одним из методов ММУН является использование биологических ПАВ, как альтернативы химическим. Биологические ПАВ, являясь поверхностно-активными молекулами, способны снижать поверхностное и межфазное натяжение в растворах, и тем самым повышать эффективность нефтедобычи [3]. Увеличение нефтеотдачи с помощью биоПАВ достигается главным образом за счёт эмульгирования и изменения смачиваемости. В то же время изменения смачиваемости зависят от размера пор и морфологии породы-коллектора [4]. Важен индивидуальный подбор биоПАВ в зависимости от условий добычи нефти и особенностей месторождений. На первом этапе оценку способности биоПАВ к микробным методам увеличения нефтеотдачи чаще всего проводят на модельных системах [5].

Перспективность использования бесклеточного культурального супернатанта в качестве реагента для повышения нефтеотдачи заключается в возможности исключения стадии экстракции сурфактина с использованием органических растворителей и процедуры сушки – повышение технологичности процесса. Возможность получить реагент для использования непосредственно на месте добычи позволяет снизить затраты на добычу и транспортировку биопрепарата на месторождение, однако накладывает требования к условиям добычи и требует оценки эффективности путём измерения прироста нефтеотдачи по сравнению с традиционными промышленными поверхностно-активными веществами.

Цель данного исследования – возможность использования бесклеточного культурального супернатанта, содержащего сурфактин, для повышения нефтеотдачи.

Материалы и методы

Культуральная жидкость, содержащая сурфактин, была получена с помощью культивирования штамма *Bacillus pumilus*, выделенного из образцов сырой нефти Ромашкинского месторождения. Наличие поверхностно-

активных и эмульгирующих свойств оценивали с помощью тензиометра KRUSS 20 и метода E24, соответственно. Чтобы воспроизвести воздействие бесклеточного культурального супернатанта, на нефть внутри резервуара, использовали вертикально ориентированные цилиндрические колонки из ПВХ, каждая объемом 200 мл. Эти колонны были заполнены речным песком, предварительно прокаленным при 800°C и имеющим размер частиц от 0,1 до 1,0 мм [6].

Результаты и обсуждения

Эффективность использования бесклеточного культурального супернатанта, содержащего сурфактин, оценивали на серии ПВХ-цилиндров, заполненных кварцевым песком, имитирующих условия, аналогичные добыче нефти в высокопористой породе.

На основе объема пор и содержания нефти в порах, а также объема нефти, извлеченной с использованием рассола и био- или синтезированного поверхностно-активного вещества, были рассчитаны вторичные и третичные параметры нефтеотдачи. Отмечено, что выход нефти после обработки бесклеточной культурой оказался в 14–16 раз ниже выхода нефти после вытеснения рассолом. Однако такое необычно высокое соотношение, наблюдаемое в нашем исследовании, может быть связано с относительно большим объемом нефти, который был вымыт рассолом во время вторичной добычи, на что повлияли характеристики песчаного керна, в частности его пористость и проницаемость.

На основе полученных данных были рассчитаны значения AOR (доля нефти, которая была извлечена с использованием ПАВ (третичная нефтеотдача) относительно запасов, оставшихся в колонке после вторичной нефтеотдачи), полученные для культуральной жидкости, и сопоставлены со значениями для промышленного ПАВ, широко используемого в нефтяной промышленности. Выявлено, что эффективность сурфактина, продуцируемого *B. pumilus*, была на 34% выше, по сравнению с раствором промышленного ПАВ. В литературе также подтверждается информация, что как очищенный сурфактин, так и бесклеточные культуральные жидкости используются для повышения нефтеотдачи [7].

Заключение

Для оценки эффективности использования культуральной жидкости как поверхностно-активного вещества (ПАВ) была использована модельная установка, имитирующая условия добычи нефти в высокопористых породах. В сравнении с эффективностью промышленного ПАВ в концентрации 0,3%, супернатант культуры *Bacillus pumilus* показал дополнительное нефтеизвлечение равное 34%. Эти результаты свидетельствуют о том, что эффективность бесклеточного супернатанта сравнима с эффективностью синтетических поверхностно-активных веществ. Также эти результаты указывают на возможность исключения из технологического процесса использования биосурфактантов в процессе ММУН этапа экстракции и очистки сурфактина, особенно при культивировании бактерий вблизи нефтяных скважин.

* 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. Youssef, N.; Simpson, D.R.; Duncan, K.E.; McInerney, M.J.; Folmsbee, M.; Fincher, T.; Knapp, R.M. In Situ Biosurfactant Production by *Bacillus* Strains Injected into a Limestone Petroleum Reservoir. – Appl. Environ. Microbiol. – 200. – no. 73. – pp. 1239–1247.
2. Gudica, E.J.; Pereira, J.F.B.; Costa, R.; Coutinho, J.A.P.; Teixeira, J.A.; Rodrigues, L.R. Biosurfactant-Producing and Oil-Degrading *Bacillus Subtilis* Strains Enhance Oil Recovery in Laboratory Sand-Pack Columns. – J. Hazard. Mater. – 2013, – no. 261, – pp. 106–113.
3. Liu, Q.; Niu, J.; Yu, Y.; Wang, C.; Lu, S.; Zhang, S.; Lv, J.; Peng, B. Production, Characterization and Application of Biosurfactant Produced by *Bacillus Licheniformis* L20 for Microbial Enhanced Oil Recovery. – J. Clean. Prod. – 2021. – no. 307. – 127193.
4. Benincasa, M.; Accorsini, F.R. *Pseudomonas Aeruginosa* LBI Production as an Integrated Process Using the Wastes from Sunflower-Oil Refining as a Substrate. – Bioresour. Technol. – 2008. – no. 99. – pp. 3843–3849.
5. Sarafzadeh, P.; Niazi, A.; Oboodi, V.; Ravanbakhsh, M.; Hezave, A.Z.; Ayatollahi, S.S.; Raeissi, S. Investigating the Efficiency of MEOR Processes Using Enterobacter Cloacae and *Bacillus Stearothermophilus* SUCPM# 14 (Biosurfactant-Producing Strains) in Carbonated Reservoirs. – J. Pet. Sci. Eng. – 2014, no. 113. – pp. 46–53.
6. Suthar, H.; Hingurao, K.; Desai, A.; Nerurkar, A. Evaluation of Bioemulsifier Mediated Microbial Enhanced Oil Recovery Using Sand Pack Column. – J Microbiol Methods – 2008, no. 75, pp. 225–230.
7. Zargar, A.N.; Patil, N.; Kumar, M.; Srivastava, P. Enhanced Oil Recovery Using a Combination of Biosurfactants. – JoVE (J. Vis. Exp.) 2022, – no. 184, – pp. e63207.

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕЗЕРВУАРАХ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ

И.В. Жилина, Р.О. Кузнецов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, kuznetsovoipng@gmail.com

FORECAST OF PHASE STATE OF HYDROCARBONS IN RESERVOIRS OF THE WEST SIBERIAN AND TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCES

I.V. Zhilina, R.O. Kuznetsov

Institute of Oil and Gas problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, kuznetsovoipng@gmail.com

Аннотация. На основе количественного анализа термобарических условий показано распределение фазового состава УВ в ловушках для сложнопостроенных верхнеюрских и верхнедевонских терригенных резервуаров в Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинциях, что может послужить хорошей основой для снижения экономических рисков поисков и разведки месторождений УВ. Результаты позволяют прогнозировать открытие преимущественно нефтяных месторождений в северо-западной и западной частях Нюрольской мегавпадины и её обрамления и газовых в южной части Верхнепечорской мегавпадины.

Ключевые слова: эволюция осадочных бассейнов, миграция и аккумуляция углеводородов, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, верхнеюрские резервуары, верхнедевонские резервуары.

Annotation. Based on a quantitative analysis of thermobaric conditions, the distribution of the phase composition of hydrocarbons in traps for complex Upper Jurassic and Upper Devonian terrigenous reservoirs in the West Siberian and Timan-Pechora oil and gas provinces is shown, which can serve as a good basis for reducing the economic risks of hydrocarbons exploration. The results allow us to predict the discovery of predominantly oil fields in the northwestern and western parts of the Nyurolskaya megadepression and its framing and gas fields in the southern part of the Verkhne-Pechora megadepression.

Key words: sedimentary basins evolution, migration and accumulation of hydrocarbons, West Siberian oil and gas province, Timan-Pechora oil and gas province, Upper Jurassic reservoirs, Upper Devonian reservoirs.

Введение. Во многих нефтегазоносных бассейнах и в Европейской и Зауральской частях России происходит смена глобальной парадигмы поисковых работ. После поисков и освоения крупных и гигантских месторождений в Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской (частично) провинциях будут открываться, в первую очередь, мелкие и мельчайшие месторождения [1] с обнаружением единичных крупных месторождений, обусловленных геолого-экономическими аспектами геологоразведочного процесса. Прогноз фазового состояния углеводородов, в ситуации, когда есть одна скважина для бурения, является актуальной задачей при проведении поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Объект и методы исследования. Объектами исследования являются нефтегазонасыщенные системы сложнопостроенных разнофациальных, литологически разнообразных терригенных отложений верхней юры в объёме оксфорда-киммериджа в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и франские терригенные породы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Основным методом прогноза фазового состава углеводородов был анализ геологического строения, температур, фактических давлений и давлений насыщения на месторождениях юга Западно-Сибирской и Тимано-Печорской НГП. Для отдельных этапов работы было использовано программное обеспечение Petromod. Пластовое палеодавление рассчитывалось на основе гидростатического давления на момент формирования залежей. Палеодавление насыщения рассчитывалось с учётом данных А.Н. Фомина по отражательной способности витринита [2], зависимости температуры от значений катагенетической зрелости витринита, полученных на основе работ [2-5 и других] и расчётов об отражательной способности витринита на момент формирования залежей. Для лучшей калибровки были построены «современные» карты разницы резервуарного давления и давления насыщения с учётом плотности углеводородов в резервуарах месторождений.

Результаты. В рамках исследований по дифференциальному улавливанию углеводородов в ловушках авторами был проведён анализ плотности нефти и изменения фазового состава углеводородов по разрезам, расположенным в южной части Нюрольской мегавпадины и на прилегающих положительных структурах второго порядка на основе структурных карт [6-8] и в центральной части Ухта-Ижемского вала (рис. 1–2). На этих разрезах приведена фактическая схема заполнения в ловушках верхнеюрского и верхнедевонского возраста, находящихся на основных путях миграции нефти и газа из Нюрольского преимущественного нефтяного очага генерации и Южно-Тимано-Печорского нефтегазового очага углеводородов.

Из результатов работ [5-8], в которых изучается эволюция и современное строение осадочных бассейнов, видно, что современные очертания и амплитуду большинство структур в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции приобрело в постсеноманское время. Следовательно, верхнеюрские залежи формировались преимущественно в кайнозойское время. Время окончательного формирования структур в южной части Тимано-Печорской плиты оценивается как посттриасовое (в частности структуры Выктульского газоконденсатного месторождения, открытого в 1964 г.).

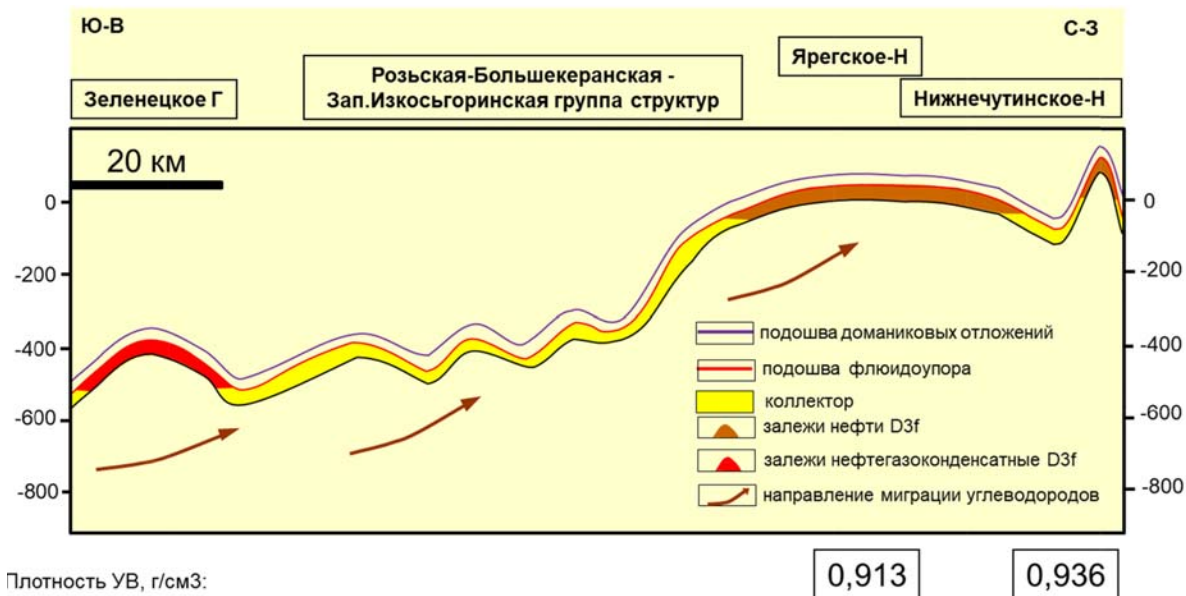


Рис. 1. Направление миграции углеводородов во франских терригенных отложениях Ухта-Ижемского вала [9] с изменениями

Дифференциальное улавливание углеводородов установлено в юго-восточной части Тимано-Печорской плиты (рис. 1), где на выявленных структурах между газовым Зеленецким и Верхнечутинским нефтяным месторождениями, расположенным в пределах Ухта-Ижемского вала Тимано-Печорской гряды, можно прогнозировать открытие залежей смешанного фазового состояния, но, вероятно, с учётом разрывных нарушений есть существенные риски сохранности углеводородов в пределах Розьско-Западно-Изкосьгоринской группы структур. Схожие данные получены и в работе [9]. Такая же картина наблюдается в южной части Тимано-Печорской геосинеклизы на Мичаю-Пашнинском валу Омра-Лыжской седловины Ижма-Печорской синеклизы.

Дифференциальное улавливание углеводородов установлено в юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы. Это изображено на разрезе (рис. 2), который простирается с юго-запада на северо-восток в пределах Нюрольской мегавпадины и Шингинской мезоседловины. Он проходит через Верхнесалатское, Южно-Мыльджинское нефтяные месторождения, а также Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 2).

Плотность нефти в этой последовательности также увеличивается по пути миграции УВ, что может доказывать преобладание пластового давления над давлением насыщения в момент формирования залежей. В зоне перехода Нюрольской мегавпадины в Шингинскую мезоседловину можно также прогнозировать открытие залежей смешанного фазового состояния.

Была построена карта разницы резервуарного давления и давления насыщения, которая схожа с таковой для резервуарного палеодавления и палеодавления насыщения. Она показывает, где, согласно принципу Максимова-Савченко-Гассоу, могут быть открыты месторождения углеводородов и каким будет насыщение их резервуаров.

Анализ карты разницы резервуарного давления и давления насыщения, построенной с учётом плотностей углеводородов показывает, что в западной части расположены территории с преобладанием резервуарного давления над давлением насыщения. Средний уровень превышения давления пластового над давлением насыщения для верхнеюрских резервуаров не превышает 10 мПа, что говорит о том, что в этой части территории исследования будут формировать месторождения нефтяные с растворённым газом.

Восточнее, выделяется область, где давления насыщения менее давлений резервуарных. Для этих зон будет характерно разделение углеводородной смеси и выделение газовых шапок и газовых залежей на месторождениях. В северо-восточной части будет область с превышением давления резервуарного над давлением насыщения, а к юго-востоку можно будет наметить области, где возможно выделение газовых залежей и газовых шапок на потенциальных месторождениях, при наличии всех необходимых условий для формирования и сохранения залежей.

Закключение. Прогноз фазового состояния углеводородов в резервуарах юго-востока Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций выполнен для верхнеюрских и верхнедевонских терригенных отложений на основе геолого-геофизических данных и современных технологий.

Построенные карты разницы между пластовым давлением и давлением насыщения показывают области преимущественно газо- и нефтенакпления. Эти результаты могут послужить хорошей основой для поиска и разведки месторождений нефти и газа.

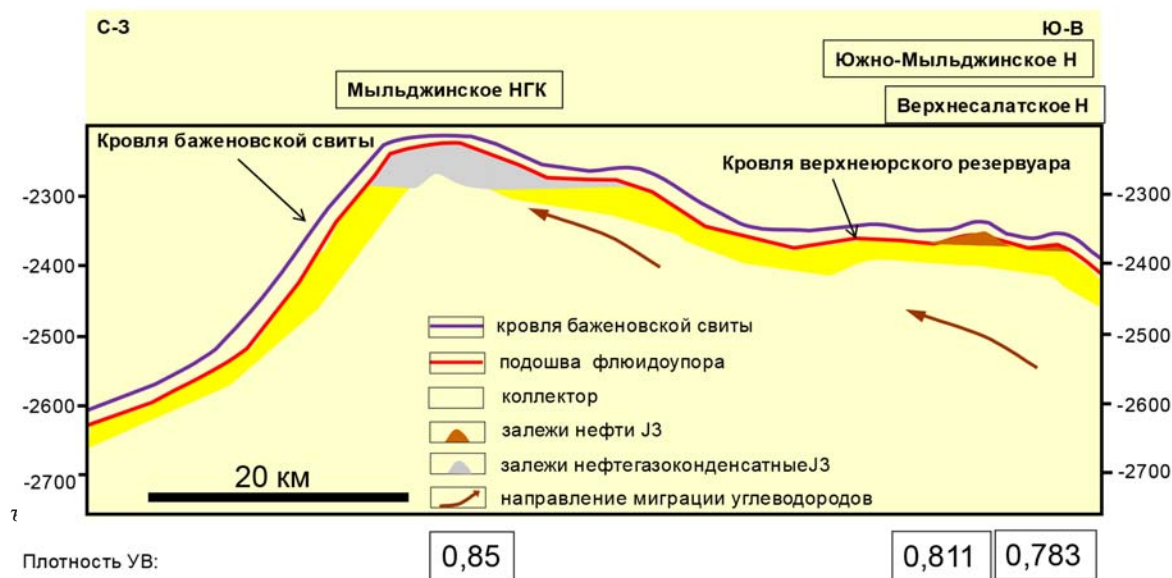


Рис. 2. Направление миграции и зоны аккумуляции в верхнеюрских терригенных отложениях по разрезу Нюрольская мегавпадина – Шингинская мезоседловина

* Публикация написана в рамках выполнения государственного задания ИППГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. – 2016. – № 1. – С. 6–17.
2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН. – 2011. – 331 с.
3. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева (и др.). – СПб.: ВНИГРИ. – 2008. – 164 с.
4. Баженова Т.К. Моделирование генерации, миграции и аккумуляции в Верхнепечорской впадине // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России. – Т.3. – Материалы XIV Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар, 2004. – С. 89–91.
5. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский. – СПб.: Недра, 2004. – 395 с.
6. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В. А. Конторович, С. Ю. Беляев, А. Э. Конторович (и др.) // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12. – С. 1832–1845.
7. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 252 с.
8. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов (и др.). – М.: Недра, 1975. – 680 с.
9. Гурова Д.И. Фазовая зональность распределения углеводородов в южной части Тимано-Печорской НПП согласно принципу дифференциального улавливания // SOCAR Proceedings. 2022. – № S2. – С. 17–22. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200721>

ЦИФРОВИЗАЦИЯ БИЗНЕС ПРОЦЕССОВ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СЕРВИСА

А.Р. Замалов

ООО «ТНГ-АлГИС», г. Альметьевск, zamalovar@tatneft.tatar

DIGITIZATION OF BUSINESS PROCESSES OF WELL LOGGING SERVICES

A.R. Zamalov

LLC TNG-ALGIS, Almetyevsk, zamalovar@tatneft.tatar

Аннотация. В статье представлено описание интегрированной цифровой платформы для геолого-технологического мониторинга на основе технологий искусственного интеллекта (далее – ИЦП ГТМ «Айтимер»), предназначенной для автоматизации геофизического сервиса.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, цифровизация бизнес процессов

Annotation. The article presents a description of an integrated digital platform for geological and technological monitoring based on artificial intelligence technologies (hereinafter referred to as ICP GTM «Aitimer»), designed to automate geophysical services.

Key words: geophysical surveys of wells, digitalization of business processes

Проект по созданию «Интегрированной цифровой платформы для геолого-технологического мониторинга разработки нефтегазовых месторождений» был реализован в рамках цифровой трансформации компании совместно с Российским фондом развития информационных технологий и Университетом Иннополис.

Интегрированная цифровая платформа «Айтимер» – это система, которая объединяет в себе различные модули и подсистемы для автоматизации и оптимизации процессов в области геолого-технологических мероприятий. Платформа включает в себя сервисы сбора и управления данными, контроля производственных процессов. Важной особенностью «Айтимер» является возможность интеграции с другими информационными системами через сервисную шину платформы. Это позволяет обеспечить обмен сообщениями и данными между различными ИС.

Система интегрирует информационные потоки, позволяющие решать задачи по отслеживанию, управлению, оптимизации и анализу выполняемых процедур на протяжении всего цикла выполнения геофизических (промыслово-геофизических) исследований скважин.

Внедрение ИЦП ГТМ «Айтимер» позволяет:

1. Проводить оценку технологической возможности проведения исследования, оценку результатов ранее проведённых исследований, проверку и анализ информации по оборудованию устья, состоянию задвижек и подъездных путей;
2. Автоматизировать формирование заявки в Системе с учётом требований Заказчика;
3. Автоматизировать процесс проведения геофизических работ на скважине с учётом этапности работ, возможности загрузки исходного материала в Систему;
4. Автоматизировать отслеживание процесса интерпретации исходного материала, передачи заключения в Систему.
5. Осуществлять мониторинг процесса выполнения ГИС на каждом этапе для большей оперативности принятия решений.
6. Сократить время подготовки к выезду партии ГИС на базе.

Значимым преимуществом данной платформы является её способность функционировать в качестве единого цифрового пространства для всех участников процесса при геофизических исследованиях скважин, начиная от этапа подачи заявки и заканчивая этапом выдачи заключения. Это позволяет сократить длину связей за счёт сквозного процесса подачи и выполнения заявки.

Также в рамках проекта была произведена интеграция с программным обеспечением ПРАЙМ разработки ООО НПЦ «ГЕОТЭК». Комплекс модулей интеграции данных ГИС предназначен для автоматизации приемки исходных данных ГИС и выгрузки результатов интерпретации в Систему, оперативного контроля корректности состава и сущности данных в локальной базе данных ГИС, оптимизации сбора и визуального анализа на планшете материала из различных баз данных.

Модуль интеграции данных ГИС обеспечивает выполнение следующих задач:

1. Объединение исходных данных ГИС, результатов обработки ГИС, необходимой геолого-промысловой информации;
2. Контроль качества загружаемого результата интерпретации ПГИ в корпоративную базу данных;
3. Автоматическое формирование планшетов по заданным пользователем шаблонам;
4. Заполнение данных: автор и время; признак повторной передачи (если данные в главной базе уже имеются); примечания к данным; если есть задержка по времени обработки – указать причины;
5. Полуавтоматический отбор передаваемых данных;

6. Сводку выполненных операций и проверок с результатами в виде текстового файла, который остаётся рядом с исходным планшетом;
7. Автоматическую проверку корректности состава и сущности данных;
8. Автоматический процесс опубликования результатов интерпретации в корпоративной базе данных;
9. Возможность в реальном времени изменять состав и вид анализируемых данных на планшете.

Журнал заявок

Период: 14.04.2024 - 21.06.2024

Последовательность заявок | Скачать

Заявка	Статус	Плановое время	Способ проведения (КРС, ПРС и тд)	Тип заявки	Номер задания	Наименование работ	Исполнитель	Максимальная критичность	Текущий забой
48519	Отменена	12.06.2024 17:00	Подземный ремонт скважин	ПГИ	5.2	Шаблонирование и/или колонны	АПГЭ 1000 "ТНГ-АЛГИС"	8.2	1605.6
48518	Подтверждена Заказчиком	12.06.2024 16:47	Безбригадные исследования	ПГИ	3.1	Определение уровня жидкости, ВПР, Рпл и Тпл лызомертрического фонд...	ЦГГИС 1000 "ТНГ-АЛГИС"	30	1829.6
48517	Подтверждена Заказчиком	12.06.2024 12:00	Капитальный ремонт скважин	ПГИ	13.2	Свабирование (возможно выполнение как без бригады, так и с...)	Камаль	47	1360.1
48516	В работе	11.06.2024 20:00	Безбригадные исследования	ПГИ	13.2	Свабирование (возможно выполнение как без бригады, так и с...)	ЦГГИС 1000 "ТНГ-АЛГИС"	29.15	939
48515	Выполнена	13.06.2024 02:00	Подземный ремонт скважин	ПГИ	12.1	АКЦ забой (100м)	АПГЭ 1000 "ТНГ-АЛГИС"	1	2019.4
48514	Выполнена	12.06.2024 16:41	Безбригадные исследования	ПГИ	3.1	Определение уровня жидкости, ВПР, Рпл и Тпл лызомертрического фонд...	ЦГГИС 1000 "ТНГ-АЛГИС"	21.3	1703.2
48513	Отменена	12.06.2024 11:41	Безбригадные исследования	ПГИ	1.8	Определение профиля проницаемости и тек. состояния в...	ЦГГИС 1000 "ТНГ-АЛГИС"	70.12	1313.5
48512	Отменена	14.06.2024 00:00	Подземный ремонт скважин	ПБР	21	Перфорация на кабеле	АПГЭ 1000 "ТНГ-АЛГИС"	2	1746.6
48511	В пути	12.06.2024 14:33	Безбригадные исследования	ПГИ	1.6	Определение уровня жидкости, ВПР, Рпл и Тпл лызомертрического фонд...	ЦГГИС 1000 "ТНГ-АЛГИС"	5	1821
48510	Отменена	12.06.2024 16:00	Подземный ремонт скважин	ПГИ	8	Павер Камальцова	Татар-РемСервис (АктоРемСервис)	21.3	1784.1

Рис. 1. Пример журнала заявок ИЦП ГТМ «Айтимер»

Список заявок

Заявки

Номер заявки	Номер скважины	Площадь	Задача	Заказчик	Статус заявки	Интерпретатор	Дата начала
7617	129	Залежь N9998	39.2	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	
7680	138		1.1.1	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	05.10.2023 16:05
3991	1518		1.1	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	
7648	1722		7.2	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	11.09.2023 10:27
3959	17322	Залежь N99	2.2	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	
6689	1772	Ю.Ромашкиноская	1.1.1	СП Татнефть-Добыча	На согласовании	Исп	
3985	19981	Залежь N9281	2.2	СП Татнефть-Добыча	<Отсутствует>	Исп	
3986	19982	Залежь N9281	2.2	СП Татнефть-Добыча	<Отсутствует>	Исп	
6877	20105	Менчибаевская	1.1.1	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	05.10.2023 11:44
3979	20308	Менчибаевская	1.6	СП Татнефть-Добыча	<Отсутствует>	Исп	
7598	25385	Залежь N95	1.8	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	09.08.2023 12:09
7699	25433/2	<Отсутствует>	1.1.1	СП Татнефть-Добыча	Ожидание проверки	Исп	06.10.2023 11:57
6969	27103	Залежь N98	1.1	СП Татнефть-Добыча	Согласовано	Исп	
7700	519Д/2	<Отсутствует>	1.1.1	СП Татнефть-Добыча	Не согласовано	Исп	06.10.2023 13:19
3780	639	Залежь N9998	2.1	СП Татнефть-Добыча	В обработке	Исп	05.10.2023 11:39
3989	7991	Ташлярская	1.6	СП Татнефть-Добыча	<Отсутствует>	Исп	
3981	9529	Менчибаевская	1.1	СП Татнефть-Добыча	<Отсутствует>	Исп	
3982	9531Д	Менчибаевская	1.1	СП Татнефть-Добыча	<Отсутствует>	Исп	

Справка | Обновить | Получить данные | Отправить данные | Выход

Рис. 2. Макет окна списка заявок модуля «Интеграция с шиной данных ИЦП» с выделенной заявкой

Внедрение новой цифровой платформы приносит следующие результаты:

1. Снижение потерь добычи нефти за счёт оперативного принятия решений (снижение простоя скважин);
2. Снижение непроизводительного простоя буровых бригад, бригад КРС/ТРС, партий ГИС за счёт более эффективного планирования;
3. Повышение качества предоставления геофизических услуг за счёт стандартизации и автоматизации рутинных процессов;
4. Снижение трудозатрат и повышение производительности труда на всех этапах ГИС (Заказчик/Подрядчик).

Литература

1. Частное техническое задание. Модуль интеграции данных. ООО Научно-производственный центр «ГЕОТЭК».
2. Частное техническое задание. Модуль роботизированного анализа. Автономная некоммерческая организация высшего образования «УНИВЕРСИТЕТ ИННОПОЛИС».

ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УВ ИЗ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПУТИ ИХ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»).

Н.А. Назимов

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

FEATURES OF HC PRODUCTION FROM DOMANIC DEPOSITS AND WAYS OF THEIR FURTHER IMPROVEMENT (ON THE EXAMPLE OF PJSC «TATNEFT»)

N.A. Nazimov

PJSC «Tatneft», Almeteyevsk

Компания ПАО «Татнефть» с конца прошлого столетия уделяет особое внимание изучению и освоению трудноизвлекаемых запасов углеводородов (УВ). В Республике Татарстан помимо запасов находящихся в маломощных и низкопроницаемых пластах, водонефтяных зонах, сверхвязких нефтей и природных битумов к трудноизвлекаемым относятся УВ, находящиеся в толщах франско-фаменского карбонатного комплекса и относящиеся к доманиковым отложениям.

Как известно доманиковые отложения считаются нефтематеринскими породами и за определённый геологический период накопили в своих толщах значительные объёмы органического материала, который на текущий момент имеет различную степень преобразованности. Согласно проведённым оценкам нескольких крупных аналитических центров потенциал доманиковых отложений в целом Волго-Уральского региона очень высок. Так по оценке международной консалтинговой компании Wood Mackenzie – более чем триллион тонн органического вещества (ОВ) накопилось в доманикитах, из которых сгенерировано более 126 миллиардов тонн УВ. При этом наиболее богатыми территориями с точки зрения нефтегенерационного потенциала предполагаются доманикиты Татарстана, Башкортостана и Удмуртии, с меньшим потенциалом в Самарской, Оренбургской областях и Пермском крае. Предполагаемая область бассейна составляет 400 000 км², из которых на текущий момент лицензируются меньше половины.

Компания Ryder Scott оценила ресурсы сланцевой нефти в Волжском бассейне в 4,5 млрд т. (Источник: USGS «Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits»). А по оценке Академии наук Республики Татарстан (АН РТ) прогнозные ресурсы сланцевых УВ семилукско-речицкого (мендым-доманикового) комплекса (стратиграфический диапазон локализации доманикитов) в РТ рассчитаны в количестве 14,6 млрд т. По расчётам выполненным автором доклада с учётом нефтегенерационного потенциала и формального КИН значения составили около 12 млрд т. нефтяного эквивалента.

Что же из себя представляют столь потенциальные доманиковые отложения на территории Татарстана. Так, общая толщина образований изменяется от 100 до 700 м, в т.ч. суммарная толщина семилукско-речицкой горизонтов колеблется от 27 до 220 м. Сокращение толщин происходит в осевых зонах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Максимальные толщины приурочены к сводовым частям палеорельефа и в особенности к западной части РТ. В то же время, по мнению многих исследователей, перспективными участками для поиска залежей УВ является осевая зона ККСП с минимальными толщинами. И связывается это с геологическими и палеотектоническими условиями, которые должны были повлиять на насыщенность пород ОВ и степень его преобразованности.

Доманиковые отложения это – явно выраженные нефтематеринские породы, характерные для всей Волго-Уральской провинции состоят в основном из известняков, кремнезема, доломита и других включений, которые насыщены ОВ в разной степени. Возрастной диапазон толщин определён в границах саргаевско-заволжского комплекса. При этом, по насыщению ОВ толща достаточно устойчиво делится на две группы. Первая – доманикоиды фаменского яруса характеризуются относительно невысоким содержанием ОВ (Сорг до 2%) и слабопроницаемыми породами. И вторая – доманикиты франского яруса – с более высоким содержанием ОВ (Сорг около 5% и более), сложены смешанными кремнисто-карбонатными породами. Очень часто, особенно в первые годы сланцевого бума, доманиковые отложения сравнивали с баженовской свитой и американскими сланцевыми формациями, однако, углубленное изучение доманиковых отложений показывает принципиальные отличия, которые имеются как в литологии, а главное в уровне зрелости ОВ. Это вносит существенную разницу в сравниваемых формациях, от которой зависят технологии поиска и разработки залежей УВ.

По мнению многих учёных более двух третей от сгенерированных УВ остаётся в матрице генерирующей толщи, поэтому, в докладе упор сделан на ту часть доманиковых отложений к которой можно применить термин высокоуглеродистых пород, а именно к доманикитам, с содержанием ОВ от 5% и слагающими семилукско-речицкие горизонты, которые как раз являются основными генерирующими толщами.

Для геологической оценки высокоуглеродистых толщ на территории РТ проведён комплекс геохимических исследований, по которым видно, что основной объём ОВ, содержащегося в высокоуглеродистой толще представлен керогеном, который по соотношению показателей S1/S2 определяется как не прошедшую главную фазу нефтеобразования. При этом хорошо проявляется корреляция между содержанием ОВ и окремнелостью породы. Чем больше в породе кремния, тем выше содержание керогена, максимальное количество ОВ находится в силицитах и это связано с генезисом кремнистых сланцев, а именно обильным наличием в стадии осадконакопления диатомовых водорослей, радиолярий и некоторых других представителей флоры и фауны. Также результаты

исследований подтверждают высокую изменчивость и неоднородность мендым-доманиковых горизонтов и не только в содержании ОВ, но и в показателях его зрелости, литологии и петрофизики, а это уже влечёт за собой сложности при подборе технологий воздействия на высокоуглеродистые толщи, которые по факту оказываются чередованием доманикит и доманикоидов. По результатам фильтрационных исследований и доманикоиды и доманикиты обладают очень низкими фильтрационными характеристиками, на уровне первых единиц и ниже, при этом очень низкая корреляция пористости и проницаемости.

Принимая во внимание, результаты исследований последних лет касаясь генезиса нефти, которые показывают, что процесс генерации жидкой фазы начинается на много ранее до вхождения нефтематеринских пород в главную фазу нефтеобразования (уже при температурах до 60°C), т.е. процессы происходят в непрерывном и постоянном режиме, это предполагает поиск и выявление «рассеянной» нефти на всех территориях, где имеются отложения, характеризующиеся как нефтематеринские. И здесь индикатором процессов нефтеобразования и наличия рассеянной и микронепти непосредственно в нефтематеринских породах может быть наличие залежей нефти выше по стратиграфическому разрезу. Для условий РТ это местоскопления УВ в доманикоидах фаменского карбонатного комплекса, которые имеют место быть в хаотическом виде.

Если придерживаться вышеуказанного концепта, то одним из направлений освоения УВ в высокоуглеродистых толщах является обнаружение и создание условий по извлечению рассеянной нефти, которая не подверглась миграционным процессам, а осталась в матрице либо защемленной в закрытых порах и трещинах, либо оказалась связанной гидрофобным скелетом. И здесь для «защемленной» нефти необходимы методы связанные с созданием связи закрытых пор и трещин и увеличения радиусов дренирования, как правило это различные комбинации больше объёмных гидроразрывов, а для «связанных» нефтей необходимы методы физико-химического воздействия с преобладанием отмывающих свойств и с изменением смачивающихся свойств матрицы. Для доманика, как правило, это сочетание обоих направлений. Теоретически результатами таких работ должны быть кратковременные даже на отдельных участках высокие дебиты скважин, которые будут достаточно быстро затухать, и обработки необходимо будет повторять с целью дальнейшего расширения зон дренирования. Так ли это по факту выполненных опытно-промышленных работ показано ниже.

По результатам лабораторных исследований керн и пластовых флюидов, анализа процессов опробования франско-фаменского карбонатного комплекса сформировалось несколько выводов, которые определяют особенности доманиковых отложений РТ.

1. Фаменские отложения – содержат жидкие УВ, ввиду литологических особенностей (карбонатная матрица), имеется значительный задел по технологиям стимуляции притока и увеличения КИН. Главной сложностью является поиск залежей нефти, когда классические методы геолога-разведки не работают. Залежи имеют небольшие площади, редкое распространение, нет единого ВНК, переслаивание нефтесодержащих пластов с водоносными горизонтами.

2. Франские отложения – распространены повсеместно, устойчиво выделяются и картируются стандартными методами ГРП, но ввиду низкой зрелости ОВ, содержание жидкой фазы УВ незначительное и её промышленное значение на текущий момент находится под большим сомнением. Основная масса ОВ находится в твердом состоянии в виде керогена и битума, зоны с наличием жидкой фазы на современном этапе развития ГИС не выделяются.

Второй вывод является принципиальным, который на будущее определяет вектор движения по разработке высокоуглеродистых толщ всего Волго-Уральского региона. Данный вывод подтверждается следующими материалами. Нефтепроявления на территориях РТ в мендым-доманиковой горизонтах фиксировались практически с начала разбуривания крупнейших месторождений при их транзитной проходке скважинами до терригенного девона. Накоплен достаточный керновый материал, который хоть и фрагментарно, характеризует эти горизонты как нефтеперспективные, а участками нефтесодержащие. Кроме кернового материала имеются данные нефтепроявлений непосредственно при испытании объектов, по отдельным скважинам суммарная добыча нефти в ходе испытаний и дальнейшей эксплуатации составляет первые тысячи тонн.

За период с 2014 по 2023 годы по программе изучения доманиковых отложений было проанализировано свыше 3 тысяч скважин, из которых 90 скважин были вовлечены в опытно-промышленные работы по испытанию перспективных объектов. Общая геологическая успешность в целом по всему франско-фаменскому карбонатному комплексу составила 61%. В качестве методов воздействия на продуктивные отложения применялись комбинации методов ГРП, ОПЗ и их сочетания. При этом успешность ГРП составила 56%, а ОПЗ 66%. Несколько высокая успешность ОПЗ в сравнении с ГРП объясняется применением вариаций кислотных обработок на фаменские пласты с преобладанием карбонатной матрицы. Непосредственно на высокоуглеродистые толщи мендым-доманикового горизонтов, где присутствует кремнисто-карбонатный скелет были проведены работы на 51 скважине (26 – ГРП и 25 – ОПЗ). Нефтепроявления были получены в 9 скважинах, что составляет 17,6%. При этом необходимо уточнить, что для мендым-доманикового горизонтов, наличие хоть какого количества УВ в ходе испытания не определяет промысловые показатели работы пласта. Как правило, скважины не пройдя период полного освоения или этапа проектно-пробной эксплуатации полностью обводняются, либо за очень короткое время растрачивают пластовую энергию и выводятся из эксплуатации по причине отсутствия притока.

Как же обстоит ситуация с эксплуатацией высокоуглеродистых толщ? На конец 2023 года, непосредственно в добыче нефти из мендым-доманикового горизонтов участвуют всего 6 скважин с суммарным дебитом жидкости

19,6 т/сут. (в диапазоне по скважинам от 0,51 до 7,9 т/сут.), суммарным дебитом нефти 7,03 т/сут. (в диапазоне по скважинам от 0,001 до 6,4 т/сут.) и средней обводнённостью по всем шести скважинам в 64,2% (в диапазоне от 19,5 до 99,9%). Согласно исторической информации всего на мендым-доманиковые отложения в разные годы работало 17 скважин, по которым накопленная добыча составила чуть выше ста тыс.т. Необходимо признать, что данные показатели ничтожно малы не только в сравнении с нефтеносностью всего осадочного чехла Восточного Татарстана, но даже в сравнении в целом с доманиковыми отложениями всего франско-фаменского карбонатного комплекса.

Столь низкие результаты успешности ОПР именно по мендым-доманиковому горизонтам и ничтожно малое количество скважин, эксплуатирующих данные толщи за всю историческую эпоху нефтедобычи в РТ, заставили ещё раз задуматься о промышленной нефтеперспективности данных отложений. Было проведено картирование скважин, которые участвовали в эксплуатации мендым-доманикового горизонтов и(или) работают по настоящее время и с которых добыто экономически эффективное количество нефти. Как оказалось, все эти скважины сосредоточены в пределах одной и единственной залежи. Данный участок находится на северо-западе ЮТС и с учётом наличия геохимических исследований, и понимания того, что именно данный участок не является оптимальным с точки зрения зрелости ОВ по сравнению с другими частями ЮТС, СТС, ККСП, нефтеносность данного участка породило ряд вопросов. И главный из которых, является ли нефть данной залежи автохтонного генезиса. Известны случаи образования так называемых техногенных залежей нефти, которые в следствии некачественной крепи скважин образовывались за длительные периоды эксплуатации месторождений за счёт перетоков пластовых флюидов из нижележащих пластов в коллектора залегающие выше по разрезу. А в данном случае нельзя отрицать и межпластовые перетоки, например, из пласта Д0 кыновского горизонта в пласты мендым-доманиковых отложений. В разрезе данного участка кыновский горизонт активно разрабатывается в течение всего периода эксплуатации Ромашкинского месторождения, в том числе за счёт вторичных методов воздействия ППД. Рассмотрев схему геологического разреза построенного через залежь мендым-доманикового горизонтов, видим, что на данном участке толщины между пластом Д0 и вышележащими толщами мендым-доманика имеют минимальные значения в сравнении с другими участками, а в условиях значительного перепада пластовых давлений и наличия зон трещиноватости в верхней пачке кыновского горизонта, вовсе нельзя отрицать возможность межпластовых перетоков внутри нижнефранских отложений.

В пользу данной гипотезы также говорят на данном участке некоторые примеры сравнительного анализа пластовой воды, закачиваемой в пласт Д0 кыновского горизонта и добываемой продукции из пластов мендым-доманикового горизонтов. Например, на скважине № 1У были испытаны пласты в интервале мендым-доманиковых отложений, из-за отсутствия притока был проведён пропантный ГРП, по результатам освоения после ГРП из скважины поступает жидкость с дебитом 2–5 м³/сут и с обводнённостью 90–100%, при этом вода по хим. составу и плотности близка к воде, закачиваемой в систему ППД на пласт Д0 кыновского горизонта.

Необходимо заострить внимание на том, что очень часто звучит утверждение, что в доманике нет воды. Однако, не одна скважина, испытывающая или эксплуатирующая доманиковые отложения в фамене, или во фране не работает безводной продукцией. Геофизические исследования также подтверждают наличие переслаивания водоносных и нефтяных пластов. И это в случае для эксплуатации доманиковых отложений является одной из серьёзных проблем, которая тормозит применение большеобъёмных и агрессивных ГРП и ОПЗ, а без таких методов отсутствует возможность увеличения зон дренирования. Таким образом, для условий работы с трудноизвлекаемыми запасами доманика наличие в разрезе водоносных пластов является дополнительным осложняющим фактором.

Таким образом, резюмируя результаты исследований и испытаний объектов высокоуглеродистых толщ по результатам накопленной информации можно отметить следующее:

1. Мендым-доманиковый горизонты франского яруса в целом по юго-востоку Татарстана являются нефтематеринскими породами с содержанием ТОС от 0,05% до 49,4% и средним значением 4,7%.
2. Распространение высокоуглеродистых толщ в франско-фаменском карбонатном комплексе носит региональный характер, и выделяется стандартными методами ГИС на всей территории РТ и ВУНГП.
3. Зрелость ОВ в целом на территории РТ недостаточная для утверждения, что пройдена главная фаза нефтеобразования. По методике определения через T_{max} по исследованным образцам керна в среднем составляет по горизонтам: доманикового – 430°C, мендымского – 435°C. При этом имеются отдельные образцы, когда их значения T_{max} как в диапазоне горизонтов, так и по участкам около 440°C и выше, что даёт оценку ОВ как зрелому и даже сверхзрелому. Это позволяет делать вывод, что в толще ВУТ находится кероген разного типа и генезиса, и часть твёрдого ОВ перешла в жидкую фазу.
4. Объём подвижной фазы (нефти) в высокоуглеродистых толщах незначительный, а её генезис требует дополнительных детальных исследований (в т.ч. геомаркерных).
5. Полный потенциал высокоуглеродистых толщ доманиковых отложений может раскрыться при применении методов искусственного и ускоренного преобразования твердого ОВ в жидкую фазу.

Касаемо технологий, для освоения фаменских отложений, так называемых доманикоидов, которые содержат жидкую фазу УВ, предлагается бурение ГС, выполнение ГРП (МГРП) и (или) вариации кислотных обработок. Данные технологии уже широко применяются, однако успешность по объективным причинам недостаточно высокая, по этому ведётся постоянная работа по их совершенствованию и адаптации к геологическим условиям фамена. Для

освоения франских отложений по воздействию на твёрдую фазу УВ, мировые лидеры нефтяных технологий в основном предлагают методы разогрева пород. Однако, в настоящее время технологий внутрипластового пиролиза, готовых для тиражирования в промышленных масштабах не создано.

На основании особенностей доманикитов франских отложений предлагается концепт комплексного подхода к разработке, который включает на первом этапе улучшение ФЕС нефтематеринской породы, в последующем воздействие на твёрдую фазу УВ с целью её преобразования в нефть, далее создание подвижности синтезированной нефти к забою скважины с последующим подъёмом её на поверхность. Решение нетривиальных задач практически на каждом из этих этапов требует детальной и глубокой проработки.

Таким образом, если мы хотим заниматься освоением высокоуглеродистых толщ доманиковых отложений, а ими обязательно нужно заниматься ввиду огромного ресурсного потенциала, необходимо работу выстраивать на применение технологий преобразования твёрдого ОБ в жидкую фазу. При этом технологии должны базироваться концептуально на новых физических принципах, отличных от классических методов воздействия на пласты насыщенных подвижными (жидкими и газообразными УВ). И здесь необходимо понимать, что такие технологии в настоящее время находятся на начальных этапах фундаментальных исследований, являются высокорисковыми и, несомненно, должны поддерживаться со стороны государства в виде льготирования, федеральных целевых программ, грантов и т.д.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ CRM МОДЕЛИ

Р.А. Зинюков, А.С. Ахроров, А.Т. Шкаева

КФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, zinyukov@mail.ru, ahror23112000@gmail.com, antoninashkaeva455@mail.ru

ANALYSIS OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS EFFICIENCY USING CRM MODEL

R.A. Zinyukov, A.S. Akhrovov, A.T. Shkaeva

KFU, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan, zinyukov@mail.ru, ahror23112000@gmail.com, antoninashkaeva455@mail.ru

Аннотация. Исследование по анализу эффективности методов увеличения нефтеотдачи с применением CRM модели направлено на создание единого подхода к оценке МУН на нефтяных месторождениях. Задачи исследования включают изучение CRM моделей, анализ эффективности МУН и проведение корреляционного анализа. Результаты работы включают актуализацию критериев выбора скважин, установление взаимосвязи между анализом и практическими показателями, а также разработку рекомендаций по использованию МУН. Полученные результаты позволяют оптимизировать нефтедобычу, сокращая затраты и улучшая понимание процессов на месторождениях.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, CRM модель, анализ, корреляционный анализ, нефтяные месторождения.

Abstract. The research on analyzing enhanced oil recovery methods using the CRM model aims to establish a unified approach for evaluating EOR methods on oil fields. Tasks include studying CRM models, analyzing EOR method effectiveness, and conducting correlation analysis. The study's outcomes include updating selection criteria for wells, correlating statistical analysis with practical parameters, and providing recommendations for EOR method selection. The results contribute to optimizing oil recovery, reducing costs, and enhancing understanding of field processes.

Key words: enhanced oil recovery methods, CRM model, analysis, correlation analysis, oil fields.

На сегодняшний момент процесс поиска оптимальных методов увеличения нефтеотдачи стал более сложным из-за неоднозначности критериев выбора, неточностей и неполноты данных, требующих как количественного, так и качественного анализа [1]. В этом контексте применение системного подхода для анализа и регулирования эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на завершающих стадиях разработки нефтяных месторождений становится приоритетной задачей [4].

Целью работы является комплексный анализ и создание единого подхода для оценки технологической эффективности МУН (методов увеличения нефтеотдачи) с применением CRM (Capacitance Resistive Model) модели для определения взаимовлияния скважин.

Первым этапом для решения поставленной цели является оценка взаимовлияния скважин. На данный момент в мире при решении задач, связанных с анализом и оптимизацией, всё чаще отдаётся предпочтение упрощённым аналитическим моделям. Одной из таких моделей является ёмкостно-резистивная модель CRM, основанная на уравнении материального баланса и уравнении притока жидкости к скважине. CRM может быть адаптирована к историческим данным о работе скважин, что позволяет получать более точные прогнозы и более эффективно планировать процесс добычи.

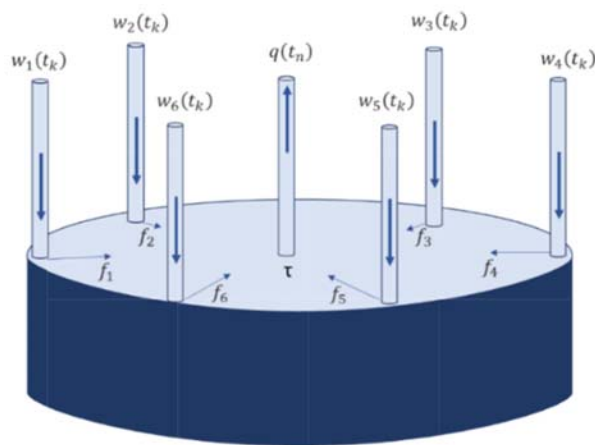


Рис. 1. Схема CRM модели

Важной модификацией CRM является модель CRMP, которая описывает взаимодействие одной добывающей скважины со всеми влияющими нагнетательными скважинами. Модель CRMP позволяет анализировать влияние каждой нагнетательной скважины на дебит добывающей скважины, используя коэффициенты влияния и приёмистость нагнетательных скважин.

После определения взаимовлияния скважин для оценки дополнительной добычи (ДДН) были применены характеристики вытеснения (ХВ) и кривые падения с некоторыми усовершенствованиями в виде автоматизированных программных алгоритмов.

1. Расчёт ДДН по кривым падения строятся кривые с разным периодом аппроксимации

Для расчёта ДДН по кривым падения строятся кривые с разным периодом аппроксимации (от 4 до 12), затем рассчитывается весовой коэффициент w_i каждой кривой по следующей формуле:

$$w_i = \frac{R_i^2}{\sum_i^n R_i^2}, \quad (1)$$

где R^2 – коэффициент детерминации, рассчитанный для каждой аппроксимирующей кривой.

ДДН считается равным сумме ДДН по каждой кривой, умноженной на вес кривой падения.

Пример работы алгоритма представлен на рис. 2.



Рис. 2. Кривые падения с разными периодами аппроксимации

2. Расчёт ДДН с разным периодом аппроксимации

Для расчёта ДДН строятся тренды с разным периодом аппроксимации (от 4 до 12) и выбирается ДДН тренда с максимальным значением коэффициента детерминации R^2 .

По результатам исследования предложены ряд усовершенствований для расчёта эффективности МУН, включая выбор периода аппроксимации, учёт ГТМ, проведённых до и после МУН, исключение точек с нулевой добычей из периода аппроксимации, а также параллельно проведённых МУН. Для ускорения процесса определения реагирующих скважин были применены автоматизированные алгоритмы на основе CRM модели, что значительно сократило затраты времени. В рамках исследования также был разработан автоматизированный алгоритм для автоматического расчёта величин дополнительной добычи нефти.

Полученные результаты являются практически значимыми, поскольку они сокращают временные и финансовые затраты и открывают возможность для дальнейшего анализа полученных результатов для выявления закономерностей, которые помогут оптимизировать применение методов увеличения нефтеотдачи.

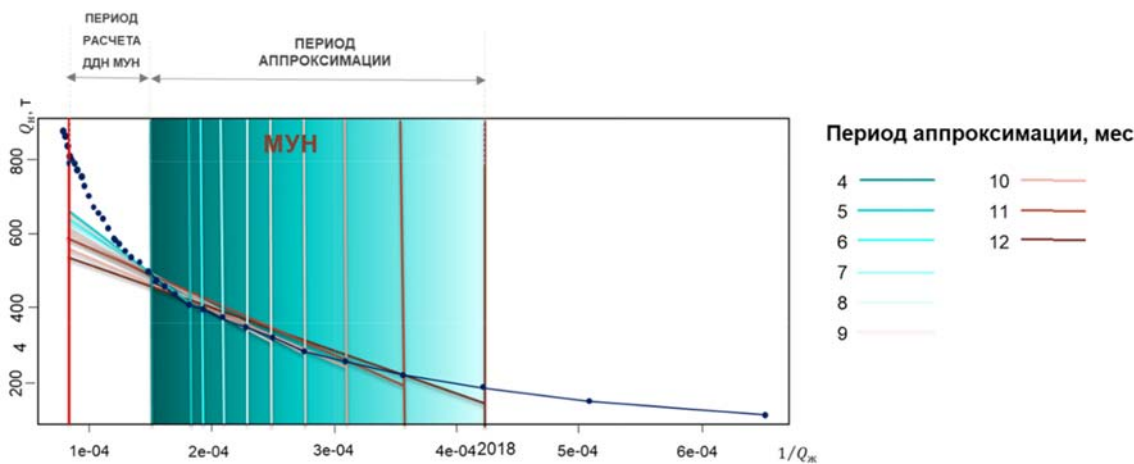


Рис. 3. Тренды ХВ с разными периодами аппроксимации

С учётом проведенного исследования появляются перспективы для создания отдельного специализированного ПО или интеграции в существующие ПО.

* 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».

Литература

1. Мегалов А.Ю., Иванов Е.Н., Кононов Ю.М., Росляк А.Т. (2012). Пути решения проблем выбора и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири. Известия Самарского научного центра Российской Академии наук, 14 (1–8), 2123–2127.
2. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM: монография / С.В. Степанов, А.Д. Бекман, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.
3. Пат. 2801451 Российская Федерация. Способ использования емкостно-резистивной модели для определения влияющих нагнетательных скважин на многопластовых месторождениях / Р.А. Зинюков. – № 2022127869; заявл. 27.10.22; опубл. 08.08.23, Бюл. № 22.
4. Шарафиева В.А., Гафиятуллина А.Х., Калмыков И.М., Егорова В.Н. Методическое руководство по подсчёту эффективности геолого-технических мероприятий по обеспечению добычи нефти. РД 153-39.0-927-15. ПАО «Татнефть», ООО «ТатАСУ». – Альметьевск. – 2015. – 29 с.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОТЕРМОХРОНОЛОГИИ ПРИ ПОИСКЕ И ПРОГНОЗЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Куликова, П.Д. Котлер¹, Д.К. Нурғалиев²

¹ИГНГТ КФУ, г. Казань, Ak_Cool@mail.ru, pkotler@yandex.ru

²К(П)ФУ, Казань, danis.nourgaliev@kpfu.ru

MODERN METHODS OF GEOTHERMOCHRONOLOGY IN SEARCHING AND FORECASTING HYDROCARBON RESERVES

A.V. Kulikova, P.D. Kotler, D.K. Nurgaliev

¹IGPT KFU, Kazan, Ak_Cool@mail.ru, pkotler@yandex.ru

²KFU, Kazan, danis.nourgaliev@kpfu.ru

Аннотация. В данном сообщении подробно рассмотрены некоторые из многочисленных современных методов геотермохронологии, такие как U-Pb, датирование цирконов и карбонатов, трековое датирование апатитов, которые позволяют получить значительный объём информации, касающейся как фундаментальных процессов, так и находящей своё применение в области поиска и прогнозирования месторождений углеводородного сырья.

Ключевые слова: геотермохронология, осадочные бассейн, U-Pb датирование, трековое датирование.

Annotation. In this article we discuss in detail modern methods of geothermochronology, such as U-Pb dating of zircons and carbonates, apatites fission track dating. The methods make it possible to obtain significant information that concerns both fundamental processes and the field of searching and forecasting hydrocarbon deposits.

Key words: geothermochronology, sedimentary basin, U-Pb dating, fission track dating.

Геотермохронология – это метод определения изменения температурного режима пород во времени. В основе этого метода лежит факт, что разные изотопные системы, которые исследуются при определении возраста минерала имеют различную температуру закрытия системы. Другими словами, если применить несколько методов датирования к одной породе, мы получим различные оценки возраста, которые будут соответствовать времени прохождения того или иного температурного порога при остывании этой породы. Развитие аналитического оборудования и прецизионных методик геотермохронологических исследований открыло новые возможности для изучения осадочных бассейнов. В данном сообщении мы рассмотрим ряд методов, которые позволяют получить значительный объём информации, касающейся как фундаментальных процессов, так и находящей своё применение в области поиска и прогнозирования месторождений углеводородного сырья.

Современные методы изотопного датирования позволяют охватить температурный диапазон от 40 до 900°C и, соответственно, оценить, в какое время в геологическом прошлом исследуемая порода подвергалась нагреву, либо остыванию (рис. 1). Все изотопные геохронометры можно условно разделить на высоко-, средне- и низкотемпературные. Высокотемпературные методы, такие как U-Pb датирование циркона, монацита, титанита, имеющих температуры закрытия от 600 до 900°C, чаще всего отражают время формирования магматических тел или процессы высоких степеней метаморфизма. Среднетемпературные методы датирования минералов с температурами закрытия 300–600°C, такие как Ar-Ar датирование слюда и амфиболов, U-Pb датирование апатита, как правило соответствуют температурам становления и остывания магматических тел, высокотемпературным гидротермальным процессам и метаморфизму умеренных степеней. Применение низкотемпературных геохронометров с температурами закрытия ниже 300°C, позволяют зафиксировать различные умеренно- и низкотемпературные гидротермальные и метасоматические процессы, а также время подъёма и выхода на поверхность тех или иных геологических тел. Примерами таких методов являются U-Th/He и трековое датирование.

Развитие геохронологических методов и применение термохронологического подхода в последние десятиле-

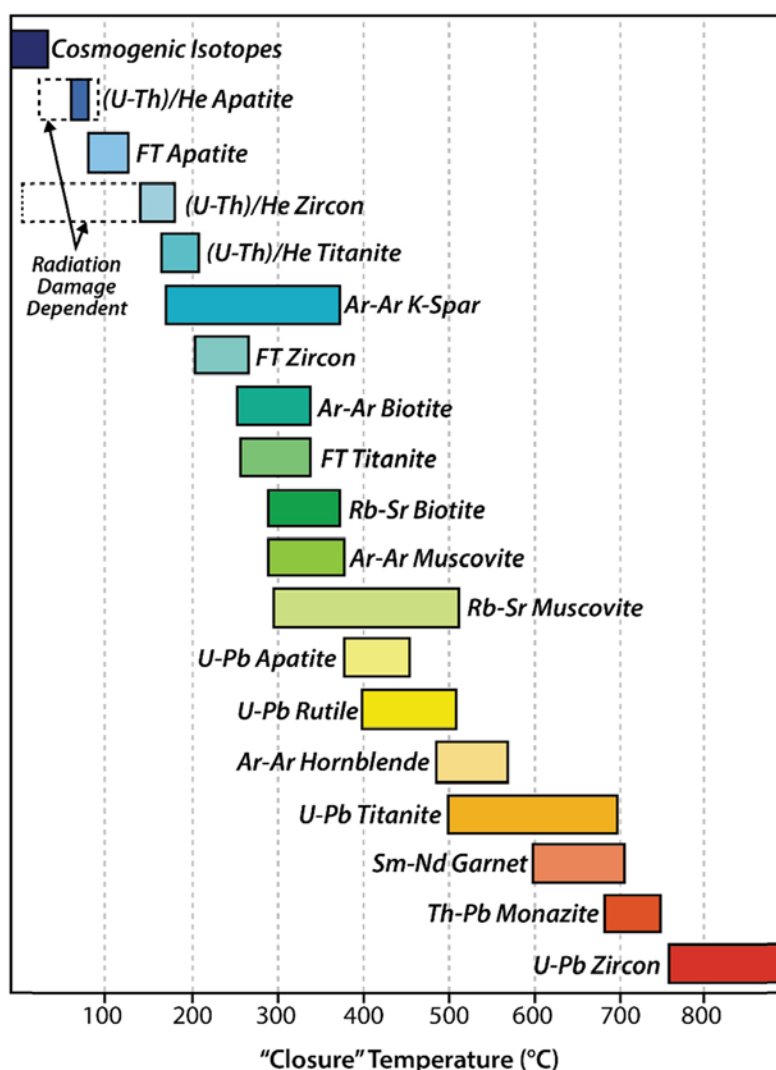


Рис. 1. Список распространённых термохронометров с соответствующими температурами закрытия [4]

тия привело к повсеместному использованию этих методов при изучении осадочных бассейнов. Применяя данный подход, мы можем оценить температуру и продолжительность прогрева осадочных комплексов, оценить возраст осадконакопления толщ и узнать возраст пород в источниках сноса, оценить время и скорости эксгумации пород. В конечном итоге комплекс полученных данных позволяет реконструировать термотектоническую историю осадочных бассейнов, оценить объёмы денудации, а также оценить условия генерации углеводородов.

На сегодняшний день U-Pb метод датирования циркона является наиболее распространённым геохронологическим методом, применяемым при изучении терригенных осадочных пород. В его основе лежит явление радиоактивного распада «материнских» изотопов (^{238}U , ^{235}U , ^{232}Th), в результате чего происходит накопление продуктов их распада – «дочерних» изотопов (^{206}Pb , ^{207}Pb , ^{208}Pb) в минералах-геохронометрах. Данный метод позволяет уверенно установить возраст вулканических и вулканогенно-осадочных пород (например, туфы, дациты, риолиты, туффиты, туфо-песчаники). Анализ «осадочного» (детритового) циркона из терригенных пород (чаще всего песчаников) позволяет установить нижнюю границу осадконакопления, что относится к необходимым сведениям при работе с «немыми» толщами, а также установить возраст пород, в результате разрушения которых, формировался исследуемый песчаник. Анализ U-Pb возрастов единичных обломочных цирконов, полученных методом LA-ICP-MS (лазерная абляция на масс-спектрометре с ионизацией в индуктивно-связанной плазме) из осадочных пород в комплексе с литологическими, геохимическими исследованиями и анализом минералов тяжёлой фракции является мощным инструментом для определения областей сноса терригенного материала и соответственно обоснования палеогеографических и палеогеодинамических реконструкций. Определение состава и источников сноса обломочного материала, из которого образовались породы-коллекторы, является важным этапом в рассмотрении генезиса месторождений нефти и газа. Создание и уточнение моделей эволюции осадочных бассейнов позволяет реконструировать историю формирования нефтенасыщенных толщ, а также снизить риски при поисках углеводородного сырья.

В качестве примера подобного комплексного подхода может служить работа, проведённая авторским коллективом центра Геотермохронологии Казанского федерального университета по породам осадочного чехла Южно-Татарского свода в районе Ромашкинского месторождения [2]. Были проведены исследования состава, литологии, U-Pb возраста детритовых цирконов, а также анализ тяжёлой фракции песчаников из пяти толщ от среднего девона до среднего карбона. По результатам этих работ показано, что породы Фенноскандии, по-видимому, выступали в качестве главной питающей провинции для песчаников среднего, верхнего девона и нижнего карбона. В то время как для терригенных отложений верейского горизонта среднего карбона, вероятно, основным источником сноса детритового материала послужил Уральский ороген.

Метод трекового датирования – метод определения времени остывания минералов, основанный на подсчёте плотности треков осколков спонтанного деления ядер урана (U^{238}), накапливающихся в природных минералах в ходе геологической истории [3]. Главное отличие от «обычных» изотопных методов, где возраст рассчитывается из соотношения родительского и дочернего изотопов, в том, что в трековых методах датирования продукты радиоактивного распада представлены треками – дефектами кристаллической решётки. Данные дефекты возникают в результате разлёта частиц при спонтанном делении ядер урана (U^{238}) и возраст рассчитывается исходя из соотношений содержания урана («материнский изотоп») и плотности треков («дочерний изотоп»). Минералами, наиболее подходящими для трекового датирования, являются апатит и циркон.

Трековые методы датирования относятся к низкотемпературным и, как правило, отражают запись термальных и тектонических событий, которые связаны с процессами денудации и эксгумации, а не с процессами формирования пород или осадконакопления [3]. Ключом в изучении термальных процессов с помощью трековых исследований является понимание кинематики процесса отжига треков. Экспериментальными исследованиями показано, что при повышении температуры трековой стабильности (выше 60°C для апатитов) начинает происходить процесс «залечивания/укорачивания» треков, который называется отжиг. Чем выше температура, которой подвержены изучаемые минералы, тем быстрее происходит отжиг. При температурах выше чем $110\text{--}120^\circ\text{C}$ в геологическом времени треки полностью исчезают в апатитах. Следовательно, длины отдельных треков отображают палеотемпературы, накопленные образцами за различные временные интервалы. Рассмотрение трекового возраста и данных длин вместе, отражает комбинацию времени, за которое треки сохранились, и термальную историю пород за этот временной период [3], то есть зная трековый возраст и распределение длин треков в апатитах, можно понять, как долго и на каких температурах находился наш образец до того момента как вышел на поверхность.

Температура является одним из наиболее важных факторов, влияющих на процессы нефте- и газогенерации, а знание термальной истории того или иного осадочного бассейна необходимо для прогноза его потенциальной нефтегазоносности. Таким образом, при прогнозных и поисковых работах важно знать не только максимум палеотемпературы до которой нагревались осадки, но и изменение температуры во времени. Если максимум палеотемпературы можно оценить по степени зрелости органического вещества (отражающая способность витринита), то изменение палеотемпературы во времени может быть определено только трековыми датировками. Большое количество исследований посвящено изучению апатита, так как температурный интервал зоны частичного отжига треков в апатите ($60\text{--}110^\circ\text{C}$) очень близок температурам, при которых происходит генерация жидких углеводородов («главное нефтяное окно»). Моделирование даёт возможность установить не только максимум палеотемпературы до которой нагревались осадки, но и изменение температуры во времени, а также этапы погружений и воз-

дыманий земной коры рассматриваемого региона, что выражается в виде различных термальных воздействий. Это несёт прикладное значение трекового датирования апатита и позволяет создавать корректные термальные истории осадочных бассейнов, необходимые при поиске и разработке месторождений углеводородного сырья.

Следует отметить, что на данный момент трековое датирование апатита, направленное на изучение нефтегазоносных бассейнов, достаточно широко практикуется за границей (например, месторождения США [9], Австралии [7], Гренландии [6], Японии [10]). В России в последние годы данный метод стал более доступным с появлением альтернативного классическому методу с использованием ядерного реактора метода трекового датирования с количественным измерением содержания урана (U^{238}) в минералах методом LA-ICP-MS. Все больше и больше отечественных научных и производственных организаций начали применять трековый метод при решении вопросов тектоники, эволюции осадочных бассейнов, и, конечно, поиска и разведки углеводородов.

Научным коллективом центра Геотермохронологии Казанского федерального университета были проведены исследования по трековому датированию апатита из пород фундамента Южно-Татарского свода и сопряжённых блоков [1]. Полученные данные свидетельствуют, что максимальный прогрев пород исследуемого региона происходил в средне-позднепермское время. Начиная с поздней перми породы находятся в относительной стабильности. В неоген-четвертичное время для положительной тектонической структуры Южно-Татарского свода наблюдается резкое охлаждение пород до современных отметок, тогда как для гранитогнейсов кристаллического фундамента Камско-Бельского и Серноводско-Абдулинского авлакогенов в этот же период наблюдается увеличение температур до 80-110°C. По-видимому, в это время произошла реактивация территории с формированием купольной структуры и соответственно денудацией осадочного чехла Южно-Татарского свода. Эти данные могут свидетельствовать, о том, что Ромашкинское месторождение формировалось в неотектонический период и является достаточно молодым месторождением.

Для карбонатных пород в отличие от терригенных пород не характерно наличие таких минералов как апатит и циркон, поэтому для реконструкции термальных историй осадочных бассейнов с широким развитием карбонатов применяют несколько отличный комплекс методов. Для выделения различных генераций карбонатных пород, которые сформировались на разных стадиях может проводиться катодоллюминесцентная, электронная и оптическая микроскопия. Определение условий формирования каждой выделенной генерации возможно по анализу газово-жидких включений и различных изотопно-геохимических характеристик. По этим данным можно установить температуры формирования тех или иных карбонатов, а также химические характеристики растворов, из которых они образовывались. Датирование различных генераций карбонатов *in situ* возможно провести U-Pb LA-ICP-MS методом [5, 11]. Полученные данные по возрасту различных генераций и условиям их формирования позволяют реконструировать историю развития карбонатного бассейна с детальной температурной и временной привязкой.

Ярким примером использования подобного комплекса методов являются работы по реконструкции развития Парижского бассейна [8]. Проведённые исследования позволили выделить шесть различных генераций карбонатных пород, изотопно-геохимические исследования которых показали, что их формирование происходило в температурном диапазоне от 30 до 90°C. Время формирования различных генераций согласно U-Pb датированию карбонатов *in situ* – от поздней юры до палеогена. Сопоставление всех данных позволило реконструировать термальную историю Парижского бассейна от момента осадконакопления 160 млн лет назад до современных дней.

Следует отметить, комплексное исследование карбонатных пород в данный момент активно развивается в центре Геотермохронологии Казанского федерального университета, где реализованы все перечисленные методы и подходы.

** 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. Куликова А.В., Нургалеев Д.К., Красильников П.А., Буслов М.М., Семенова Д.В., Миннебаев К.Р., Котлер П.Д., Саегалева Я.Я. Термотектоническая эволюция Южно-Татарского свода и прилегающих территорий по данным трекового анализа апатита из пород кристаллического фундамента. Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2024. Материалы LV Тектонического совещания. – Т. 2. – М.: ГЕОС, 2024. – С. 253–255.
2. Миннебаев К.Р., Куликова А.В., Семенова Д.В., Котлер П.Д., Силантьев В.В. Состав и источники сноса терригенных отложений Южно-Татарского свода (Республика Татарстан). Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2024. Материалы LV Тектонического совещания. – Т. 2. – М.: ГЕОС, 2024. – С. 28–32.

3. Соловьев А.В. Изучение тектонических процессов в областях конвергенции литосферных плит: методы трекового датирования и структурного анализа. – М.: Наука. Тр. ГИН РАН. – Вып. 577. – 2008. – 319 с.
4. Carlson, R.W. (2021). Absolute age determinations: radiometric. In Encyclopedia of Solid Earth Geophysics (pp. 1–8). Cham: Springer International Publishing.
5. Drost, K., Chew, D., Petrus, J.A., Scholze, F., Woodhead, J.D., Schneider, J.W., & Harper, D.A. (2018). An image mapping approach to U-Pb LA-ICP-MS carbonate dating and applications to direct dating of carbonate sedimentation. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 19(12), 4631–4648.
6. Hansen, K., Bergman, S.C., & Henk, B. (2001). The Jameson Land basin (east Greenland): a fission track study of the tectonic and thermal evolution in the Cenozoic North Atlantic spreading regime. *Tectonophysics*, 331(3), 307–339.
7. Kamp P.J.J., Green P.F. (1990). Thermal and Tectonic history of selected Taranaki Basin (New Zealand) Wells assessed by apatite fission track analysis. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 74, N 9, pp. 1401–1419.
8. Mangenot, X., Gasparrini, M., Gerdes, A., Bonifacie, M., & Rouchon, V. (2018). An emerging thermochronometer for carbonate-bearing rocks: $\Delta 47/(U-Pb)$. *Geology*, 46(12), 1067-1070.
9. Naeser N.D., Naeser C.W., McCulloh T.H. (1990). Thermal history of rocks in Southern San Joaquin Valley, California: evidence from fission-track analysis. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 74, N 1, pp. 13–29.
10. Nakajima, T., Iwano, H., Danhara, T., Hirata, T., Asahina, K., Takahashi, K. U., Hanamura, Y. (2023). U–Pb and fission-track dating of Miocene hydrocarbon source rocks in the Akita Basin, Northeast Japan, and implications for the timing of paleoceanographic changes in the sea of Japan. *Island Arc*, 32(1), e12490.
11. Roberts, N. M., Drost, K., Horstwood, M. S., Condon, D. J., Chew, D., Drake, H., Milodowski, A. E., McLean N. M., Smye A. J., Walker R. J., Haslam R., Hodson K., Imber J., Beaudoin, N. (2020). LA-ICP-MS U-Pb carbonate geochronology: strategies, progress, and application to fracture-fill calcite. *Geochronology Discussion*.

ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОГО ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

И.Р. Гарайшин, Д.А. Полушина, А.И. Саттаров¹, Н.Н. Белоусова²

¹ООО «ТНГ-АлГИС», г. Альметьевск, GaraishinIR@tatneft.tatar, PolushinaDA@tatneft.tatar,
SattarovAI@tatneft.tatar

²Институт ТамНИПИнефть, Бугульма, Belousova-NN@tatnipi.ru

POSSIBILITIES OF A MODERN HIGH-TECH COMPLEX FOR GEOPHYSICAL WELL SURVEYS

I.R. Garayshin, D.A. Polushina, A.I. Sattarov¹, N.N. Belousova²

¹TNG-ALGIS, Almetyevsk, GaraishinIR@tatneft.tatar, PolushinaDA@tatneft.tatar,
SattarovAI@tatneft.tatar

²Institute TatNIPIneft, Bugulma, Belousova-NN@tatnipi.ru

Аннотация. В статье рассмотрены возможности высокотехнологичного комплекса геофизических исследований скважин, состоящего из электрического микросканирования, кросс-дипольного акустического каротажа и ядерно-магнитного каротажа в сильном поле, при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений.

Ключевые слова: анизотропия, трещиноватость, удельное электрическое сопротивление, структурный наклон, фильтрационно-ёмкостные свойства, структура порового пространства, насыщение.

Annotation. The article discusses the possibilities of a high-tech complex of well logging, consisting of investigations such as electrical micro-conductivity imager, cross-dipole acoustic logging and high-field magnetic resonance logging, in the development of oil and gas fields.

Key words: anisotrop, fracturing, electrical resistivity, structural inclination, filtration-capacitive properties, structure of pore space, saturation

В современной скважинной геофизике такие исследования, как электрическое микросканирование, кросс-дипольный акустический каротаж, ядерно-магнитный каротаж в сильном поле, а также импульсная нейтрон-гамма спектрометрия высокого разрешения, испытатели пластов уже не называют новыми и активно применяют при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Данные методы обладают высокой эффективностью и хорошо зарекомендовали себя при решении сложных геолого-геофизических задач. Компании, разработчики современных технологий каротажа, постоянно совершенствуют аппаратуру, программное обеспечение, методики обработки. Поэтому, так называемые «хай-теки» привносят всё новые возможности при исследовании месторождений нефти и газа.

В 2023 году компания ООО «ТНГ-АлГИС» расширила комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) высокотехнологичными методами. Высокотехнологичная аппаратура представлена электрическими микросканерами MCI (micro conductivity imager), приборами кросс-дипольного акустического каротажа MPAL (multi-pole

array acoustic logging tool), прибором ядерно-магнитного каротажа в сильном поле MRT (multi-frequency magnetic resonance tool) компании China National Logging Corporation и прибором ядерно-магнитного каротажа в сильном поле ЯМТК компании ООО «Нефтегазгеофизика».

Кросс-дипольный акустический каротаж позволяет получить поперечную волну в двух ортогональных направлениях, что даёт возможность изучать анизотропию горных пород и выделять трещиноватые участки. Данный метод решает следующие задачи:

1. Расчёт интервальных времён и затуханий продольной, поперечной и Стоунли волн;
2. Определение акустической анизотропии горных пород;
3. Расчёт механических характеристик горных пород;
4. Определение пористости, литологии и проницаемости;
5. В карбонатном разрезе – повысить информативность стандартного комплекса при выделении коллекторов и снизить риски пропуска проницаемых интервалов;
6. В терригенном разрезе – идентифицировать тонкослоистый разрез, что значительно влияет на оценку эффективной мощности и на вертикальную проницаемость;
7. Спрогнозировать направление развития трещин при гидроразрыве пласта (ГРП), определить их высоту и азимут.

Результаты интерпретации данных кросс-дипольного акустического каротажа являются входными данными для построения геомеханической модели в целях оптимизации конструкции скважины, для расчёта предварительного дизайна ГРП и построении адаптированного дизайна трещины после проведения ГРП с последующей оценкой трещинной проводимости. Ориентированная перфорация (согласно вектору горизонтального напряжения) позволяет улучшить проводимость создаваемой трещины за счёт увеличения её ширины. А также данные кросс-дипольной акустики могут быть использованы для привязки сейсмических отражений.

Пример результатов интерпретации данных MPAL представлен на рис. 1.

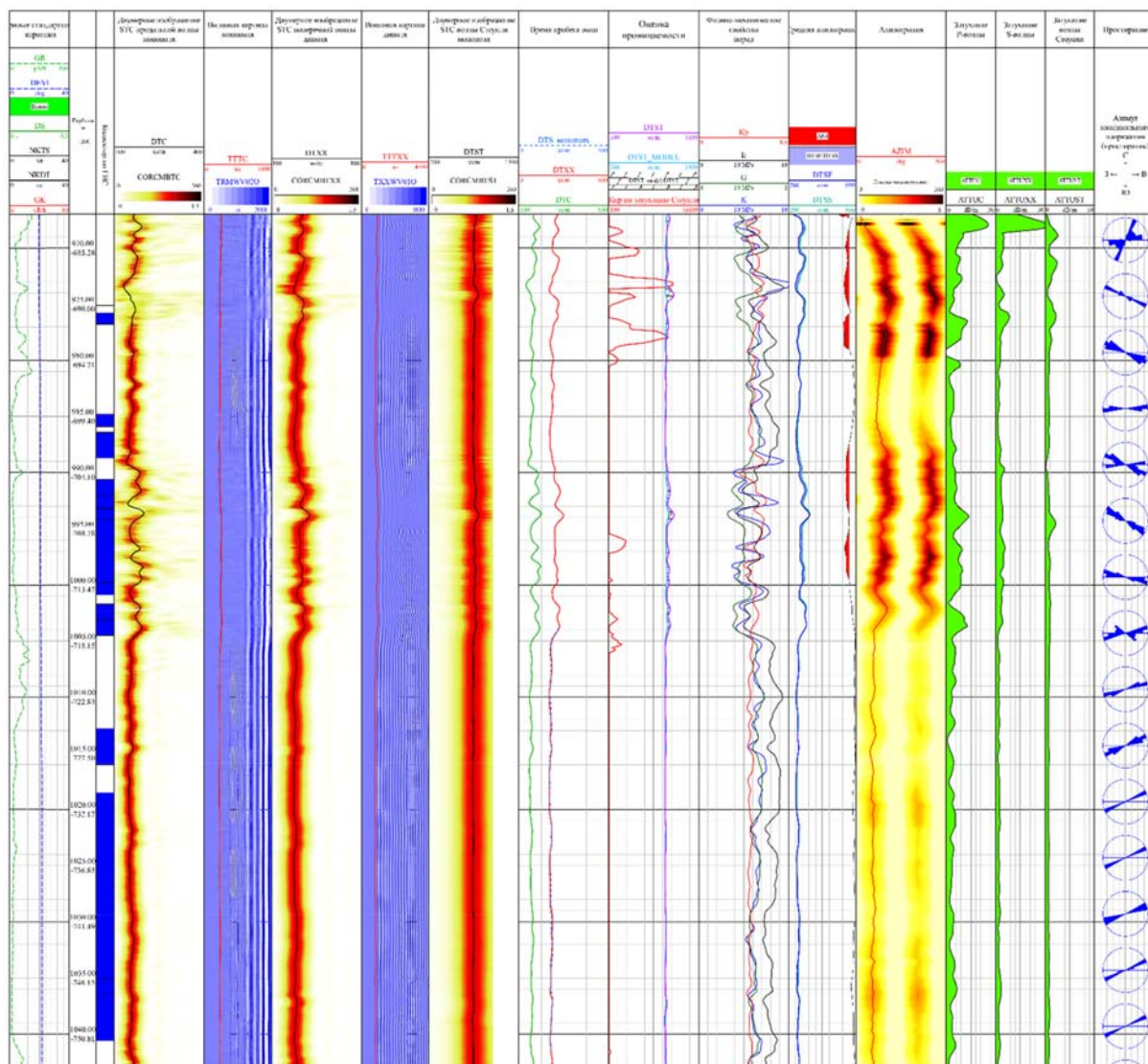


Рис. 1. Пример результатов интерпретации данных кросс-дипольного акустического каротажа MPAL

Современные приборы кросс-дипольного акустического каротажа MPAL способны зарегистрировать интервальное время поперечной волны до 3000 мкс/м, что обеспечивается особенностью частотного режима дипольного источника. Дипольный источник, работающий на низких частотах, позволяет более стабильно проследить поперечную волну в средне- и низкоскоростном разрезе. Достоверное прослеживание поперечной волны даёт возможность корректно производить расчёты синтетической волны Стоунли для оценки проницаемости (рис. 1, трек 10, кривые DTST и DTST_MODEL), а также нормировать интервальные времена продольной и поперечной волны для выделения газонасыщенных интервалов.

На рис. 2 приводятся результаты исследования терригенных газоносных отложений ачимовской свиты Западной Сибири. Как видно из рисунка в интервалах с повышенными газопоказаниями (рис. 2, трек 6) наблюдается расхождение нормированных интервальных времен продольной и поперечной волны (рис. 2, трек 7). Чем больше расхождение нормированных кривых, тем более высокие газопоказания наблюдаются в этих интервалах. Теоретически и экспериментально доказано, что скорость продольных волн (V_p) в водо-, нефте- и газонасыщенных породах-коллекторах составляет следующий ряд: $V_p(вп) > V_p(нп) > V_p(гп)$, а скорость поперечных волн (V_s) изменяется в обратном порядке: $V_s(вп) < V_s(нп) < V_s(гп)$. Следовательно, переход от водо- к нефте- и газонасыщенным частям пласта сопровождается инверсией скоростей продольных и поперечных волн [1].

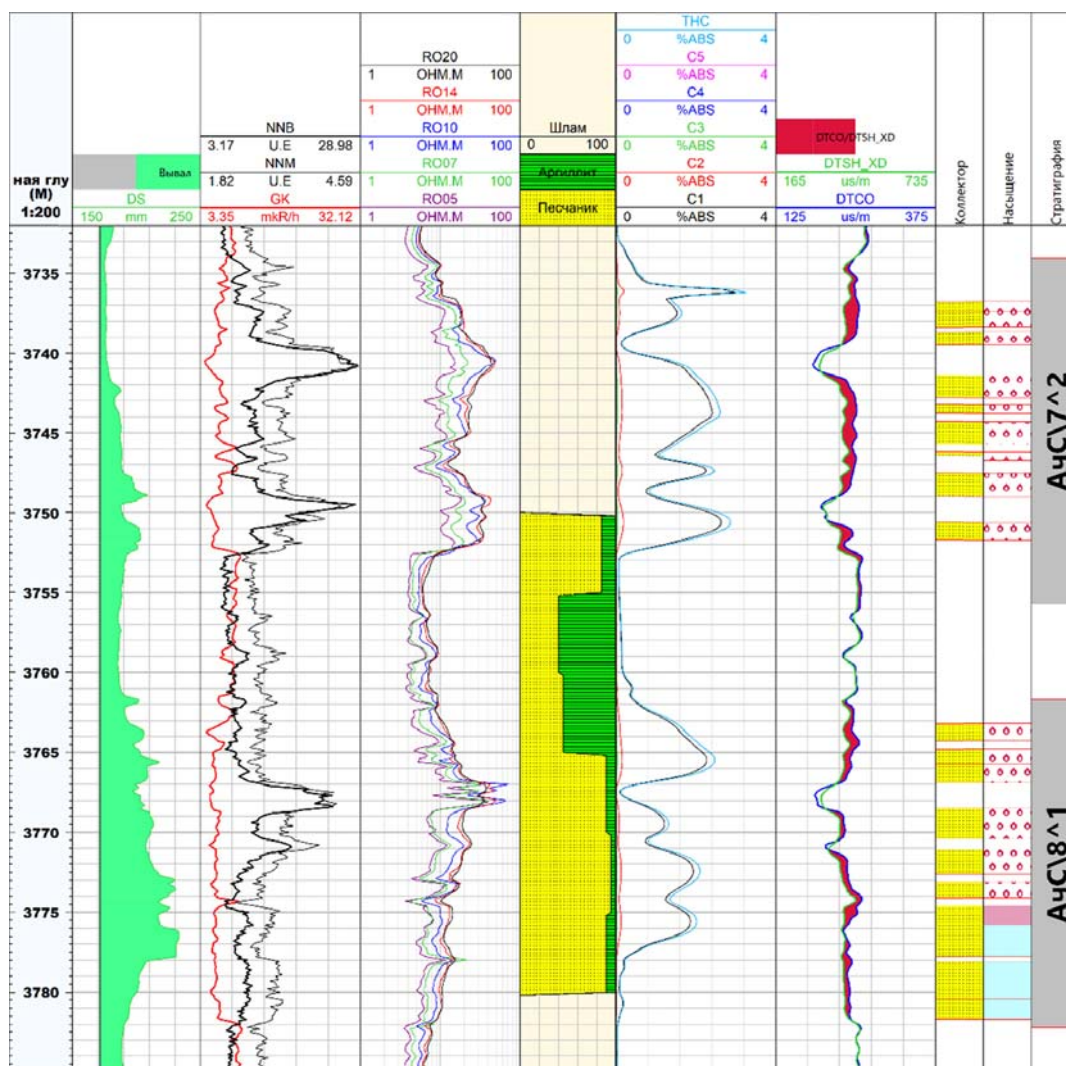


Рис. 2. Выделение газонасыщенных пластов по данным кросс-дипольного акустического каротажа в сопоставлении с результатами исследований газового каротажа и стандартного комплекса ГИС в терригенном разрезе

Современная программа обработки данных MPAL (программа LEAD4.0) включает в себя возможность расчёта проницаемости пласта путем анализа волны Стоунли (рис. 1, трек 10, красная кривая $K_{пр}$ по затуханию Стоунли). Суть методики состоит в сопоставлении волновой картины, полученной при каротаже и смоделированной волновой картины. В основе моделирования лежит теория Био для моделирования пористой породы [2]. Увеличение проницаемости и, следовательно, подвижность порового флюида приводит к увеличению затухания и дисперсии волны Стоунли, и чем ниже частота, тем выше затухание и дисперсия [3]. Современные широкополосные акустические приборы, в том числе MPAL, способны получать волну Стоунли на частотах 1кГц и ниже, что способствует получению достоверных результатов при работе с волной Стоунли.

Одной из основных задач, решаемых при помощи кросс-дипольного акустического каротажа, является анализ анизотропии горных пород (различие свойств горных пород по разным направлениям). Стандартным результатом анализа анизотропии является коэффициент и азимут анизотропии. Существует современная методика оценки причины анизотропии по характеру дисперсии дипольных волн. Она позволяет отличить анизотропию, связанную с трещиноватостью (либо наклонным залеганием пластов относительно стенки скважины) от анизотропии, связанной с горизонтальным напряжением горных пород. Карты дисперсии позволяют визуализировать достоверность результатов. На рис. 3–5 представлены примеры анализа кривых дисперсии кросс-диполей MPAL.

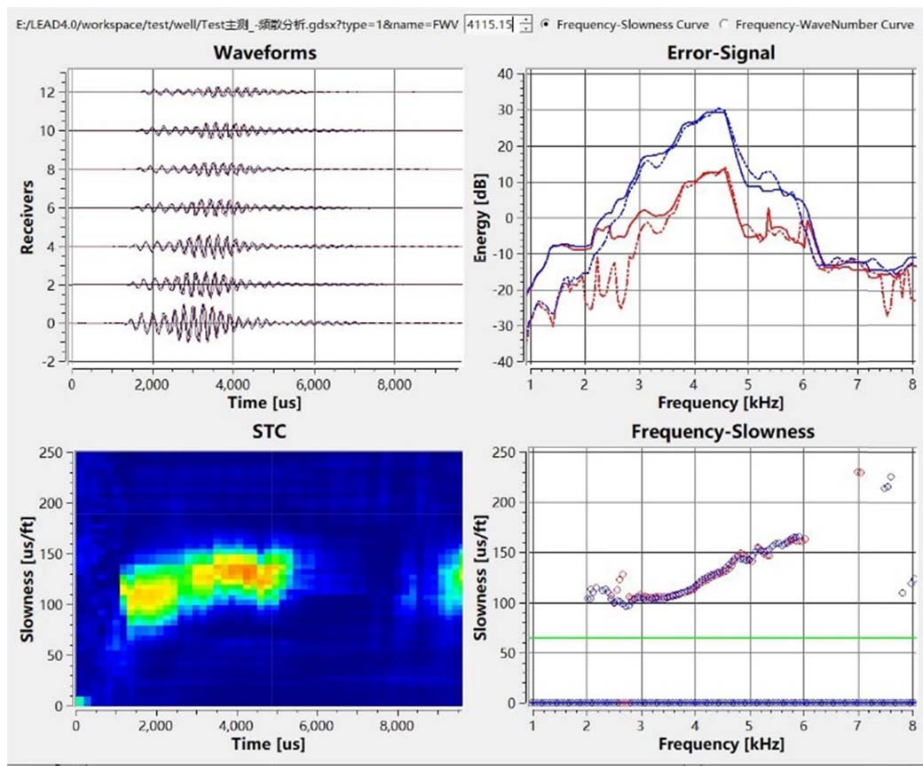


Рис. 3. Пример отсутствия анизотропии (нижний правый график – кривые накладываются)

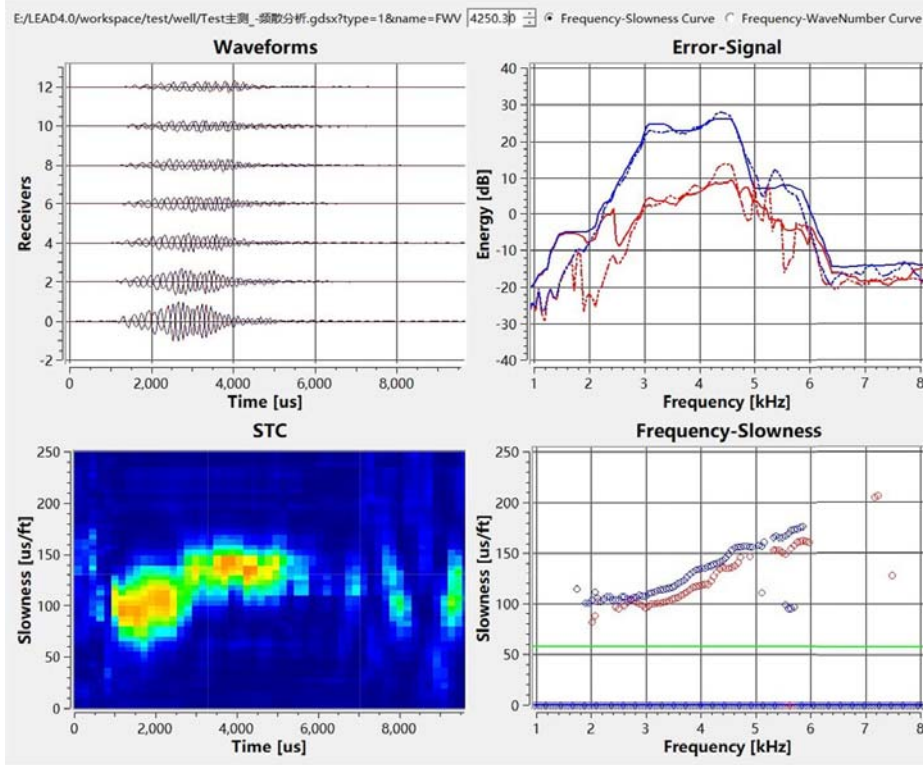


Рис. 4. Пример анизотропии, связанной с трещиноватостью, либо наклонным залеганием пород относительно стенки скважины (нижний правый график – кривые не пересекаются)

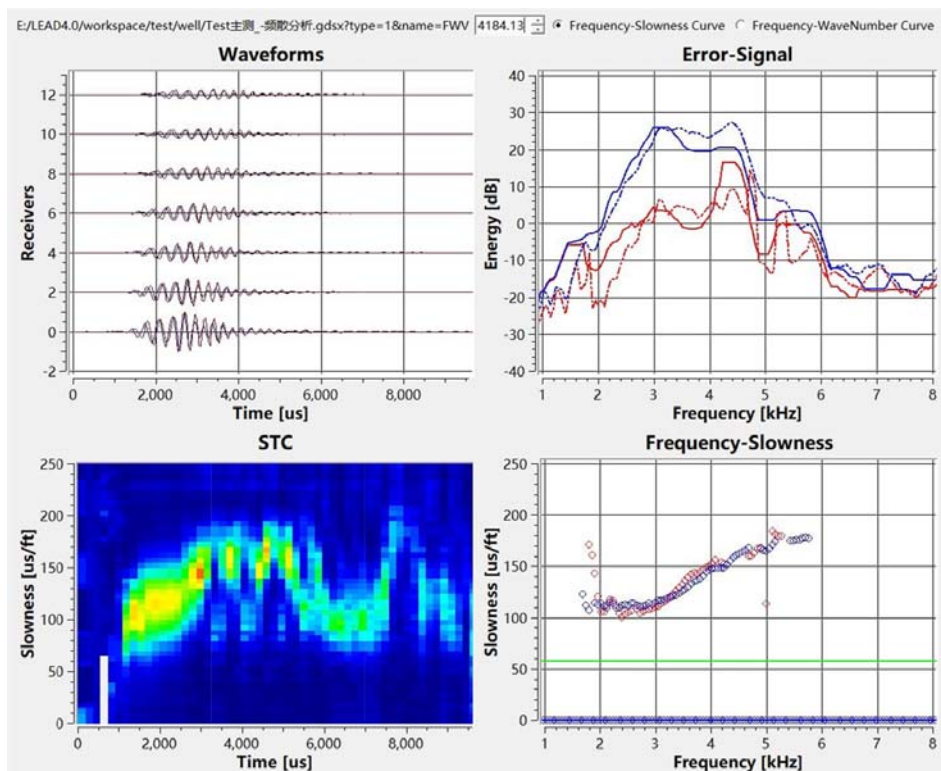


Рис. 5. Пример анизотропии, связанной с горизонтальным напряжением горных пород (нижний правый график – кривые пересекаются)

Новой технологией является возможность работы прибора MPAL в режиме дальнего зондирования для выделения трещин в разрезе. Из волновых пакетов кросс-диполей, полученных в режиме дальнего зондирования, извлекается информация о слабой отражённой волне. При обработке данных производится подавление прямой волны, извлечение отражённой волны, суммирование сигнала, что даёт изображение трещин, разломов и прочих скрытых геологических структур.

Основной проблемой кросс-дипольной акустики является децентрация прибора в сильно наклонных и горизонтальных скважинах, что сильно снижает качество дипольных волн. Оснащение подобной аппаратуры более прочными центраторами позволит решить данную проблему.

Электрическое микросканирование позволяет получить изображение стенки скважины (электрический имидж) посредством измерения удельного электрического сопротивления пород с разрешением 5 мм. Современные электрические микросканы MCI расширили свой диапазон измерения удельного сопротивления пород (0,2–20000 Омм).

На электрическом имидже отображаются границы напластований, трещины, текстурные неоднородности пород. Данный метод решает следующие задачи:

1. Структурный анализ – определение основных геологических особенностей разреза, структурного наклона горных пород, выявление структурных несогласий, тектонических нарушений и их классификация;
2. Анализ трещиноватости (в карбонатном разрезе) – выделение и классификация трещин, определение элементов залегания трещин, подсчёт раскрытости, плотности и трещинной пористости;
3. Седиментологический анализ – определение текстурных неоднородностей;
4. Электрофациальный анализ – разделение коллекторов по типам пустотного пространства;
5. Определение вторичной пористости;
6. Анализ механических свойств ствола скважины – обнаружение на имиджах вывалов стенок скважины и техногенных трещин, определение направления максимального и минимального горизонтальных напряжений;
7. Оценка эффективных толщин в условиях тонкослоистого разреза;
8. Калибровка керна и изображений, привязка по керну, ориентация керна.

Пример результатов интерпретации данных MCI представлен на рис. 6.

Результаты интерпретации данных электрического микросканирования – это необходимая информация для построения трёхмерной геологической модели залежи, включая построение структурного каркаса залежи, детальное расчленение разреза на литотипы и петрофизическое моделирование. Как итог – более точный подсчёт запасов углеводородов. Результаты оценки напряжений – это входные данные для построения геомеханической модели в целях оптимизации конструкции сквадины.

Электрический имидж и данные высокоточного каверномера (в случае MCI – это трёхосный каверномер)

используют при выборе точек для проведения испытаний пластов. Важно учитывать зоны трещиноватости и кавернозности стенки скважины, так как при гидродинамических исследованиях пласта и отборе проб должны быть герметично установлены пакеры.

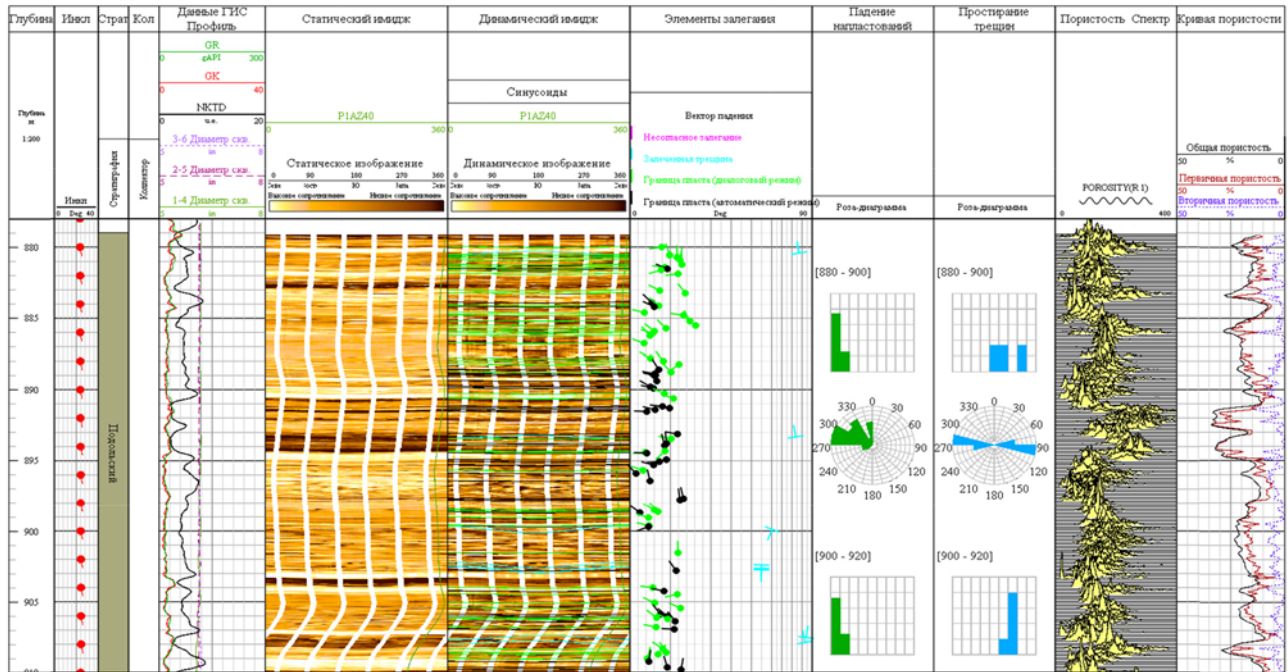


Рис. 6. Пример результатов интерпретации данных электрического микросканера MCI

Имеется возможность записи в одной сборке приборами MPAL и MCI, что значительно экономит время скважинных работ. Совместный анализ данных MPAL и MCI проводится при оценке причины акустической анизотропии и уточнении направления трещиноватости/максимального горизонтального напряжения пород (рис. 7). На рис. 7 представлены примеры обработки данных MPAL и MCI в карбонатных отложениях фаменского яруса. В данном примере анизотропия акустических свойств на глубине 1277–1284 м, выявленная по данным MPAL (рис. 7 слева), обусловлена главным образом наличием субвертикальной трещиноватости пород, так как на имидже MCI – естественные трещины, в том числе, усиленные бурением (рис. 7 справа). В результате совместного анализа данных кросс-дипольной акустики и электрического микроимиджера, направление анизотропии и простирание трещин в интервале исследования определено как Северо-Запад – Юго-Восток.

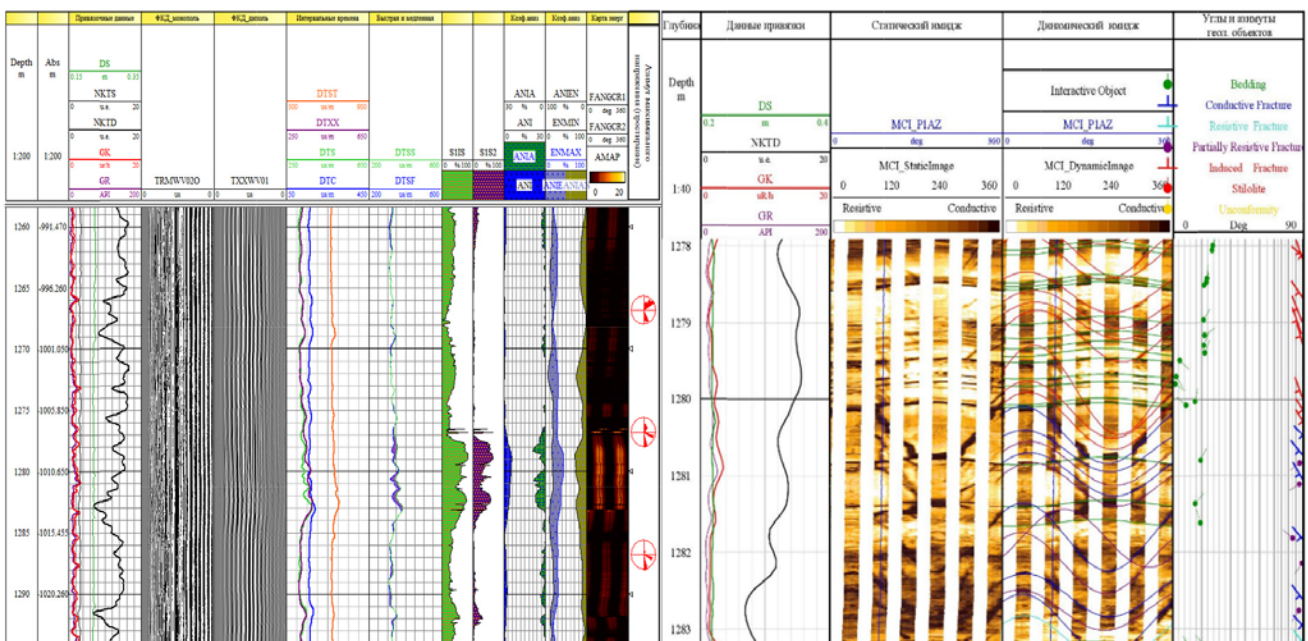


Рис. 7. Пример совместного анализа данных MPAL (слева) и MCI (справа)

Ядерно-магнитный каротаж в сильном поле регистрирует релаксацию поляризованных ядер водорода в порах горных пород. В первую очередь – это метод определения фильтрационно-ёмкостных свойств. Данный метод решает следующие задачи:

1. Определение пористости, независимой от литологии разреза;
2. Определение перспективных интервалов по наличию свободного флюида в регистрируемом сигнале;
3. Оценка структуры порового пространства или свойств флюида по анализу спектров распределения времен релаксации;
4. Оценка типа флюида, насыщающего поровое пространство;
5. Литолого-фациальный анализ и структура порового пространства на основе структурного анализа (размер и распределение пор).

В результате интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа в сильном поле уточняются границы пластов-коллекторов и самое востребованное – насыщение. В настоящее время существуют различные методики оценки насыщения по данным ядерно-магнитного каротажа, как стационарные, так и непрерывные. Наиболее современные методики позволяют проводить не только качественную оценку насыщения, но и количественную.

По данным MRT тип флюида определяется по 2D-картам: D-T2 (диффузия – поперечная релаксация) и T1-T2 (продольная – поперечная релаксация). MRT осуществляет непрерывную запись D-T2, либо T1-T2 одновременно с основным замером.

Пример результатов интерпретации данных MRT представлен на рис. 8. По описанию керна слой № 1 представлен доломитом пористо-кавернозным, к подошве – с развитой сетью мелких эффективных трещин, нефтенасыщение неравномерное. По данным MRT интервал 876–901 м представлен карбонатами порово-кавернозными: сиренево-оранжевые бины 64–128 мс – первичная пористость, желто-синие бины 1000–3000 мс – каверновая пористость (рис. 8, трек 4 – долевая пористость), с выраженной микро-пористостью (рис. 8, трек 5, кривая PMCL). Анализ 2D карт T1-T2 показал, что насыщение в точке № 1 – нефть и фильтрат бурового раствора (рис. 8, последний трек).

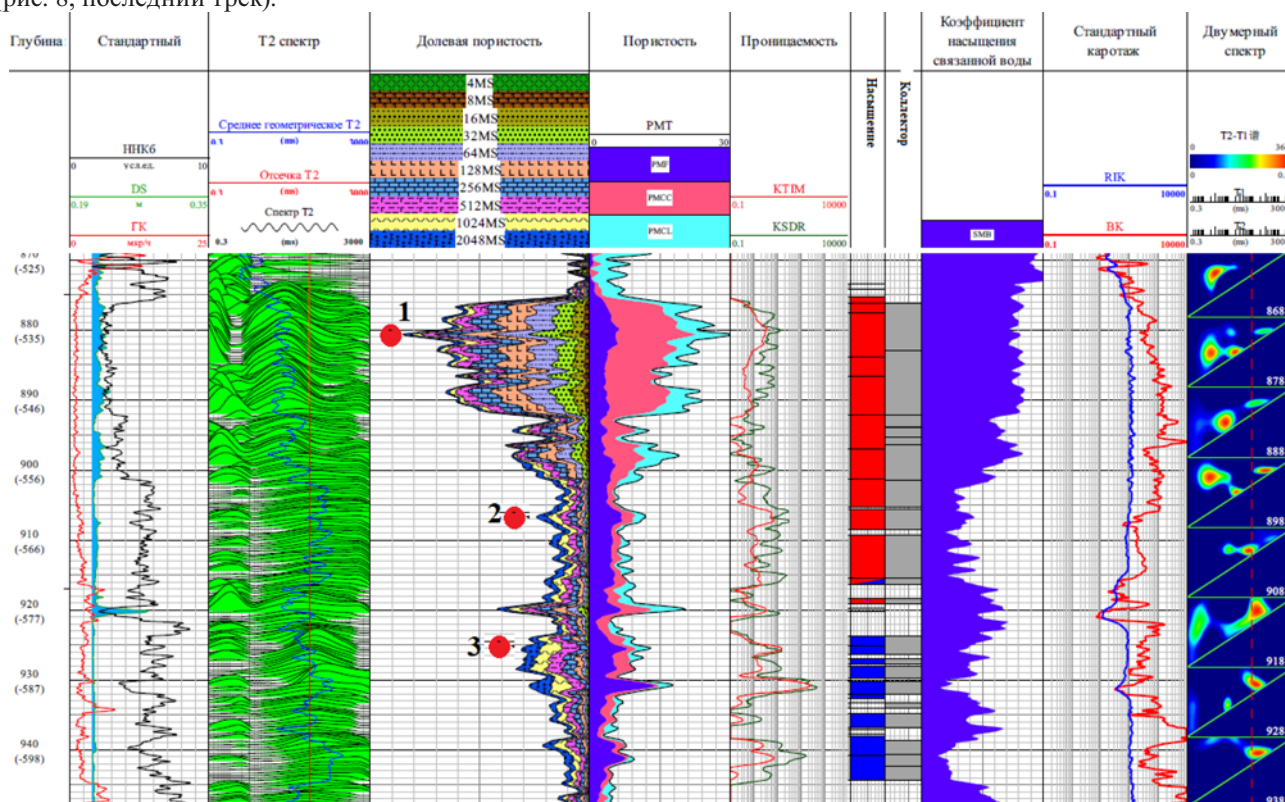


Рис. 8. Пример результатов интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа MRT

Пример результатов интерпретации данных ЯМТК представлен на рис. 9. По данным ЯМТК производится оценка присутствия и величины средних по вязкости фракций остаточной нефти. Для этой цели проводят отдельную спуск-подъёмную операцию с соответствующей настройкой параметров записи. По данным ЯМТК отмечается присутствие остаточных углеводородов в промытой зоне (трек 5, кривая KPNO с коричневой заливкой), что не противоречит заключению стандартного комплекса ГИС (трек 9).

Совместный анализ данных ядерно-магнитного каротажа и электрического микросканера проводится при оценке типа порового пространства и объёма вторичной пористости (рис. 9, трек 8, Kп кав ЯМК и Kп втор MCI) [4].

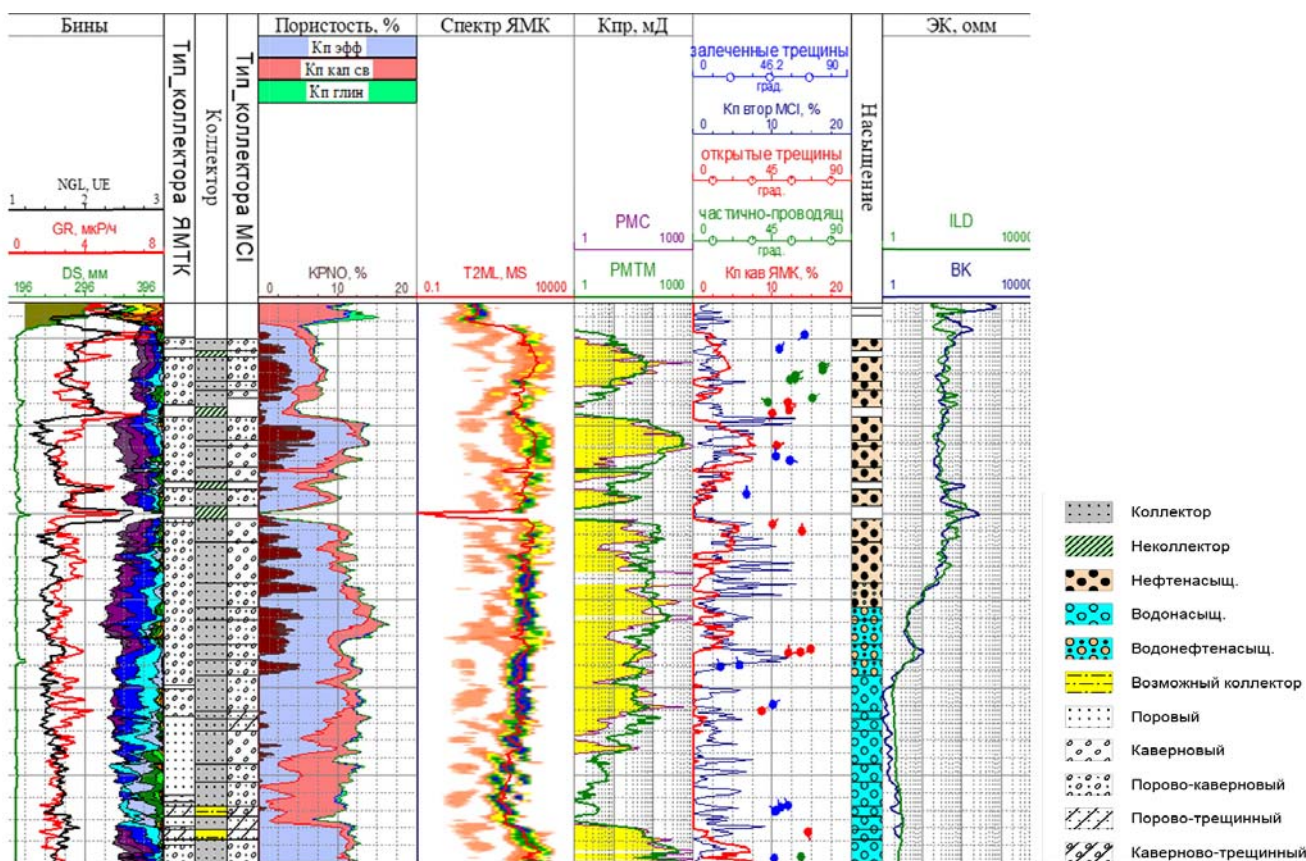


Рис. 9. Определение типа порового пространства и объёма вторичной пористости по данным ЯМТК и МСИ

Литература

1. Кошляк В.А., Султанов Т.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой геофизики. – М.: Недра, 1986.
2. Biot, M.A. 1962 Mechanics of deformation and acoustic wave propagation in porous media. Journal of Applied Physics, v. 33, p. 1482–1498.
3. Tang, X.M., C.H. Cheng and M.N. Toksoz 1991 Dynamic permeability and borehole Stoneley waves: A simplified Biot-Rosenbaum model. Journal of the Acoustical Society of America, v. 90, p. 1632–1646.
4. Джеббар Туаб, Эрл Ч. Доналдсон, «Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов». – М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2009 г.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Е.В. Молькова, А.Н. Козлов, В.А. Судаков, Д.В. Давыдов
ФГАОУ ВО «К(И)ФУ», Казань

METHODOLOGY FOR PREDICTING THE EFFECTIVENESS OF WELL INTERVENTIONS USING MACHINE LEARNING

E.V. Molkova, A.N. Kozlov, V.A. Sudakov, D.V. Davydov
Kazan Federal University, Kazan, molkovaelizaveta@mail.ru, ankozlov.oil@gmail.com, sudakovav@gmail.com, davydovdmirij1@gmail.com

Аннотация. В данной работе исследован статистический метод машинного обучения, основанный на линейной регрессии в целях прогнозирования дебита нефти после геолого-технических мероприятий (ГТМ). Авторы провели сбор, обработку данных, выбрали оптимальные параметры для обучения модели, создали несколько вариантов моделей, оценили их качество и протестировали лучшую модель на реальных данных с использованием слепого тестирования.

Ключевые слова: машинное обучение, геолого-технические мероприятия, прогнозирование дебита нефти, регрессионная модель.

Annotation. In this article, a statistical method of machine learning based on linear regression is studied in order to predict the oil production rate after well interventions. The authors collected and processed data, selected the optimal parameters for model training, created several model options, evaluated their quality, and tested the best model on real data using blind testing.

Key words: machine learning, well interventions, oil production rate prediction, regression model.

Введение

Оптимизация разработки нефтяных месторождений является ключевой задачей для нефтяных компаний. С увеличением количества скважин растёт объём работы для специалистов, которые должны проанализировать каждую скважину, чтобы выбрать наиболее подходящие кандидаты для геолого-технических мероприятий (ГТМ). Такой анализ требует значительных временных и трудовых затрат. Поэтому необходим альтернативный метод, который оптимизирует и ускоряет процесс отбора скважин для проведения ГТМ. Существует множество методов прогнозирования добычи нефтяных скважин, такие как анализ кривой падения (DCA), материальный баланс (гидродинамическое моделирование). При этом они имеют свои ограничения, особенно в условиях сильной изменчивости свойств породы. Исследования показывают, что комбинация статистического и математического подходов может значительно повысить надёжность прогнозов для проектных геолого-технических мероприятий. В связи с этим возникает потребность в разработке нового подхода, который бы позволил с высокой степенью точности и минимальными временными затратами увеличить эффективность ГТМ, опираясь на геолого-физические характеристики и исторические данные по скважинам. Этим подходом может стать машинное обучение, которое уже зарекомендовало себя в области информационных технологий, где находят ему применение в решении различного рода задач. Использование машинного обучения в нефтегазовых компаниях способствует ускорению обработки информации и принятию обоснованных управленческих решений, что в конечном итоге сокращает время работы специалистов и повышает эффективность работы.

Методика

В рамках данной работы была разработана методика прогнозирования дебита нефти после проведения геолого-технических мероприятий на основе машинного обучения. В качестве модели обучения был выбран регрессионный анализ. Для реализации обучения необходимо было решить такие поэтапные задачи, как: анализ, сбор, предобработка исходных данных, разработка методики оценки эффективности плановых геолого-технических мероприятий на добывающих скважинах, выбор оптимального набора входных параметров для обучения модели, оценка влияния каждого параметра на выходной результат, проверка метода на реальных данных и оценка машинного обучения.

Данные были собраны по объекту Юго-Восточной части Татарстана по двум часто встречаемым видам ГТМ: гидроразрыв пласта (ГРП) и форсированный отбор жидкости (ФОЖ). Для обучения модели потребовалась информация по скважинам, на которых ранее проводились ГТМ (рассматривались после 2000-01-01). Данные содержали в себе эксплуатационные параметры скважин (дебит нефти, дебит жидкости, обводнённость и т. д.), исторические данные, геологические характеристики, фильтрационно-ёмкостные свойства пластов. Процесс состоял из нескольких этапов:

- Очистка данных
- Масштабирование данных
- Уменьшение данных
- Разделение данных.

Очистка данных является важным этапом в процессе подготовки данных. Она включает в себя удаление дубликатов, обработку пропущенных значений и выявление выбросов. Следующим этапом процесса подготовки данных было преобразование данных в формат, пригодный для анализа, включая нормализацию и стандартизацию. Третий этап содержал процесс сокращения данных. Уменьшение количества параметров устраняет шум, сокращает время обучения, упрощает интерпретацию модели и предотвращает переобучение, помогая повысить производительность модели.

В процессе сокращения данных мы получили четыре типа моделей, различались входными параметрами. Сравнение четырех типов моделей показало, что оценка модели № 3 показала наилучшие результаты и для ФОЖ, и для ГРП. Набор параметров для модели № 3 представлен в табл. 1.

Таблица 1

Модель № 3	
1	Средняя пористость
2	Средняя проницаемость
3	Средняя глинистость
4	Средний дебит нефти за 3 месяца до ГТМ
5	Средняя обводненность за 3 месяца до ГТМ
6	Забойное давление
7	Пластовое давление
8	ДДН за последние три месяца
9	Средняя обводненность за последние 3 месяца
10	Средний дебит воды за последние 3 месяца
11	Средняя пористость на соседних скважинах по целевому пласту
12	Средняя проницаемость на соседних скважинах по целевому пласту
13	Средняя глинистость на соседних скважинах по целевому пласту
14	Пластовое давление на момент ГТМ на соседних скважинах
15	Забойное давление на момент ГТМ на соседних скважинах
16	Средняя добыча нефти за последние 3 месяца на соседних скважинах
17	Средний дебит нефти за 3 после предыдущих ГТМ (среднее)
18	Средний дебит воды за 3 после предыдущих ГТМ (среднее)
19	ДДН после предыдущих ГТМ (среднее)

Коэффициент детерминации для ФОЖ составил 0,82. Это указывает на сильную связь между прогнозируемыми и наблюдаемыми значениями (рис. 1).

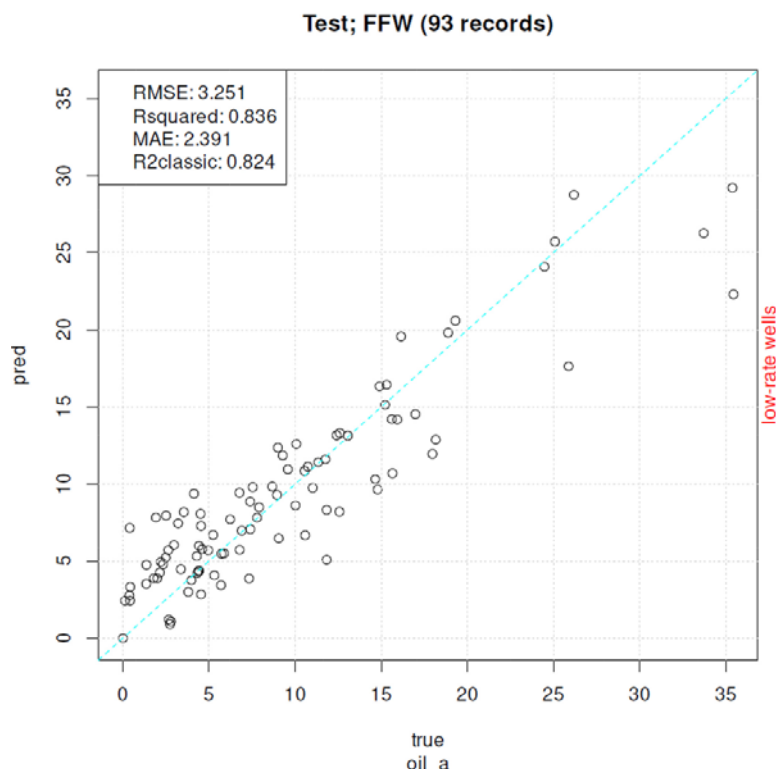


Рис. 1. График взаимосвязи между прогнозируемым и наблюдаемым дебитом нефти для ФОЖ

Коэффициент детерминации для ГРП составил 0,43. Это указывает на умеренную связь между прогнозируемыми и наблюдаемыми значениями.

На основе полученных результатов авторы объясняют причины качества обучения моделей для разных типов ГТМ и продолжают процедуру сокращения данных, где решают разделить выборку на низкодебитные и высокодебитные скважины. Авторы получили результаты, которые показали, что модель для скважин с низкими дебитами обучается лучше.

Так же в процессе работы было выяснено, что в обучении достаточно важен такой параметр, как «Средний дебит нефти до ГТМ». Этот параметр является важным показателем, поскольку отражает недавнюю продуктивность скважины. Высокая значимость (коэффициент корреляции 0,8) этого параметра при обучении модели говорит о том, что недавняя добыча нефти оказывает сильное влияние на прогнозы будущих показателей.

Авторы пришли к выводам, что параметры, связанные с работой как самой скважины, так и окружающих её скважин, имеют большой вес в прогнозах.

В качестве проверки работы модели был проведённый эксперимент по сопоставлению фактических (промысловые данные) и прогнозируемых данных. В результате получили, что, несмотря на ограниченный объём данных, модель показывает приемлемые результаты. Модель имеет тенденцию предсказывать средний дебит нефти. Результаты подтверждают его эффективность, что позволяет рекомендовать его для практического применения в полевых условиях. Однако для более надёжных выводов требуется больше данных.

** 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».*

Литература

1. *Silich, V.A.* Development of a decision-making algorithm for the selection of a geological and technical measure for an oil production in well // *Key Engineering Materials Scientific Journal*. Vol. 685: High Technology: Research and Applications, 2015.
2. *Anifowose F., Labadin J., Abdulraheem A.* Improving the prediction of petroleum reservoir characterization with a stacked generalization ensemble model of support vector machines. 2015 *Applied Soft Computing* 26:483–496.
3. *Muslimov R.Kh.* Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximizing) ORF // «FEN» of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2014. – P. 750–798.
4. *Muslimov R.Kh., Shavaliyev A.M., Khisamov R.B., Yusupov I.G.* «Geology, development and operation of the Romashkinskoye oil field», Volume 2 VNIOENG, Moscow 1995.
5. *Muslimov R.Kh.* Methodical Manual on Design and Evaluation technical and economic efficiency of enhanced oil recovery techniques. Kazan: Feng Publishing House of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2010. 144 p. (in Russian).
6. *Maltsev M.V.* Geological structure of the Romashkinskoye oil field // *Geology of oil and gas*, book, 1957. Available at: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1957/11/Stat/stat08.html> (accessed: 15.04.2024).
7. *Silantyev V.V.* Sedimentation model of the Pashiyen horizon (Devonian terrigenous stratum) of the South Tatar arch of the Volga-Ural oil and gas province // *Georesursy*, 2022. – Т. 24. – № 4. P. 12–39.
8. *Anirbid Sircar, Kriti Yadav, Kamakshi Rayavarapu, Namrata Bist, Hemangi Oza* Application of machine learning and artificial intelligence in oil and gas industry // *Petroleum Research*, Volume 6, Issue 4, p. 379-391.
9. *Aydin, G.*, 2014. Production modeling in the oil and natural gas industry: an application of trend analysis. *Petrol. Sci. Technol.* 32 (5), 555e564.
10. *Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V.* Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm, Perm, Russian Federation Saint-Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation.
11. *Farrak Maurenza, Amega Yasutra, Iswara Lumban Tungkup* Production Forecasting Using Arps Decline Curve Model with The Effect of Artificial Lift Installation // *Scientific contributions oil and gas*, 46 (1) pp., 9–18.
12. *Bolshakov V.N., Korobov V.P.* Geomicrobiology of prospecting and development of oil fields: collection of articles. / Academy of Sciences of the USSR, Urals. Scientific. Center; Sverdlovsk, 1979. – 156 p
13. *Kostikov D.V., Petrov A.N., Lyalin V.E.* Preparation of initial data for the task of interpreting geophysical studies of wells using a multilayer neural network // *Proceedings of the International Symposium «Reliability and Quality»*. – 2007. – Т. 1. – P. 123–128.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.М. Хусайнов., А.Х. Кабировва, О.С. Сотников¹, Н.А. Назимов², Б.Ф. Закиев², А.А. Пименов¹

¹Институт «ТатНИПИнефть», г. Альметьевск, khusainov@tatnipi.ru, ahkabirova@tatnipi.ru, sotnikov@tatnipi.ru

²ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск

STUDY OF OIL PHASE TRANSITION PROCESSES UNDER UNSTABLE TEMPERATURE AND PRESSURE CONDITIONS DURING OIL FIELD DEVELOPMENT

V.M. Khusainov, A.Kh. Kabirova, O.S. Sotnikov¹, N.A. Nazimov², B.F. Zakiev², A.A. Pimenov¹

¹TatNIPIneft Institute, Almeteyevsk, khusainov@tatnipi.ru, ahkabirova@tatnipi.ru, sotnikov@tatnipi.ru

²PJSC TATNEFT, Almeteyevsk

Аннотация. В статье приведены результаты исследований процессов фазовых переходов в нефти залежи, находящейся в разработке. Объектом изучения выбран участок нефтяной залежи с подобранными скважинами действующего и возвратного фондов. Проведён анализ свойств нефти, результатов геофизических исследований выбранных скважин. Выполнено сопоставление начальных характеристик залежи с параметрами нынешнего состояния.

Ключевые слова: вязкость нефти, структурный фазовый переход, термобарические параметры залежи.

Abstract. The paper presents the results of studies of phase transition processes in oil in the course of field development. Target oil reservoir region was chosen with selected operating and recompleted wells. Oil properties, well logging data from selected wells were analyzed. Initial reservoir properties were compared with those under current conditions.

Key words: oil viscosity, structural phase transition, reservoir temperature and pressure conditions.

С открытием месторождения нефти или газа появляется потребность в исходных данных для проектирования рентабельной разработки. Исследование свойств пластовых флюидов и их анализ составляют существенную часть процесса, используемого для описания характеристик продуктивного пласта, определения насыщенности порового пространства и принятия решения о параметрах его эксплуатации. Исходные данные для проектирования должны быть качественными, ошибки в их определении могут привести к серьёзным негативным последствиям. В процессе добычи с использованием заводнения с температурой вытесняющего агента ниже пластового происходит снижение температуры пласта и насыщающих пласт флюидов. Разработка нефтяных залежей сопровождается опережающим извлечением лёгких фракций. В пласте остаётся более тяжёлая часть углеводородов. Эти два фактора: изменение температуры и состава нефти в процессе разработки могут привести к структурному фазовому переходу, при котором нефть теряет свою подвижность. Для залежей нефти каменноугольных отложений палеозойской системы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции характерны фазовые переходы, обусловленные изменением структурно-механических свойств в результате изменения фазового состояния высокомолекулярных компонентов нефти.

Исследованию процессов структурных фазовых переходов предшествовало ранжирование залежей нефти Республики Татарстан по признаку, характеризующему склонность нефти данных залежей к структурному фазовому переходу. Рассмотрены те залежи, в нефти которых содержание высокомолекулярных компонентов более 20% масс. 354 залежи нефти месторождений Республики Татарстан выделены как первоочередные для исследования. Размеры залежей и извлекаемые запасы, приуроченные к ним, имеют существенные различия между собой [1].

В данной работе представлены результаты исследований разработанной программы изучения структурного фазового перехода нефти залежи на примере опытного участка бобриковской залежи. Подобранный участок представлен положительной структурой с амплитудой более 40 м. Линия фациального замещения терригенного коллектора на непроницаемую породу проходит с северо-запада на юго-восток, образуя литологически экранированную ловушку в западной половине структуры. Ловушка обрамляется с юга и с юго-востока литологическим экраном, осложняется с востока на запад языком непроницаемого аналога терригенных пород, внедряющегося в структуру вплоть до отметки 1100 м, оставляя нефтенасыщенный коридор на самых высоких отметках между юго-восточной и северо-восточной частями структуры, которые представлены нефтенасыщенными коллекторами (рис. 1).

На выбранном участке для отбора устьевых и глубинных проб нефти с целью исследования её свойств в стандартных и пластовых условиях, а также для проведения гидродинамических исследований использовались скважины, эксплуатирующие бобриковский горизонт. Девонский фонд задействован для оценки тех же параметров путём возврата на бобриковский горизонт. Здесь сам пласт и содержащиеся в нём флюиды, предположительно, имеют близкие к началу ввода залежи в разработку свойства.

Сопоставление параметров призабойной зоны, свойств нефти в стандартных и пластовых условиях в скважинах, эксплуатирующих бобриковский горизонт, и в скважинах, отработавших на девонский объект, но где бобриковский пласт ещё не введён в разработку, предположительно, позволит выявить новые знания, позволяющие оптимизировать выработку остаточных запасов углеводородов этих отложений.

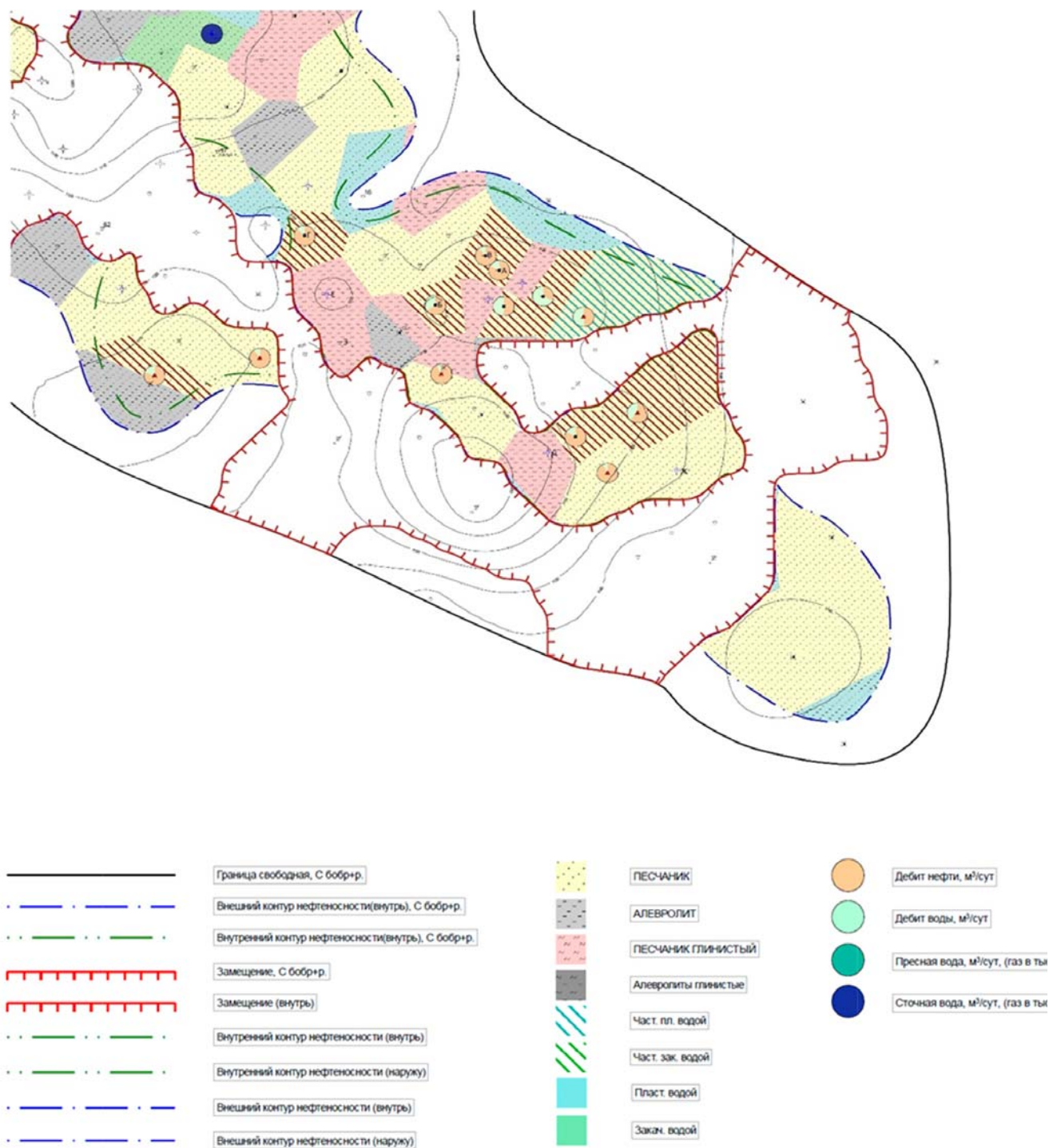


Рис. 1. Карта разработки участка бобриковского горизонта исследуемой залежи, совмещённая со структурной картой

Исследования скважин и свойств нефти проведены в течение двух лет, в разное время года. Измеренное значение пластового давления на скважинах исследуемого участка приведено на карте разработки участка бобриковского горизонта исследуемой залежи, совмещённой со структурной картой (рис. 2).

Результаты исследований в разрезе действующего и возвратного фондов скважин приведены в таблице.

1. Скважины действующего и возвратного фондов объединены в группы. Термобарические параметры скважин отличаются по давлению: в скважинах, работающих на бобриковский горизонт, пластовое давление ниже на 1,74 МПа. Пластовая температура 26°C. Среднее значение давления насыщения в скважинах действующего фонда – 0,92 МПа, в скважинах возвратного фонда – 1,16 МПа. Среднее значение газосодержания в скважинах действующего фонда – 1,76 м³/т, в скважинах возвратного фонда – 3,23 м³/т. Параметры нефти из скважин действующего фонда отличаются от параметров нефти из скважин возвратного фонда:

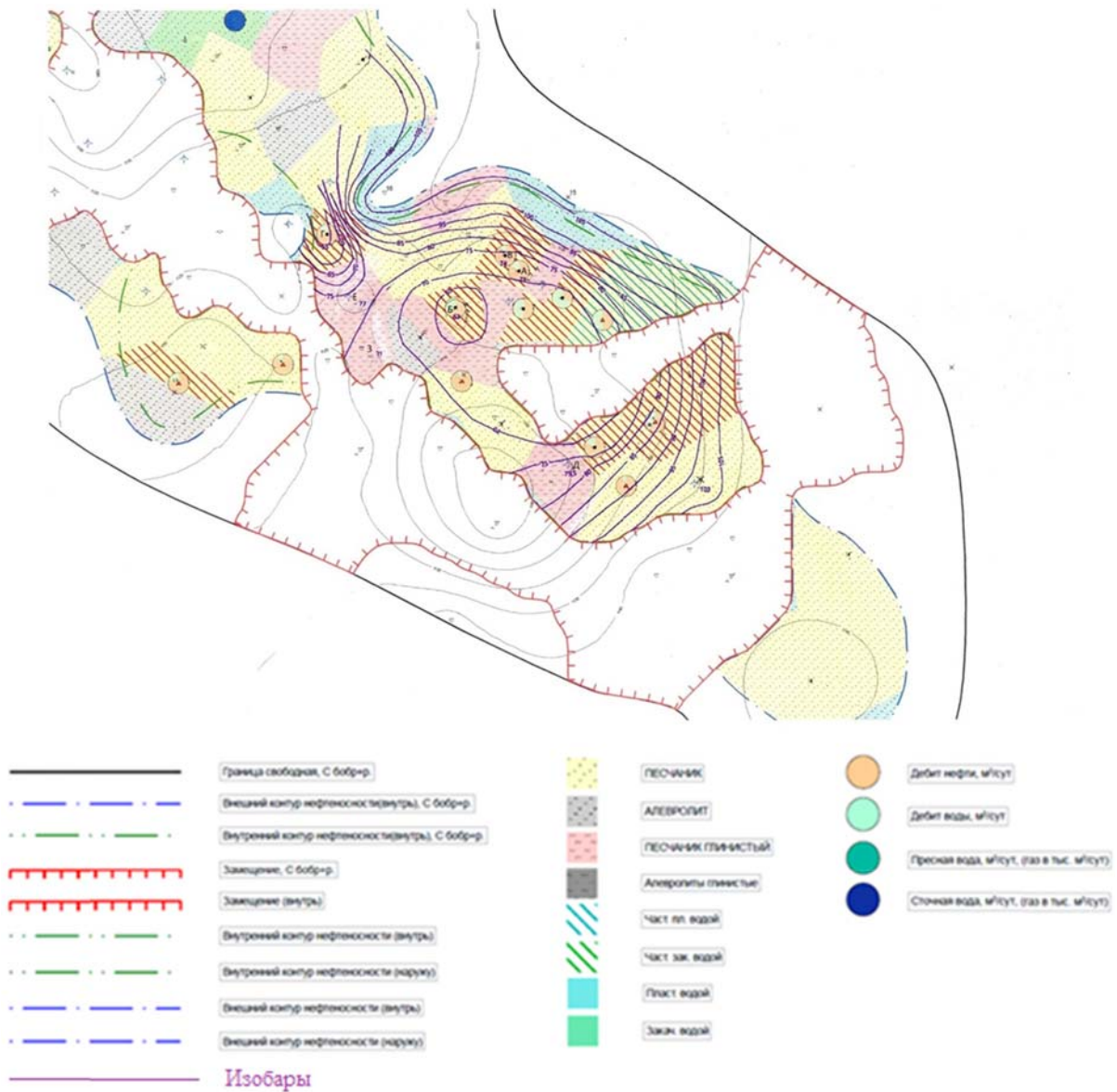


Рис. 2. Карта разработки участка бобриковского горизонта исследуемой залежи, совмещённая со структурной картой и картой изобар

- повышенной плотностью (на 2,6%);
- увеличением вязкости пластовой нефти (на 35,76%);
- увеличением суммарной концентрации высокомолекулярных соединений (на 5,29%);
- увеличением содержания общей серы (на 9,9%).

Различие наблюдается и в значениях температуры структурного фазового перехода (ТСФП) нефти (табл. 1). Свойства нефти скважин, не работающих до сих пор на бобриковский горизонт, ближе к начальным свойствам «нетронутой» залежи. Исследования показывают, что разработка в режиме истощения пластовой энергии отражается на таких параметрах, как давление насыщения, объёмный коэффициент, вязкость и плотность в пластовых условиях. По параметрам в стандартных условиях нефть из скважины возвратного фонда, которая вскрывает купольную часть залежи, соответствует параметрам начального этапа разработки залежи (1978 г.) (табл. 2). Исходя из этого можно сделать вывод, что значение ТСФП увеличивается в процессе разработки, и может возникнуть ситуация, когда значения ТСФП и пластовой температуры станут равными, что приведёт к потере извлекаемых запасов в результате структурного фазового перехода. Учёт параметра «ТСФП» при проектировании и реализации разработки позволит избежать такой опасности. На скважине Г 27 декабря 2022 г. проведён гидравлический разрыв пласта (ГРП). Освоить скважину после него не удалось по причине получения нетекучей вязкопластичной продукции (возможный структурный фазовый переход). Скважину ввели после восстановления текучести продукции в феврале 2023 г. Проведение ГРП позволило получить дополнительный дебит. 11 апреля 2024 г. отобраны глубинные пробы нефти. Наблюдается ухудшение характеристик свойств полученной нефти (табл. 2).

Результаты свойств нефти и ТСФП бобриковского горизонта исследуемой залежи

Параметры	Действующий фонд				Среднее	Возвратный фонд				Среднее
	А	В	Б	Г		Д	Е	Ж	З	
Давление пластовое, МПа	7,08	7,4	6,3	5,3	6,52	8,0	7,7	10,3	7,1	8,3
Температура пластовая, °С	26,4	26	25,3	26,7	26,10	26,1	25,7	25,3	26,8	26,0
Давление насыщения, МПа	1,11	1,14	0,81	0,62	0,92	1,25	0,9	-	1,33	1,16
Газосодержание, м³/т	1,98	1,42	1,59	2,03	1,76	3,72	2,87	-	3,1	3,23
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	438,8	304,6	530,8	1301,4	643,9	218,1	802,8	-	401,9	474,3
Плотность пластовой нефти, кг/м³	948,9	955,7	950,5	946,7	950,4	920,4	933,8	-	924,7	926,3
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	489,5	609,2	728,9	2164,5	998,0	237,6	855,5	2484,9	440,9	511,3
Плотность дегазированной нефти, кг/м³	944,9	954,9	949,5	953,7	950,7	932,0	947,7	970,0	939,9	947,4
ТСФП пластовой нефти, °С	20,4	19,3	19,5	18,9	19,5	18,0	18,9	-	17,6	18,2
ТСФП дегазированной нефти при охлаждении, °С	22,0	21,5	22,3	22,1	22,0	21,9	22,3	22,9	22,9	22,4
ТСФП дегазированной нефти при нагревании, °С	26,5	26,9	25,7	25,9	26,3	24,8	25,5	25,9	25,1	25,1
Содержание, % масс.	29,2	32,7	39,1	38,7	34,9	30,5	38,1	35,6	28,5	33,2
– асфальтенов	7,3	10,4	14,4	18,4	12,6	8,9	17,7	15,2	8,9	12,7
– силикагелевых смол	18,7	19,5	22,4	19,4	20,0	20,3	18,2	18,5	18,4	18,9
– парафинов	3,1	2,7	2,4	0,9	2,3	1,3	2,3	1,9	1,1	1,6
Содержание общей серы, % масс	4,0	2,5	4,1	4,2	3,7	4,3	2,3	-	3,5	3,4

Сопоставление свойств нефти с начальными параметрами залежи бобриковского горизонта

Параметры	ТСР 1978 г.	Скважина Д (Возвратный фонд)	Скважина А (Действующий фонд)	Скважина Г после ГРП (Действующий фонд)
Давление пластовое, МПа	14,0	8,0	7,1	5,3
Давление насыщения, МПа	4,5	1,25	1,11	0,62
Газосодержание, м ³ /т	13,9	3,72	1,98	2,03
Вязкость пластовой нефти, мПа с	272,2	218,1	438,8	1301,4
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	920,0	920,4	948,9	946,7
Вязкость дегазированной нефти, мПа с	360,7	237,6	489,5	2164,5
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	932,0	932,0	944,9	953,7
Содержание асфальтенов, % масс.	8,9	8,9	7,3	18,4
Содержание парафинов, % масс.	2,8	1,3	3,1	0,9

Температура пласта по результатам геофизических исследований в остановленных скважинах осталась прежней, как на начальном этапе разработки залежи. В процессе исследования создана неизотермическая гидродинамическая модель, которая позволила рассмотреть влияние изменения температуры призабойной зоны скважины в результате закачки холодного агента. Термогидродинамические расчёты, проведённые на цифровой фильтрационной модели, показали возможные потери нефтеизвлечения на прогнозный период разработки – 2,19%.

Вязкость нефти в пластовых условиях уменьшается с повышением количества углеводородного газа, растворённого в ней, и тем больше, чем выше молекулярная масса газа (рис. 3). При увеличении молекулярной массы углеводородного компонента от C_2H_6 к C_4H_{10} , растворённого в нефти, вязкость нефти будет уменьшаться за счёт увеличения доли неполярных соединений (газ – идеальная система). С увеличением молекулярной массы жидкого углеводородного компонента от C_5H_{12} и выше, растворённого в нефти, её вязкость будет возрастать за счёт увеличения доли полярных компонентов (нефть – неидеальная система) [2, 3].

Анализ компонентного состава выделившегося из нефти газа показывает, что концентрация компонентов газа сопоставима в разрезе фонда скважин (таблицы 3–4), но отличается между группами:

- среднее значение сероводорода в выделившемся газе из нефти скважин действующего фонда 0,31, в газе из нефти скважин возвратного фонда сероводорода нет;

- содержание азота в выделившемся газе из нефти скважин возвратного фонда в два раза выше (30,67% масс.), чем в газе из нефти скважин действующего фонда (15,1% масс.);

- среднее значение метана в выделившемся газе из нефти скважин возвратного фонда составило (8,79% масс.), что превышает содержание метана в газе из нефти скважин действующего фонда (5,6% масс.).

В результате проведённых исследований процессов фазовых переходов можно сделать следующие выводы:

- изменение свойств нефти в процессе разработки должно находить отражение в комплексе исследований и учитываться при создании условий, технологий, позволяющих приспособляться к этим изменениям;

- одним из параметров, который поможет спланировать геолого-технические мероприятия эффективно, является температура структурного фазового перехода. Этот параметр позволяет выбрать оптимальные условия проведения геолого-технических мероприятий, использовать жидкости с температурой не ниже температуры пласта, особенно в холодное время года;

- температура структурного фазового перехода – параметр, зависящий от состава нефти и его изменений в процессе разработки. Скорость изменения значения ТСФП будет зависеть от начальных характеристик пластовой нефти и выбранного режима эксплуатации залежи;

- учёт параметра «температура структурного фазового перехода» при проектировании и реализации разработки позволит избежать фазового перехода в нефти в пластовых условиях.

Компонентный состав выделившегося газа из нефти скважин действующего фонда бобриковского горизонта исследуемой залежи

Компоненты, % мол.	А			Б			Г			В
	проба 1	проба 2	проба 3	проба 1	проба 2	проба 3	проба 1	проба 2	проба 3	проба 1
Сероводород (H ₂ S)	0,07	0,01	0,33	1,14	0,02	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Диоксид углерода (CO ₂)	8,39	5,62	10,43	14,59	12,91	8,10	0,21	0,20	0,14	1,46
Азот (N ₂)	14,83	4,50	16,43	9,37	20,33	9,81	17,77	21,35	25,63	10,94
Гелий (He)	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00
Водород (H ₂)	0,01	0,11	0,03	0,00	0,47	0,36	0,27	0,25	0,32	0,02
Метан (CH ₄)	1,84	2,19	3,60	0,27	4,05	2,31	9,47	11,92	11,79	8,53
Этан (C ₂ H ₆)	32,89	42,70	36,16	43,01	35,43	39,35	31,68	30,48	27,27	34,23
Пропан (C ₃ H ₈)	23,78	27,76	20,33	22,34	14,26	21,88	19,48	17,69	16,43	23,08
Изобутан (i-C ₄ H ₁₀)	4,43	4,75	3,44	4,04	2,67	3,94	4,56	4,15	4,01	5,02
Норм. бутан (n-C ₄ H ₁₀)	8,13	7,87	5,50	3,35	5,10	6,88	8,50	7,33	7,31	8,86
Изопентан (i-C ₅ H ₁₂)	2,80	2,64	2,00	1,04	2,17	2,79	3,83	3,46	3,63	4,12
Норм. пентан (n-C ₅ H ₁₂)	1,05	1,14	0,89	0,21	1,28	1,48	2,46	1,99	2,11	2,23
Гексаны (C ₆ H ₁₄)	1,63	0,64	0,75	0,50	1,16	1,34	1,50	1,05	1,22	1,33
Остаток (C ₇ H ₁₆₊)	0,13	0,08	0,10	0,13	0,16	0,26	0,28	0,13	0,14	0,19
Молярная масса, г/моль	40,85	40,61	38,34	38,62	37,63	40,12	39,02	37,14	37,02	40,21
Плотность, кг/м ³	1,70	1,69	1,59	1,61	1,56	1,67	1,62	1,54	1,54	1,67

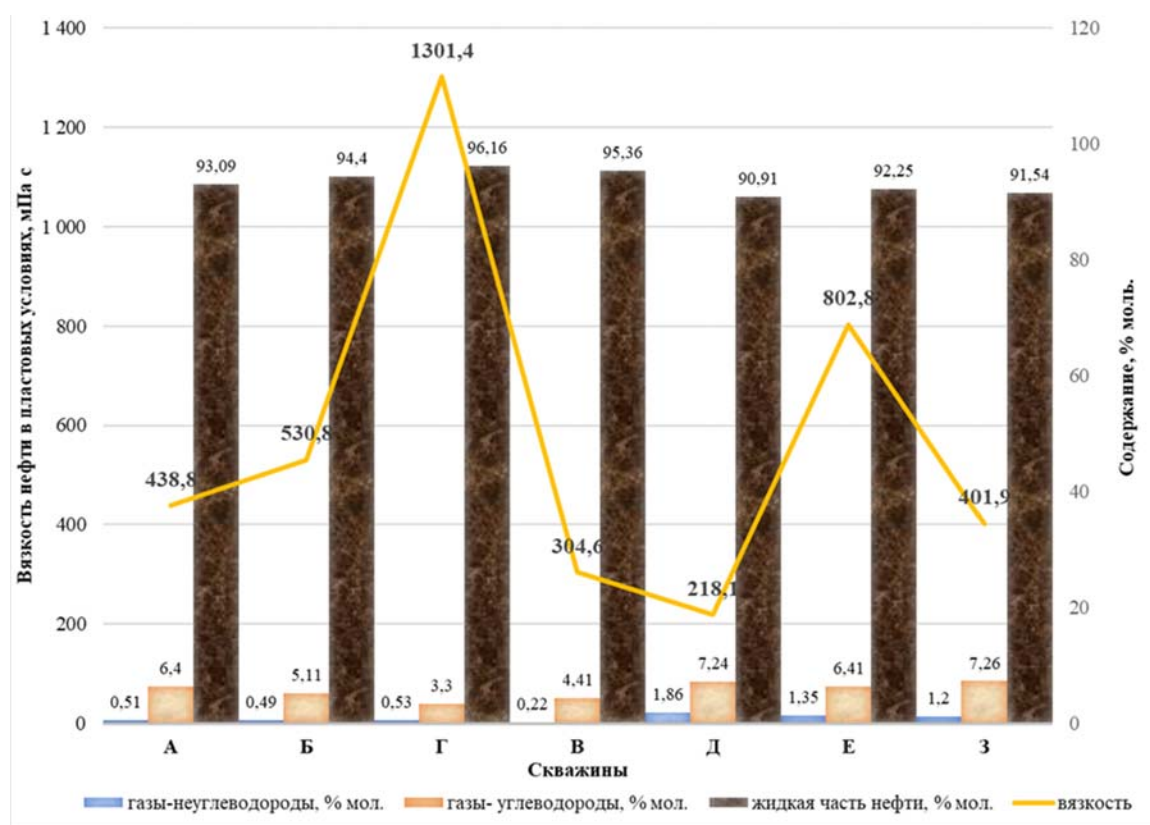


Рис. 3. Вязкость пластовой нефти в зависимости от её компонентного состава

**Компонентный состав выделившегося газа из нефти скважин возвратного фонда бобриковского горизонта
исследуемой залежи**

Компоненты, % мол.	Д			Е			З		
	проба 1	проба 2	проба 3	проба 1	проба 2	проба 3	проба 1	проба 2	проба 3
Сероводород (H ₂ S)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Диоксид углерода (CO ₂)	8,79	2,08	5,06	10,07	14,88	12,77	0,15	0,11	0,13
Азот (N ₂)	33,06	39,80	30,37	25,26	25,14	24,96	35,98	26,08	35,38
Гелий (He)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,03	0,03	0,03
Водород (H ₂)	4,21	5,00	4,21	1,82	2,09	1,96	1,82	0,13	1,33
Метан (CH ₄)	9,18	11,31	11,09	6,97	8,65	7,52	12,53	3,41	8,45
Этан (C ₂ H ₆)	26,72	24,67	28,04	24,05	22,14	24,20	23,82	21,01	23,17
Пропан (C ₃ H ₈)	9,04	10,00	12,49	14,33	13,38	14,42	12,76	20,88	13,83
Изобутан (и-C ₄ H ₁₀)	1,76	1,89	2,27	3,66	3,30	3,76	3,11	5,84	3,63
Норм. бутан (н-C ₄ H ₁₀)	3,37	2,93	3,70	6,95	5,68	5,71	5,09	11,48	6,43
Изопентан (и-C ₅ H ₁₂)	1,67	1,21	1,46	3,66	2,69	2,52	2,45	5,12	3,50
Норм. пентан (н-C ₅ H ₁₂)	0,98	0,57	0,72	2,04	1,39	1,41	1,37	3,18	2,20
Гексаны (C ₆ H ₁₄)	0,89	0,47	0,55	1,04	0,59	0,67	0,75	2,05	1,55
Остаток (C ₇ H ₁₆ +))	0,32	0,06	0,04	0,14	0,08	0,09	0,14	0,69	0,38
Молярная масса, г/моль	33,20	30,67	32,47	38,03	36,78	36,99	30,70	42,64	36,54
Плотность, кг/м ³	1,37	1,28	1,35	1,58	1,53	1,54	1,40	1,77	1,52

Литература

1. Зарипов А.Т., Хусаинов В.М., Кабиров А.Х. Влияние температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений Республики Татарстан на полноту извлечения углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 74–77.
2. Бакиров И.М. Совершенствование технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений: автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.17 / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2003. – 25 с.
3. Амерханов И.М. Закономерности изменения свойств пластовых жидкостей при разработке нефтяных месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1980. – 49 с. – (Нефтепромысловое дело : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ).

**SR-ИЗОТОПНАЯ ХЕМОСТРАТИГРАФИЯ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ: ДАННЫЕ
ПО ДЕВОНСКИМ КОНОДОНТАМ**

**Д.К. Нурғалиев, Г.М. Сунгатуллина, Н.Г. Нурғалиева, В.В. Силантьев, Д.Н. Мифтахутдинова¹,
А.В. Чугаев, Ю.В. Гольцман², А.В. Журавлев, Б.И. Гареев**

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, *Danis.Nourgaliev@kpfu.ru*,
Guzel.Sungatullina@kpfu.ru, *Nouria.Nurgalieva@kpfu.ru*, *Vladimir.Silantiev@kpfu.ru*,
Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru

²ИГЕМ РАН, 119017, г. Москва, *vassachav@mail.ru*

³Института геологии имени академика Н.П.Юшкина Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар,
avzhuravlev@geo.komisc.ru, *bulat@gareev.net*

**SR ISOTOPE CHEMOSTRATIGRAPHY OF THE MIDDLE-LATE DEVONIAN SEDIMENTS: DATA FOR
THE DEVONIAN CONODONTS FROM THE CENTRAL PART OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM
PROVINCE**

**D.K. Nurgaliev, G.M. Sungatullina, N.G. Nurgalieva, V.V. Silantiev, D.N. Miftakhutdinova¹, A.V. Chugaev,
Y.V. Goltzman², A.V. Zhuravlev³, B.I. Gareev¹**

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, *Danis.Nourgaliev@kpfu.ru*,
Guzel.Sungatullina@kpfu.ru, *Nouria.Nurgalieva@kpfu.ru*, *Vladimir.Silantiev@kpfu.ru*,
Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru, *bulat@gareev.net*

²Russian Academy of Sciences, Moscow, *vassachav@mail.ru*

³Institute of Geology, Komi Science Centre, Ural Branch, Russian Academy of Sciences, Syktyvkar,
avzhuravlev@geo.komisc.ru

Аннотация. В статье впервые приводятся изотопные данные $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ для средне-позднедевонских отложений центральной части Волго-Уральской нефтяной провинции. Материал для исследования был получен из биогенного апатита конодонтовых элементов. Результаты показывают, что значения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ из средне-позднедевонских конодонтов Волго-Уральской провинции соответствуют девонской глобальной стронциевой кривой. Эти данные отражают глобальный состав морской воды и подтверждают стратиграфическую полноту девонской толщи на изученной территории, определяемую региональной конодонтовой зональностью.

Ключевые слова: $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ отношение, хемотратиграфия, девон, конодонты, Волго-Уральская провинция.

Annotation. The article presents the first $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ isotopic data for the Middle-Late Devonian sediments of the central part of the Volga-Ural Petroleum Province are reported. The material for study was obtained from the biogenic apatite of conodont elements. The results demonstrate that $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ values from the Middle-Late Devonian conodonts of the Volga-Ural province correspond to the Devonian global strontium curve. These data reflect the global composition of seawater and confirm the stratigraphic completeness of the Devonian succession in the studied area, as determined by regional conodont zonation.

Key words: $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ ratio, chemostratigraphy, Devonian, conodonts, Volga-Ural Province.

Цель – хемотратиграфическая интерпретация значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, полученных по девонским конодонтам центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Материал. Образцы для проведения изотопного анализа были отобраны из коллекции конодонтов В.Г. Халымбаджи, хранящейся в Геологическом музее Казанского федерального университета. Всего проанализировано 19 образцов из разных стратиграфических уровней среднего и верхнего девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Методы. Конодонты отбирались вручную под бинокулярным микроскопом и, в случае необходимости, очищались от прилипших частиц осадка. Отбор образцов сопровождался их точной привязкой к конодонтовой зональной шкале и контролем индекса окраски конодонтов (отбирались экземпляры с ИОК от 1 до 2). Для обоснования возраста использовались быстро эволюционирующие платформенные элементы, анализ $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ значений определялся по стержневым конодонтам, содержащимся в этих же образцах. Последние лучше подходят для данного вида анализа из-за более высокого содержания стронция [1] и меньшей загрязнённости частицами породы. Изучение изотопного состава Sr в конодонтах проводилось на многоколлекторном термоионизационном масс-спектрометре Sector 54 (Micromass, Великобритания).

Результаты. Данные $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ получены для 19 образцов. Общий размах значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ составляет от 0.707780 ± 12 до 0.708568 ± 20 . При этом отчётливо выделяются две группы конодонтов, различающиеся по средним значениям $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$. Для первой группы средние значения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ составляют около 0.7079, для второй – они находятся в пределах 0.7081–0.7082.

Результаты полученных значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ по конодонтам отражены на стронциевой кривой, сопоставленной с глобальной девонской стронциевой кривой [2] и данными, полученными по брахиоподам [3]. Максималь-

ные значения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ характерны для нижней части среднего девона, что согласуется с глобальной стронциевой кривой.

Далее, вверх по разрезу, на стронциевой кривой наблюдается постепенное уменьшение значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ вплоть до минимальных (0.707780) в средней части эйфельского яруса, что также соответствует глобальному тренду [2]. Значительное уменьшение значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в эйфеле может быть связано с активизацией привноса мантийного стронция в океан и/или сокращением площадей выветривания горных пород, обогащённых ^{87}Sr , на эмско-эйфельском рубеже и в раннем эйфеле на изученной территории.

Увеличение отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ начинается в конце живетского века; данный тренд совпадает с поведением стронциевой кривой, полученной по брахиоподам [3]. В этом интервале отмечается небольшое снижение значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ по конодонтам в сравнении с брахиоподовой кривой. Возрастание значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в середине конодонтовой зоны varcus (поздний живет) связывается с началом вариссийского орогенеза, увеличившего площадь выветривания горных пород и последующий снос ^{87}Sr в Мировой океан [3].

В начале франского века продолжается увеличение значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$. Конец франского и начало фаменского веков характеризуется выходом кривой на плато, и ее значения хорошо коррелируются со значениями по брахиоподам; при этом наблюдается небольшое увеличение значений ^{87}Sr конодонтовой кривой, отмеченное и другими исследователями [4]. Начиная с елецкого времени фамена намечается тренд уменьшения отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, совпадающий с трендом глобальной стронциевой кривой.

Таким образом, на кривой отношения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ по конодонтам можно выделить несколько этапов, отличающихся значениями изотопов стронция: пограничный эмско-эйфельский – с максимальными значениями, минимальный – среднедевонский; стабильный – франско-раннефаменский и фаменский – с трендом на повышение значений.

Результаты показывают, что общий тренд девонской кривой $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ по конодонтам для центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции совпадает с трендами стронциевых кривых по брахиоподам, карбонатным породам и конодонтам, полученными для других регионов [3; 4; 5], а также хорошо коррелируется с глобальной кривой $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ [2].

Выводы

1. Кривая значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ девонских конодонтов центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции согласуется с глобальной девонской стронциевой кривой, что подтверждает связь изученного морского бассейна с Мировым океаном на протяжении всего девонского периода.

2. Минимальные значения $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, характерные для среднего девона, могут быть связаны с активизацией привноса мантийного стронция в океан и/или сокращением площадей выветривания горных пород, обогащённых ^{87}Sr .

3. Увеличение значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ в позднем девоне, вероятно, связано с началом вариссийского орогенеза.

4. Полученные данные подтверждают высокий потенциал конодонтов при изучении стратиграфии девона; при этом стержневые элементы являются подходящим материалом для получения значений $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, а платформенные конодонты используются для точной биостратиграфической датировки.

5. Метод, апробированный на конодонтах центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, можно применять при изучении карбонатных разрезов малоисследованных территорий (например, побережья и шельфа арктических морей), которые характеризуются слабой насыщенностью макрофоссилиями.

* 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. Holmden C., Creaser R.A., Muehlenbachs K., Bergstrom S.M., Leslie S.A. Isotopic and elemental systematics of strontium and neodymium in 454 Ma biogenic apatites: implications for paleoseawater studies. *Earth. Planet. Sci. Lett.*, 1996. – 142. – pp. – 425–437.

2. McArthur J.M., Howarth R.J., Shields G.A., Zhou Y. Strontium Isotope Stratigraphy. In *Geologic Time Scale 2020 Volume 1*. – 2020. – P. 211-238.

3. Van Geldern, R.; Joachimski, M.M.; Day, J.; Jansen, U.; Alvarez, F.; Yolkin, E.A.; Ma, X.-P. Carbon, oxygen and strontium isotope records of Devonian brachiopod shell calcite. *Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol.* 2006, 240 (1–2), 47–67.

4. Ebneth, S.; Deiner, A.; Buhl, D.; Veizer, J. Strontium isotope systematics of conodonts: Middle Devonian, Eifel Mts., Germany. *Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol.* 1997, 132, 79–96.

5. Diener, A.; Ebneth, S.; Veizer, J.; Buhl, D. Strontium isotope stratigraphy of the Middle Devonian: brachiopods and conodonts. *Geochim. Cosmochim. Acta* 1996, 60, 639–652.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ

В.В. Савельев, Т.А. Муртазин¹, И.И. Багманов², В.А. Судаков, З.Д. Каюмов¹

¹ФГАОУ ВО «К(П)ФУ», г. Казань

²ООО «Геонай», г. Казань

PREDICTING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING USING NEURAL NETWORK ALGORITHMS

V.V. Savelev, T.A. Murtazin¹, I.I. Bagmanov², V.A. Sudakov, Z.D. Kayumov¹

¹Kazan Federal University, Kazan, v.savelev7878@gmail.com,

aleksandrovich313@yandex.ru, sudakovav@gmail.com

²GeoPy LLC, Kazan, ilnurbagmanov@gmail.com

Аннотация. В статье рассматривается применение нейронных сетей для прогнозирования эффективности гидроразрыва пласта (ГРП) на нефтяных месторождениях. Разработан алгоритм, использующий большой объём исторических данных для повышения точности прогнозов. Модель позволяет оценить результаты ГРП, что способствует оптимизации процесса и повышению его эффективности.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, нейронные сети, прогнозирование эффективности, анализ данных, разработка нефтяных месторождений, методы увеличения нефтеотдачи.

Annotation. The article discusses the use of neural networks for predicting the efficiency of hydraulic fracturing in oil fields. An algorithm was developed using a large volume of historical data to improve prediction accuracy. The model enables the assessment of HF results, contributing to process optimization and increased efficiency.

Key words: hydraulic fracturing, neural networks, efficiency prediction, data analysis, oil field development, enhanced oil recovery methods.

Введение

Нейронные сети в настоящее время находят своё применение в самых разных областях науки и техники. Благодаря многолетней эксплуатации нефтяных месторождений накоплена существенная база данных, связанная с разработкой месторождений нефти и газа, что позволяет применять алгоритмы на базе нейронных сетей. Текущее состояние основных разрабатываемых нефтяных месторождений в Российской Федерации характеризуется поздней стадией разработки. С целью их эффективной выработки используется широкий спектр геолого-технических мероприятий, в том числе гидроразрыв пласта (ГРП). Одним из важнейших вопросов при управлении разработкой месторождений является выбор и оценка эффективности геолого-технических мероприятий на основе анализа истории их применения. Именно этот аспект рассматривается в данной работе: прогнозирование эффективности технологии на основании большой накопленной истории её применения.

Методика

В рамках данной работы разработан алгоритм прогнозирования эффективности гидроразрыва пласта с помощью нейросетей. Подбирается оптимальный набор входных данных, выполняется предобработка данных для повышения точности работы алгоритма. Также выбирается оптимальный период анализа до ГРП и после ГРП, проводятся эксперименты с расчётом среднего значения добычи до ГРП и после ГРП, а также с аппроксимацией и расчётом прироста добычи с учётом тренда до ГРП. Протестированы различные архитектуры нейронных сетей (рекуррентные – LSTM, полносвязные – MLP и т.д.).

Учитывая специфику применения алгоритма, информация по параметрам ГРП не использовалась в качестве входных данных, так как алгоритм применяется на тот момент времени, когда параметры планируемого ГРП ещё неизвестны. Таким образом, путём применения дополнительных требований к имеющейся обучающей выборке, в предлагаемой методике авторы допускают, что ГРП будет проводиться с оптимальными параметрами.

В качестве входной информации используются данные по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), данные из месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), а также список скважин, на которых планируется проведение гидроразрыва пласта.

Алгоритм представляет собой набор из трёх моделей нейронных сетей. Каждая модель предназначена для прогнозирования добычи внутри своего уникального кластера. Таким образом, при работе алгоритма изначально на основе геолого-промысловых данных определяется принадлежность скважины-кандидата к одному из трёх кластеров, имеющих свою модель машинного обучения, которая выполняет прогноз добычи после проведения ГРП. Стоит отметить, что при обучении каждой модели использовались данные соответствующего кластера.

Указанные выше модели нейронных сетей имеют схожую архитектуру. Рассмотрим одну из них более подробно. Модель имеет два входа с последующей конкатенацией. Первый вход включает в себя полносвязные слои FCN с функцией активации ReLU, предназначенные для обработки всех выбранных признаков. Второй вход состоит из нескольких слоев LSTM, которые выполняют обработку временных рядов – данные из месячных эксплуатационных рапортов за последние № месяцев (число месяцев у решений из различных кластеров отличается). Далее, результаты указанных блоков объединяются и передаются в финальный полносвязный слой (рис. 1).

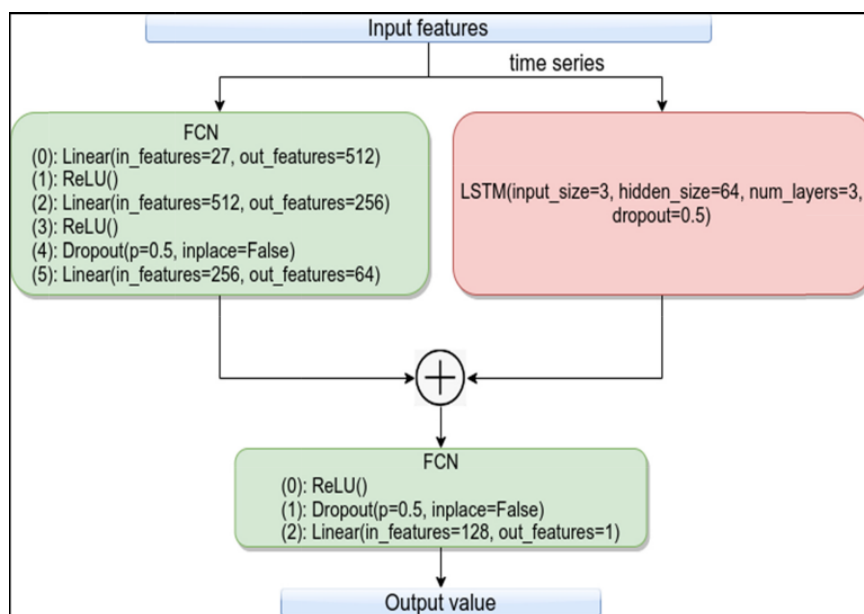


Рис. 1. Схематическое представление архитектуры нейросети, используемой в алгоритме

Объединение предполагает, что выходы из FCN и LSTM блоков суммируются перед передачей в последний выходной FCN блок. Это позволяет модели улавливать как статические входные признаки, так и динамические закономерности во временных рядах для более точного прогнозирования.

Задачей модели является прогнозирование среднемесячного значения добычи нефти на протяжении 4 месяцев после проведения ГРП. При обучении использовалась кастомная функция ошибки. Было допущено отклонение в 20%, при котором функция ошибки оставалась неизменной. При этом, значение ошибки удваивается, когда предсказанное значение превышает указанный 20%-ный интервал. Такая модификация способствует улучшению чувствительности функции ошибки, повышая её способность адаптироваться к различным уровням шума или изменчивости в данных.

Выводы

В рамках данной работы была разработана методика, позволяющая с допустимой точностью прогнозировать результаты гидроразрыва пласта на основе нейросетевых алгоритмов. Модель обучена на большом объёме исторических данных, что позволило делать более точный прогноз на эффективность планируемых геолого-технических мероприятий по гидроразрыву пласта.

* 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».

Литература

1. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F., 2019. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. Elsevier, pp. I–II. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817665-8.09992-6>
2. Guo, J., Guo, W., Kang, L., Zhang, X., Gao, J., Liu, Y., Liu, J., Yu, H., 2023. Machine-Learning-Based Hydraulic Fracturing Flowback Forecasting. Journal of Energy Resources Technology 145, 083301. <https://doi.org/10.1115/1.4056993>
3. Lu, C., Jiang, H., Yang, J., Wang, Z., Zhang, M., Li, J., 2022. Shale oil production prediction and fracturing optimization based on machine learning. Journal of Petroleum Science and Engineering 217, 110900. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110900>
4. Qu, H.-Y., Zhang, J.-L., Zhou, F.-J., Peng, Y., Pan, Z.-J., Wu, X.-Y., 2023. Evaluation of hydraulic fracturing of horizontal wells in tight reservoirs based on the deep neural network with physical constraints. Petroleum Science S1995822623000821. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.03.015>
5. Morozov, A.D., Popkov, D.O., Duplyakov, V.M., Mutalova, R.F., Osiptsov, A.A., Vainshtein, A.L., Burnaev, E.V., Shel, E.V., Paderin, G.V., 2020. Data-driven model for hydraulic fracturing design optimization: focus on building digital database and production forecast. Journal of Petroleum Science and Engineering 194, 107504. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107504>
6. Lizhe, L., Fujian, Z., You, Z., Zhuolin, C., Bo, W., Yingying, Z., Yutian, L., 2022. The prediction and optimization of Hydraulic fracturing by integrating the numerical simulation and the machine learning methods. Energy Reports 8, 15338–15349. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.11.108>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОДЪЁМНИКА КАРОТАЖНОГО САМОХОДНОГО ПКС-ОНЛАЙН

А.И. Саттаров, И.Р. Гарайшин¹, Э.Р. Асадуллин²

¹ООО «ТНГ-АлГИС», г. Альметьевск, sattarovai@tatneft.tatar, GaraishinIR@tatneft.tatar

²Институт ТамНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бузульма, AsadullinEhldarR@tatnipi.ru

INCREASING THE EFFICIENCY OF WELL LOGGING OPERATIONS USING THE LOGGING UNIT PKS-ONLINE

A.I. Sattarov, I.R. Garaishin¹, E.R. Asadullin²

¹LLC TNG-ALGIS, Almet'yevsk, sattarovai@tatneft.tatar, GaraishinIR@tatneft.tatar

²Institute TatNIPIneft, Bugulma, AsadullinEhldarR@tatnipi.ru

Аннотация. В статье представлено описание инструмента для повышения эффективности проведения геофизических исследований скважин (ГИС) – самоходного каротажного подъёмника с возможностью автоматического управления спускоподъёмным агрегатом и удалённой передачи данных в режиме онлайн.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, подъёмник каротажный самоходный, удалённая работа.

Annotation. The article presents a description of a tool for increasing the efficiency of well logging operations – logging unit with the ability to automatically control the winch unit and remote data transfer online.

Key words: well logging, logging unit, remote operations.

В рамках цифровой трансформации компании и реализации проекта «Интегрированная цифровая платформа для геолого-технологического мониторинга разработки нефтегазовых месторождений» совместно с Российским фондом развития информационных технологий была инициирована разработка и изготовление подъёмника каротажного самоходного ПКС-онлайн (рис. 1).

Целью разработки является повышение эффективности проведения геофизических исследований скважин.

Разработка преследует следующие задачи:

1. Уменьшение количества рабочего персонала геофизической партии до двух человек (машинист и оператор по исследованиям скважин).
2. Повышение эффективного использования рабочего времени высококвалифицированного персонала геофизической партии (начальника партии).
3. Уменьшение загрузки машиниста ПКС.
4. Сокращение времени на обработку геофизических данных и выдачу геологического заключения.

Подъёмник предназначен для проведения спускоподъёмных операций (СПО) при геофизических исследованиях в скважинах с возможностью автоматического управления спускоподъёмным агрегатом и удалённой передачи данных в режиме онлайн.



Рис. 1. Внешний вид ПКС-онлайн

Подъёмник состоит из следующих составных частей: шасси автомобиля «КамАЗ», кузова из композитных материалов, спускоподъёмного агрегата (СПА) с гидравлическим приводом, информационного комплекса (ГИК), пульта контроля и управления СПА, программным обеспечением удалённого управления СПА, программным обеспечением передачи данных в режиме «онлайн», программным обеспечением системы видеонаблюдения.

Существует три режима работы ПКС-онлайн:

1. Автоматический режим. Исследования скважин проводятся по предварительно написанной программе (плану работ). СПО проводятся в режиме автопилота.
2. Удалённый режим. Оператор из центра управления геофизикой имеет возможность удаленно вносить изменения в режим СПО и проводить тестирование различного программного обеспечения и систем.
3. Ручной режим. В данном режиме управление переходит к оператору и машинисту, которые находятся на скважине.

Последовательность работ на скважине

1. Подготовительные работы после заезда на территорию скважины.
2. Подача питания на все системы (регистратор, видеорегистраторы, пульт машиниста и т.д.) за исключением питания скважинного прибора.
3. Процесс установления интернет-соединения. Возможные типы соединения: местная интернет-сеть, мобильная сотовая сеть, спутниковая связь.
4. Процесс соединения с центром управления геофизикой (ЦУГ). Запуск и тестирование работоспособности различного программного обеспечения: передача видео изображения с камер, голосовая связь, чат, передача данных с регистратора «Вулкан», удалённое управление рабочим столом основного ПК каротажной станции.
5. ЦУГ проводит допуск партии к работе, даёт рекомендации, проходит окончательное согласование плана работ. Осуществляет контроль правильности развёртывания всех систем ПКС-онлайн.
6. Проверка работоспособности скважинного прибора с временной подачей питающего напряжения на прибор с использованием удалённого управления ПО «РАБОЧИЙ СТОЛ».
7. Установка (подвеска) скважинного прибора на устье скважины, отбивка «нуля» глубины.
8. Оператор на скважине вводит план работ в ПО «ЛЕБЁДКА» и по согласованию с ЦУГ запускает автоматический режим управления лебёдкой. Производится спуск скважинного прибора на заданную глубину с определённой скоростью согласно плану работ. При достижении заданной глубины процесс выполнения программы управления лебёдкой автоматически переходит в режим «ПАУЗА».
9. По команде из ЦУГ геофизик подаёт питание на скважинный прибор, запускает процесс записи в ПО «РЕГИСТРАЦИЯ» и запускает ПО «ЛЕБЁДКА» на продолжение выполнения программы по управлению лебёдкой.
10. Производится автоматическая запись и контроль каротажа в ЦУК через ПО «РЕГИСТРАЦИЯ».
11. При достижении нулевой глубины ПО «ЛЕБЁДКА» останавливает движение прибора.
12. Производится передача зарегистрированных данных в облако через ПО «ОБЛАКО».

Для проведения работ используются три канала связи:

1. Сеть Wi-fi.
2. Сотовая сеть 3G/4G.
3. Спутниковая связь.

При наличии на скважине сети Wi-fi возможна передача информации по патчкорда или через роутер.

При отсутствии сети Wi-fi подключается четырехканальный маршрутизатор Incarnet Vi, который обеспечивает стабильный высокоскоростной интернет в автомобиле как во время его движения, так и при его стоянке. Устройство оснащено слотами на 4 SIM-карты основных российских операторов сотовой связи. Устройство выполнено в одном компактном корпусе и включает несколько элементов: промышленный компьютер, встроенную точку доступа, коммутатор, блок питания, реле времени.

Альтернативным каналом связи при отсутствии сетей Wi-fi и 3G/4G является спутниковая связь на базе VSAT терминала Ku-диапазона, который установлен на крыше кабины ПКС.

Во время движения подъёмника антенна находится в закрытом положении. При остановке по команде, выданной пользователем с компьютера, антенна в автоматическом режиме наводится на спутник и становится полностью работоспособной. Время развёртывания мобильного спутникового терминала из транспортного положения в рабочее не превышает 15 минут (с момента остановки транспортного средства).

После развёртывания антенны и наведения её на спутник спутниковый терминал включается в сеть и готов к передаче. Передача сигнала осуществляется на спутник-ретранслятор. Спутник ретранслирует сигнал обратно на Землю, где принимается центром управления связи Оператора, откуда интегрированный поток по наземному каналу связи передаётся на оборудование заказчика, сеть Интернет или Телефонную Сеть Общего Пользования.

Передача данных осуществляется в один спутниковый скачок с временной задержкой порядка 350–400 миллисекунд. Скорость передачи информации в общем спутниковом канале составит: к удалённому терминалу (на приём) – до 4 Мбит/с, в обратном направлении (на передачу) – до 2 Мбит/с.

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ УЗБЕКИСТАНА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ

С.С. Хабибуллаев¹, Ш.А. Умаров², М.Х. Искандаров³

¹Министерство горнодобывающей промышленности и геологии, Республика Узбекистан, г. Ташкент, saidoas@yandex.ru, ²Академия наук, Республика Узбекистан, г. Навои, shakhumarov@gmail.com

³ООО «GeoResearch and Development Company», Республика Узбекистан, г. Ташкент, Яшнабадский район, manholiskandarov@gmail.com

STRATEGIC DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN UZBEKISTAN BASED ON THE APPLICATION OF INTERNATIONAL STANDARDS.

Habibullayev S.S.¹, Umarov S.A.², Iskandarov M.H.³

¹Ministry of Mining and Geology of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, saidoas@yandex.ru

²Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, Navoi, shakhumarov@gmail.com

³«Geo Research and Development Company» LLC, of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, Yashnabad district, manholiskandarov@gmail.com

Аннотация. Бизнес-сообщество во втором десятилетии XXI века старается держать фарватер своего корабля на индикаторах привлекательности бизнеса, т.е. на поиски обоснования, куда направлять инвестиции. Само по себе индикатор оценки приводит в замешательство рынок углеводородного сырья (УВ-сырья) и её продукции, которые одновременно требуют вложения больших инвестиций, имеют большой потенциал и перспективы по доходности. Поэтому в мировом рейтинге «майнинг» деятельности, добыча нефти и газа является одним из приоритетных направлений и сохраняет свои лидирующие позиции, хотя в финансовом мире многие специалисты давно передали пальму лидерства цифровой валюте. На самом деле в мировом рейтинге «майнинг» доходности УВ-сырьё всё ещё остаётся неоспоримым и занимает одно из ведущих мест при выпуске продукции [10-12].

В статье представлен анализ опыта и результатов применения международных стандартов с целью определения и оценки бизнес привлекательности в Узбекистане. В настоящее время страна в своём стремлении быть полноправным участником мирового рынка с учётом вовлечения в мировые финансовые институты и систему Всемирной торговой организации (ВТО) уделяет недостаточное внимание применению мировых стандартных решений (стандартов) и их гармонизации с республиканскими, которые признаны бизнес сообществом в качестве индикаторов. Среди указанных стандартов используются такие, которые основаны на оценке финансовых показателей качества продукции.

Это Международный стандарт ESG, который в последнее время становится обязательным для вхождения в мир обоснованного вложения инвестиций и оперативного управления на пороге третьего десятилетия XXI века.

На основании Государственной Программы и нормативно-правовых документов геологическая отрасль Республики Узбекистан на период до 2030 года определила в качестве приоритетного направления – достижение параметров снижения «углеводородного следа» в промышленности, а также реализацию проектов по внедрению требований ВТО и устранению технических барьеров при выпуске продукции, учитывая опыт мировых лидеров.

Согласно вышеизложенного, Узбекистан принял Государственную программу и Стратегию «Узбекистан-2030», в которой ясно определено, что внедрение стандартов должно способствовать развитию экономики страны, в конечном итоге, благосостоянию народа.

Ключевые слова: углеводородное сырьё, геология, декарбонизация, международные стандарты, управленческая деятельность, производство, оценка соответствия, индикаторы, инвестиции, Индустрия 4.0, рэнкинг, зелёная энергетика, водород, цифровизация.

Annotation. The global business community in the second decade of the 21st century is pursuing a policy of determining the attractiveness of a business, i.e. where investments will be directed. This assessment indicator confuses the market for hydrocarbon raw materials (HC raw materials) and its products, which at the same time require large investments and have great potential and prospects for profitability. Therefore, in the world ranking of «mining» activities, oil and gas production is one of the priority areas and retains its leading position, although in the financial world many experts have long handed over the leadership palm to digital currency. In fact, in the world ranking of «mining» profitability, hydrocarbon raw materials still remain undeniable and occupy one of the leading places in product output [10-12].

This article is devoted to the experience and analysis of the use of international standards in order to determine and assess business attractiveness in Uzbekistan. Currently, the country, in its desire to be a full participant in the world market, taking into account its involvement in global financial institutions and the World Trade Organization (WTO) system, pays insufficient attention to the use of world standard solutions (standards) and their harmonization with the republican ones, which are recognized by the business community as indicators. Among these standards, those based on the assessment of financial indicators of product quality are used. This is the International ESG Standard, which has recently become mandatory for entering the world of sound investment and operational management of a business structure on the threshold of the third decade of the 21st century.

Based on the State Program and regulatory documents, the geological industry of the Republic of Uzbekistan in the period until 2030 has identified as a priority direction the achievement of all defined parameters for reducing the «hy-

drocarbon footprint» in industry, as well as the implementation of projects to implement WTO requirements and eliminate Technical barriers to product release, taking into account the experience of world leaders in business consulting. With this setting of objectives, there is a common goal among oil and gas producers in the country – achieving the requirements for «decarbonization» through the introduction of international standards of elimination of technical barriers in the production process, based on the experience of leading companies worldwide.

According to the above, Uzbekistan adopted the State Program and Strategy «Uzbekistan-2030», which clearly defines that the implementation of standards should contribute to the development of the country’s economy, and ultimately, the well-being of the people.

Key words: hydrocarbon raw materials, geology, decarbonization, international standards, management activities, production, conformity assessment, indicators, investments, Industry 4.0, ranking, green energy, hydrogen, digitalization.

Введение. Стратегия пути развития мирового бизнес сообщества основана на выпуске ESG эталонов, которые могут быть переведены или представлены в виде индикаторных или даже рейтинговых единиц, соответствие которым могут стать определяющими при оценке лидерства или доходности того или другого вида бизнеса (деятельности).

Мировое сообщество всё активнее продвигается в сторону формирования инвестиционного пула, которое через определённое время перерастёт в отрасль ESG-метрики заёмщиков. Геологическая отрасль Узбекистана, являясь в роли догоняющего на этом этапе развития, вынуждена одновременно достигать, и обязана получать дополнительные навыки по обоснованию своих показателей-индикаторов. Среди таких показателей немало и тех, которые в своё время были инициированы, как индикаторы оценки соответствия качественным показателям Стратегии цифровой индустрии «Индустрия 4.0».

Мировой рэнкинг на сегодняшний день выдаёт информацию по итогам деятельности мировой горнодобывающей индустрии 2022 года. Особенность такого подхода в том, что он охватывает всех производителей сырья полезных ископаемых. Следует отметить, что нефтегазовая отрасль долгое время имела свою котировку на биржевых торгах.

Согласно Стратегии «Узбекистан-2030» промышленность страны стремится к доведению объёма ВВП до 160 миллиардов долларов и доходов на душу населения до 4 тысяч долларов (рис. 1).



Рис. 1. Второе приоритетное направление Стратегии «Узбекистан-2030»

В Стратегии предусматривается осуществление геологоразведочных работ (ГРП) на 60 тысячах квадратных метров площадей нефтегазоносных регионов республики. В эти параметры входит и нефтегазовая геология, отличительными свойствами которой являются научные исследования и бурение скважин на больших глубинах [1-8].

В последние годы с учётом развития и возможностей информационно-коммуникационных технологий фундаментальные научные исследования ведущих учёных Узбекистана направлены на создание цифровых геологических моделей не только на открытых территориях, но и на погребённых территориях. Геологические экспедиции, компании и организации Министерства геологии (Мингеологии) ведут работы по созданию геолого-геофизических, тектонофизических, гидродинамических, флюидо-миграционных моделей недр на нефтегазоносных перспективных глубинах [17-23].

Основная часть. В настоящее время на мировом рынке УВ-сырья происходят большие изменения. В статье рассмотрены опыт и анализ основополагающих составляющих индустрии УВ-сырья и в большей степени нефтегазовой геологии. На фоне таких изменений, развиваются фундаментальные, финансово-экономические инструменты оценки соответствия привлекательности компаний при проведении ГРП, поиске, разведке, освоении, разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа, добыче и даже переработке УВ-сырья.

В условиях неустойчивого, нестабильного развития экономики стран мира, поиск решений проблем по повышению инвестиционной привлекательности предприятий нефтегазовой отрасли является чрезвычайно важной и актуальной задачей современной нефтегазогеологической науки.

Компании призывая к уменьшению «углеродного следа» или используя ещё более звучные лозунги по «декорбонизации» отраслей, которые наносят вред экологии, активно внедряют свои стандарты. Всё это в конечном итоге приводит к необходимости наверстывания упущенного и проведения инновационных методов исследований и бурения, стремясь к позиции, где необходимо стать частью мирового рынка при реализации продукции.

Учитывая факторы сформированного рынка, страна должна полностью реализовать свой накопленный опыт, а также диверсифицировать отрасль посредством поиска и разведки нефти, газа и конденсата новых видов УВ-сырья с применением инновационных методов исследований и бурения [17-23] и международных стандартов [9-16].

Одним из таких трендовых стандартов на сегодняшний день является стандарт ESG, её основы были разработаны относительно недавно. Потребности всех заинтересованных сторон связаны с целями, задачами устойчивого развития, указанным Целями устойчивого развития (ЦУР), которые были изложены на Саммите Организации Объединённых Наций (ООН) по устойчивому развитию до 2015 года. Документом сделан акцент на экологические аспекты ЦУР и их роль в утверждении концепции устойчивого развития, предпосылок наполнения её конкретным нормативным содержанием, так и на их значении для развития ESG-принципов.

На самом деле и по своей сути ESG-принципы основаны на концепции устойчивого развития, которые не являются правовыми. В особенности со стороны заинтересованных частных лиц и государств внимание уделяется оказанию значительного влияния на развитие правовых инструментов.

Для обеспечения своего долгосрочного и планомерного использования углеводородных ресурсов, добывающим предприятиям и геологоразведочным службам приходится учитывать потребности заинтересованных сторон, в качестве которых помимо потребителей выступают местные сообщества, государственные и муниципальные органы власти, финансовые организации, инвесторы и другие. Для последнего весьма абстрактная научная концепция устойчивого развития представлена в виде прикладной повестки ESG-стандарта.

Аббревиатура ESG складывается из трех слов: Environmental – окружающая среда, Social – социальное, Governance – управление (ныне в этот термин вкладывают и корпоративное управление). В связи с этим ESG-повестка означает следующее – управление бизнесом с учётом вопросов сбережения окружающей среды (отчасти и экологии) и принципов корпоративной социальной ответственности.

Мингеологии Узбекистана проводит активную работу по приросту углеводородного потенциала на основании прогнозов нефтегазовой геологии. Работа в сотрудничестве многих государственных и управляющих органов над углеводородной отраслью должна привести к эффективному, диверсифицированному, рентабельному использованию богатств недр. Необходимо поддерживать на высоком уровне нефтегазовую инфраструктуру. При динамичном наращивании объёмов добычи УВ-сырья становится невозможным подготовить и сформировать условия по переходу на цифровую модель. Это невозможно без масштабной систематизации этапов технологического процесса производства: геологоразведочные исследования недр на обнаружение углеводородного скопления; геолого-геофизическое картирование недр и исследовательские работы; нефтегазовая ловушка; геолого-геофизическая структура; поисковая геолого-геофизическая модель; параметрическое бурение; тектонико-гидродинамическая модель структуры; геолого-геофизическая оценочная модель; геолого-техническая поисково-эксплуатационная модель; производственная эксплуатационная модель структуры, места скопления и месторождения УВ-сырья; эксплуатационное, поисковое бурение; первая линия обработки нефтегазового ресурса; перерабатывающие пункты и комплексы; инфраструктура по транспортировке УВ-сырья потребителям и т.д.

Поэтапная систематизация инфраструктуры под координацией государственных органов управления при оцифровывании топливно-энергетического комплекса (ТЭК) позволит достичь положительного результата. Это сложная задача. Эту цель планируется достичь в рамках целевых программно-технологических, отраслевых, государственных программ.

Применение цифровых решений опирается на государственные, отраслевые стандарты и технико-технологические регламентирующие документации. Далее, необходимо гармонизировать государственные стандарты с международными аналогами [11-15].

В целях внедрения современных информационно-коммуникационных технологий и обеспечения автоматизации процессов, Минэнерго совместно с компанией «ИКС Холдинг» разработано и совершенствуется «Концепция комплексного и планомерного развития автоматизации и оцифровывании ТЭК Республики Узбекистан».

В рамках трансформации отрасли выведено АО «Узтрансгаз», как единый оператор приобретения природного газа. На базе филиалов газоснабжения АО «Узтрансгаз» создано АО «Худудгазтаъминот», которое охватывает оперативное управление и эксплуатацию газораспределительных сетей, поставки природного и сжиженного газа, обслуживания систем обеспечения населения и социальной сферы.

Минэнерго, в целях создания правовых основ эффективного функционирования нефтегазовой отрасли, обеспечения внедрения рыночных механизмов, взаимоотношений между участниками рынка разработан проект Закона «О газоснабжении».

В рамках «Концепции обеспечения Республики Узбекистан нефтегазовой продукцией на 2020–2030 годы»,

разработанной совместно с соответствующими министерствами, ведомствами, а также международными консультантами ведутся активные работы по интеграции международных стандартов в топливно-энергетическую отрасль.

Среди реализуемых мероприятий особое место занимает моделирование процессов, которое реализуется путём оцифровывания каждого элемента производственного цикла и всей системы функционирования. Именно в этот момент включаются в процесс республиканские и международные стандарты, которые в конечном итоге соответствуют политике ESG-повестки, и в свою очередь, повышают бизнес-привлекательность отрасли в целом [10-14].

Ведётся реформирование по деятельности буровых работ. Одним из реализованных мероприятий можно указать повышение эффективности бурения при участии «RLG International Inc» (Канада) в АО «Узбекнефтегаз», где реализован первый этап проекта **«Повышение операционной эффективности бурения и капитального ремонта скважин»**.

1. Первым этапом реализуемого проекта является раздел **«Диагностика»**.

В рамках этого этапа критически проанализирована деятельность АО «Узнефтьгазкудуктамирлаш» и ООО «Узнефтегаз бурғилаш ишлари», дана оценка и анализ деятельности по организации работ и проведения мероприятий по бурению, капитальному ремонту скважин на участках поисков, а также оценке и подсчёту запасов месторождений.

2. Следующим этапом проекта является **«Внедрение новой системы»**.

Наименование этапа кажется простым понятием, на самом деле этот этап превзошёл по сложности многие другие, которые были предложены ранее. Сложившаяся ситуация потребовала от сторон по совместному сотрудничеству договорённости об организации проектной группы по бурению и капитальному ремонту скважин.

В настоящее время продолжается реализация проекта в разрезе не только указанных предприятий, но и по всей отрасли, производственники стараются приблизиться к поставленным стандартам, регламентам и технологическим требованиям.

Ещё один важный проект **«Сокращение выбросов метана в Мубарекском нефтегазодобывающем управлении»**, который реализуется в АО «Узбекнефтегаз», с целью привлечения инвестиций в инновации и проекты. Данная система работы утверждает идею о том, что эти проекты совместимы с критериями программы ESG-повестки.

Швейцарская компания VemaCarbon была выбрана как партнёр со стороны АО «Узбекнефтегаз» путём подписания Соглашения по снижению выбросов метана. Контракт преследует цели реализации мер по устранению недостатков, возникающих на объектах, принадлежащих Управлению добычи нефти и газа ТПП «Мубарек проблем».

Данный проект является ещё одним из ярких примеров проекта по сотрудничеству с международными экспертами, предусматривает применение методов проверки наличия: угроз или повреждений устройств; резервуаров и трубопроводов; мониторинга инфраструктуры нефтегазовых промыслов; обеспечения быстрого и надёжного мониторинга операций.

Для достижения ещё более значимых результатов предусматривается внедрение точного измерения источников выбросов, где возможно использование передовых технологий количественного определения утечек газа.

Подобные методы приближают отрасль к ESG-повестки, которая имеет другую ценность и отражается в рэнкинг-привлекательности инвестиций и финансовых средств.

Одной из главных целей внедрения ESG-повестки в нефтегазовой отрасли, является такой важный аспект, который включает в себя достижение международного кредитного рейтинга. **В частности, в направлении к IPO требуется достижение и получение рейтинга устойчивого развития, сертификации международными рейтинговыми агентствами.**

Консалтинговая компания «PwC» совместно с АО «Узбекнефтегаз» впервые подготовили и опубликовали материал «Отчёт об устойчивом развитии за 2021 год».

Следует отметить, что научный мир Узбекистана имеет свой исторический опыт, а также внедрённые результаты по работе с водородной энергетикой.

На основании вышеизложенного можно высказать мнение, что под руководством Минэнерго меняется структура потребности в энергетических ресурсах, в частности, при переходе от углеводородных ресурсов к возобновляемым источникам энергии, где актуальным становится вопрос развития водородной энергетики.

Основой водородной энергетики является элемент водород – идеальный источник энергии, во всём мире общепризнано то, что это топливо экологически чистое приемлемое топливо. Известно, что теплота сгорания водорода (1,17 ГДж/кг) в разы выше, чем у нефти, в четыре раза больше каменного угля, а также природного газа.

Обеспечение перехода Узбекистана на «зеленую экономику» требует повышения результативности научных, практических изысканий возобновляемой, водородной энергетики.

Для выполнения поставленных целей и задач и их реализации на правовой основе принято Постановление Президента № ПП-5063 от 09 апреля 2021 года «О мерах по развитию возобновляемой и водородной энергетики в Республике Узбекистан».

В настоящее время проводится большая работа по поиску путей синтеза и добычи этого топлива из разных источников, составляются цифровые модели технологического процесса получения «синего» водорода. Всемир-

ный банк, международные консультанты и Минэнерго совместно в 2022 году провели оценку потенциала страны по производству «синего» водорода.

Проект на сегодняшний день имеет свою «Дорожную карту», реализуемые статьи также совершенствуются с целью развития «синего» и «зеленого» водорода в Узбекистане.

Этот вид энергетики изначально имеет хороший шанс по структурированию, согласно международным стандартам, которая должна отвечать основам ESG-повестки. Выход на международные финансовые рынки является актуальным не только с возможностью получения доступа к относительно недорогим финансовым ресурсам, а также необходимостью внедрения современных систем корпоративного управления (прозрачности, эффективности управления).

В рамках подготовки к первичному размещению в IPO акций АО «Узбекнефтегаз» на международном фондовом рынке с целью внедрения современной системы корпоративного управления продолжаются работы с международной консалтинговой компанией «PWC».

Категория «инвестиционная привлекательность» имеет в экономической литературе несколько похожих выражений, среди которых можно отдельно выделить термины «инвестиционный климат», «инвестиционный имидж». Эти термины – не тождественны.

Понятие «инвестиционный климат» – это совокупность экономических, политических, финансовых условий, оказывающих влияние на приток внутренних и внешних инвестиций в экономику страны.

Понятие «инвестиционный имидж» представляет собой описание комплексного отражения различных аспектов инвестиционного климата в представлениях инвесторов и их требований.

Обеспечение устойчивого развития предприятий нефтегазовой отрасли требует чёткого определения приоритетных направлений деятельности, которые основаны на соответствующих финансовых ресурсах, позволяющих привлечь современные технологии поиска, разведки, обнаружения, добычи и переработки УВ-сырья.

По результатам исследования Экспертного центра «Евразийское развитие» по Узбекистану были сформулированы следующие выводы по совокупному рейтингу стран:

- по инвестиционному, кредитному рейтингу – 6 место;
- по макроэкономическим показателям – 2 место;
- по реализации Программ экономического развития и реформированию – 2 место;
- по политической стабильности – 1 место.

Нефтегазовая отрасль является наиболее ёмкой по освоению инвестиции, как иностранной, так и локальной. Доля отрасли в инвестициях в основной капитал составляет около 10% от общего объёма в стране.

На 01.01.2024 г. в 5 нефтегазоносных регионах страны открыто 284 месторождения нефти и газа, в т.ч. 4 открыто в 2023 году. Из них на 221 имеются залежи газа (свободного), на 141 нефти и 182 конденсата. Из общего числа в разработке числятся 110, подготовлены к разработке 94, разведываются 64 и законсервированы 9 месторождений.

Авторами статьи подчёркивается то, что разрабатываемые инновационные системы нефтегазовой отрасли должны моделироваться с применением вариационных модулей, которые должны учитывать следующие основы:

- функционирование отрасли должно иметь направление на решение конкретных задач, которые не подчинены общей цели инновационного развития;
- отсутствие единой целенаправленной инновационной политики, разработанной в виде программного документа на среднесрочную и долгосрочную перспективу.
- крайне низкое обеспечение финансовых ресурсов, а также запуск цикла методов по возвратному финансированию ГРП от полученных средств за продажу УВ-сырья, а также товаров её переработки.

Возвращаясь к составным элементам ESG-повестки необходимо моделировать вариационные сценарии, прежде чем их сделать обязательным на основе административных документов, а также мер по повышению эффективности использования инновационного потенциала следует использовать модульные схемы моделирования эффективности его использования на предприятиях ТЭК, в частности, отдельно и в нефтегазовой геологии страны. Реализация указанных мер может помочь в применении международных и республиканских стандартов, ISO-сертификатов. Это позволит получить следующие результаты: создание нормативно-правовой базы; разработка регламентов систематического проведения аттестации научных и научно-производственных кадров и на этой основе активизация процесса омоложения кадров; стимулирование внедрения инновационных разработок, переход от управления затратами к управлению результатами инновационной деятельности, формирование фондов и увеличение финансирования инновационных исследований.

На основании вышеизложенных оснований предлагаем:

1. Всем заинтересованным сторонам деятельности нефтегазовой геологии страны (Мингеологии, Минэнерго, Министерства высшего образования, НИИ и др.) разработать специализированную отраслевую стратегическую программу развития конкуренции и созданию условий для расширения ёмкости рынка отраслевого финансового, инновационного капитала.
2. Стратегическая программа должна охватывать вопросы создания необходимой нормативно-правовой базы по новаторской, инновационной, трансформационной деятельности.
3. Стратегическая программа должна предусматривать решение актуальных вопросов стимулирования производства в вопросах коммерциализации, внедрения новой техники и технологий, выпуска современной нау-

коёмкой конкурентоспособной продукции, развития экспорта, применения регламентов, модулей, стандартов, технических условий ESG-повестки.

4. Формировать базу данных по перспективным разработкам для достижения целей и задач ESG во всех областях нефтегазовой геологии и экологии.
5. Продолжить реализацию проектов по глубокой переработке УВ-сырья.
6. Продолжить развитие зелёной и водородной энергетики.
7. Способствовать привлечению зарубежных инвестиций в нефтегазовую отрасль путём разработки научно-практических рекомендаций и бурения скважин на открытых и погребённых площадях нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан.

Литература

1. *Закиров А.А., Закиров О.А., Отто О.Э., Хамроева И.Н., Каримов М.К.* Управление нефтегазовыми ресурсами Республики Узбекистан. // Монография. «Fan va texnologiya». – Ташкент. 2019. 268 с.
2. *Закиров О.А., Хамроева И.Н., Сафаров Ш.И.* Основные направления повышения экономической эффективности нефтегазовой отрасли Узбекистана. // Научно-технический «Узбекский журнал нефти и газа». Специальный выпуск. – Ташкент. Май. 2013.
3. *Ивонина И.Э., Хамроева И.Н.* Международное сотрудничество и проблемы развития нефтегазовой отрасли. // Научно-технический «Узбекский журнал нефти и газа». Специальный выпуск. – Ташкент. Май. 2010.
4. *Хабидуллаев С.С., Умаров Ш.А., Мирзаев А.У., Хакимзянов И.Н.* Потенциал получения бессернистого газа из продуктивных горизонтов меловых отложений Узбекистана. // Нефтяная провинция. 2023. № 2(34). – Бугульма. – С.21–46. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.21-46> EDN EBMKSG.
5. *Хабидуллаев 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. // Международная научно-практическая конференция «Решение Европейского Союза о декарбонизации. Год спустя». Республика Татарстан. – Казань. 2022. ТГРУ ПАО «Татнефть». <https://disk.yandex.ru/d/zKU>. – С.49–52.
6. *Хамроева И.Н.* Определение структуры, взаимосвязи показателей и построение математической модели процессов управления использованием основных фондов. // Нефтяное хозяйство Азербайджана. – Баку. № 9. 2018.
7. *Хамроева И.Н., Худайкулиев Х.Р.* Повышения роли маркетинга в инвестиционных проектах промышленных предприятий. Энергоресурсоэффективные экологические безопасные технологии и оборудование. // Сборник научных трудов Международного научно-технического симпозиума «Вторые Международные Косыгинские чтения, приуроченные к 100-летию РГУ имени А.Н.Косыгина». Том 2. 2019. https://www.eeste.org/Conference_proceedings_V2.pdf.
8. *Юлдашев Н., Ивонина И.Э., Хамроева И.Н., Каримов М.К.* Использование инновационного потенциала и проблемы инновационного развития на предприятиях нефтегазовой отрасли Узбекистана. // Научно-технический «Узбекский журнал нефти и газа». Специальный выпуск. – Ташкент. Май. 2019.
9. *Умаров Ш.А.* Методы анализа качества продукции с применением математических моделей. // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Москва. 1988. Специальность 08.00.20 – Стандартизация и управление качеством продукции.
10. *Алимов М.Н., Умаров Ш.А. и др.* Актуальные вопросы технического регулирования. // Материалы конференции «Стандартизация и техническое регулирование: проблемы и решения». Сборник материалов конференции. 2011. Том 2. – С.7–10.
11. *Касимов Б.И., Умаров Ш.А.* Сотрудничество во имя достижения качества. // Журнал «Стандарт». № 2. 2011. – Ташкент. – С. 44–47.
12. *Нуриев М.Н., Умаров Ш.А., Касимов Б.И., Алимов Н.М.* Институциональное обеспечение технического регулирования и стандартизации в Европейском Союзе. // Журнал «Стандарт». № 4. 2011. – Ташкент. – С.8–10.
13. *Умаров Ш.А., Касимов Б.И.* Техническое регулирование в Узбекистане: перспективы и пути решения. // Журнал «ICTNEWS». № 19. 2011. – С.16–19.
14. *Умаров Ш.А.* Приоритетные направления в сфере стандартизации. // Журнал «Мир качества». Республика Казахстан. № 11. 2011. – С.5–6.
15. *Касимов Б.И., Умаров Ш.А.* Техническое регулирование в Узбекистане. // Журнал «Мир качества». Республика Казахстан. № 12. 2011. – С.12–13.
16. Отчёты о НИР по теме «Исследование и совершенствование нормативной и методической базы в области эффективного менеджмента в Республике Узбекистан» за 2015-2017гг. // НИИСМС. Грант №А3-061. Агентства по науке и технологиям РУз.
17. *Искандаров М.Х., Умаров Ш.А.* Геолого-геодинамическая модель и разработка новой методики по поискам залежей углеводородов J и Pz отложений в Арало-Устюртском регионе. // LAP LAMBERT Academic Publishing.. Германия. 2023. 70 с.

18. *Искандаров М.Х., Абдуллаев Г.С., Мирзаев А.У., Хакимзянов И.Н., Умаров Ш.А.* Научно-инновационные исследования процессов образования нефти и газа в Устюртском нефтегазоносном регионе. // Нефтяная провинция. Россия. Республика Татарстан. Бугульма. 2022. № 3(31). – С.23–55. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.23-55>. ELIBRARY ID:49492219 EDN: BCDAYVDOI: 10.25689/NP. 2022.3.23-55.

19. *Искандаров М.Х., Джалилов Г.Г., Худайберганов Б.И.* Биостратиграфическое расчленение юрских отложений в Арало-Устюртском регионе. // LAP LAMBERT Academic Publishing. www.lap-publishing.com. Германия. 2023. 105 с.

20. *Искандаров М.Х., Умаров Ш.А., Хакимзянов И.Н., Абзалов А.П., Нуриллоев Х.Х.* Разработка инновационной методики по поискам залежей углеводородов в юрских и палеозойских отложениях Шагырлык-Шегеинской группы месторождений (Республика Каракалпакстан). // Нефтяная провинция. Россия. Республика Татарстан. – Бугульма. 2022. № 1(29). – С.165–181. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.165-181>.

21. *Искандаров М.Х., Турсунова Т.М., Умаров Ш.А.* Как образовались нефть и газ в Арало-Устюртском регионе. // LAP LAMBERT Academic Publishing. www.lappublishing.com Германия. 2023. 111 с.

22. *Искандаров М.Х., Умаров Ш.А., Хабибуллаев С.С.* Основы анализа локализации УВ-сырья в Арало-Устюртском регионе. // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lappublishing.com. Германия. 2024. 73 с.

23. *Назаров А.У., Искандаров М.Х., Турсунова Т.М., Салайдинова Ю.Л., Умаров Ш.А.* Применение инновационной методики по поискам залежей углеводородов в юрских и палеозойских отложениях Западной Аральской месторождений (Республика Каракалпакстан). // Международная научно-практическая конференция «Решение Европейского союза о декарбонизации. Год спустя». 31 августа-1 сентября 2022 года. Республика Татарстан. – Казань. 2022. – С.232–235. <https://disk.yandex.ru/d/zKU>. С. 232–235.

Bibliography

1. *Zakirov A.A., Zakirov A.A., Otto O.E., Khamroeva I.N., Karimov M.K.* Management of oil and gas resources of the Republic of Uzbekistan. // Monography. «Fan vatexnologiya». Tashkent. 2019/ 268 pp.

2. *Zakirov O.A., Khamroeva I.N., Safarov Sh.I.* The main directions for increasing the economic efficiency of the oil and gas industry of Uzbekistan. // Scientific and technical «Uzbek Journal of Oil and Gas». Special issue. Tashkent. May. 2013.

3. *Ivonina. I.E., Khamroeva I.N.* cooperation and problems of development of the oil and gas industry. // Scientific International and technical «Uzbek Journal of Oil and Gas». Special issue. Tashkent. May 2010.

4. *Khabibullaev S.S., Umarov Sh.A., Mirzaev A.U., Khakimzyanov I.N.* Potential for obtaining sulfur-free gas from productive horizons of Cretaceous deposits in Uzbekistan. // Oil province. 2023. No. 2(34). Bugulma. P.21–46. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.21-46> EDN EBMKSG.

5. *Khabibullaev S.S., Umarov Sh.A., Nesterova L.I., Urmanov A.Kh.* Application of the module «Integral Geology» in geological modeling and its place in the process of developing critical thinking (analysis) of a specialist in the geological industry of the Republic of Uzbekistan. // International scientific and practical conference «Decision of the European Union on decarbonization. One year later». Republic of Tatarstan. Kazan. 2022. TGRU PJSC Tatneft. <https://disk.yandex.ru/d/zKU>. WITH.

6. *Khamroeva I.N.* Determination of the structure, relationship of indicators and construction of a mathematical model of management processes for the use of fixed assets. // Oil industry of Azerbaijan. Baku. No. 9. 2018.

7. *Khamroeva I.N., Khudaykuliev H.R.* Increasing the role of marketing in investment projects of industrial enterprises. Energy and resource efficient environmentally safe technologies and equipment. // Collection of scientific papers of the International Scientific and Technical Symposium «Second International Kosygin Readings, dedicated to the 100th anniversary of the A.N. Kosygin Russian State University.» Volume 2. 2019. https://www.eeste.org/Conference_proceedings.V.2.pdf.

8. *Yuldashev N., Ivonina I.E., Khamroeva I.N., Karimov M.K.* Use of innovative potential and problems of innovative development at enterprises of the oil and gas industry of Uzbekistan. // Scientific and technical «Uzbek Journal of Oil and Gas». Special issue. Tashkent. May. 2019.

9. *Umarov Sh.A.* Methods for analyzing product quality using mathematical models. // Abstract of the dissertation for the degree of candidate of technical sciences. Moscow. 1988. Specialty 08.00.20 – Standardization and product quality management.

10. *Alimov M.N., Umarov Sh.A. and others.* Current issues of technical regulation. // Proceedings of the conference «Standardization and technical regulation: problems and solutions.» Collection of conference materials. 2011. Volume 2. P.7–10.

11. *Kasimov B.I., Umarov Sh.A.* Collaboration to achieve quality. // Magazine «Standard». No. 2. 2011. Tashkent. pp. 44–47.

12. *Nuriev M.N., Umarov Sh.A., Kasimov B.I., Alimov N.M.* Institutional support for technical regulation and standardization in the European Union. // Magazine «Standard». No. 4. 2011. Tashkent. P.8–10.

13. *Umarov Sh.A., Kasimov B.I.* Technical regulation in Uzbekistan: prospects and solutions. // ICTNEWS magazine. No. 19. 2011. pp. 16–19.

14. *Umarov Sh.A.* Priority areas in the field of standardization. // Magazine «World of Quality». The Republic of Kazakhstan. No. 11. 2011. P.5–6.
15. *Kasimov B.I., Umarov Sh.A.* Technical regulation in Uzbekistan. // Magazine «World of Quality». The Republic of Kazakhstan. No. 12. 2011. pp. 12–13.
16. Reports on research work on the topic «Research and improvement of the regulatory and methodological framework in the field of effective management in the Republic of Uzbekistan» for 2015-2017. // NIISMS. Grant No. A3-061 Agency for Science and Technology of the Republic of Uzbekistan.
17. *Iskandarov M.Kh., Umarov Sh.A.* Geological-geodynamic model and development of a new methodology for searching for hydrocarbon deposits of J and Pz deposits in the Aral-Ustyurt region. // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lap-publishing.com. Germany. 2023. 70 p.
18. *Iskandarov M.Kh., Abdullaev G.S., Mirzaev A.U., Khakimzyanov I.N., Umarov Sh.A.*, Scientific and innovative research into the processes of oil and gas formation in the Ustyurt oil and gas region. // Oil province. Russia. Republic of Tatarstan. Bugulma. 2022. No. 3(31) P.23–55. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.23-55>. ELIBRARY ID:494922 19 EDN: BCDAYV DOI: 10.25689/NP.2022.3.23-55.
19. *Iskandarov M.Kh., Jalilov G.G., Khudayberganov B.I.* Biostratigraphic division of Jurassic deposits in the Aral-Ustyurt region. // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lap-publishing.com. Germany 2023 105 p.
20. *Iskandarov M.Kh., Umarov Sh.A., Khakimzyanov I.N., Abzalov A.P., Nurilloev Kh.Kh.* Development of an innovative methodology for searching for hydrocarbon deposits in Jurassic and Paleozoic deposits of the Shagyryk-Shegin group of fields (Republic of Karakalpakstan). // Oil Province. Russia. Republic of Tatarstan. Bugulma. 2022. No. 1(29) P.165-181. DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.165-181>.
21. *Iskandarov M.Kh., Tursunova T.M., Umarov Sh.A.* How oil and gas were formed in Aral-Ustyurt region. // LAP LAMBERT Academic Publishing. www.lappublishing.com. Germany. 2023. 111 p.
22. *Iskandarov M.Kh., Umarov Sh.A., Khabibullaev S.S.* Basics of analysis of the localization of hydrocarbon raw materials in the Aral-Ustyurt region. // LAP LAMBERT Academic Publishing www.lappublishing.com. Germany. 2024. 73 p.
23. *Nazarov A.U., Iskandarov M.Kh., Tursunova T.M., Salaidinova Yu.L., Umarov Sh.A.* Application of innovative techniques for searching for hydrocarbon deposits in Jurassic and Paleozoic deposits of the Western Aral fields (Republic of Karakalpakstan). // International scientific and practical conference «Decision of the European Union on decarbonization. One year later». August 31-September 1, 2022. Republic of Tatarstan. Kazan. 2022. pp. 232–235. <https://disk.yandex.ru/d/zKU>. pp. 232–235.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОДАНЫХ ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.Г. Яраханова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

DIGITAL TRANSFORMATION AND INTEGRATION GEODATA FOR RATIONAL DEVELOPMENT OIL FIELDS

D.G. Yarakhanova

Kazan Federal University, Kazan, Russia dilyara.yar@mail.ru

Аннотация. В настоящее время имеется колоссальный и разнообразный массив геоданных: по геологии, разработке и динамике всех связанных с этим процессом. Всё это является уникальной базой данных подлежащей цифровой трансформации и интеграции для рациональной разработки месторождений.

Ключевые слова: разработка, месторождения, аналитические задачи, системы статистического анализа, аналитическая методология, многомерный анализ, многовариантный набор параметров.

Annotation. Currently, there is a colossal and diverse array of geodata: on geology, development and dynamics of all related processes. All this is a unique database subject to digital transformation and integration for rational field development.

Key words: development, deposits, analytical problems, statistical analysis systems, analytical methodology, multivariate analysis, multivariate set of parameters.

Рациональная система разработки нефтяных месторождений в современной действительности должна определять закономерности прогнозных моделей, в том числе «системы статистического анализа» для поддержания пяти ключевых областей производственных этапов разведки, разработки объектов и добычи [1], которые представлены на рис. 1.



Рис. 1. Пять ключевых областей производственных этапов

Для проведения успешной, надёжной и передовой «аналитической методологии» требуется проверенный и согласованный набор нижеприведённых данных [1]:

1. Геологоразведочный анализ;
2. Управление оценкой;
3. Бурение и заканчивание;
4. Управление месторождением;
5. Управление операциями;
6. Прогнозирование производительности;
7. Оптимизация производства;
8. Высокопроизводительная аналитика;
9. Аналитика в памяти;
10. Аналитика в базе данных.

Расширенная аналитика, подкреплённая высокой производительностью вычислений, заставляет нефтегазодобывающие компании действовать быстро, чтобы они могли использовать возможности перед необходимостью увеличения объёмов данных.

Попутно это описывают технологии «система статистического анализа», которые могут эффективно решать эти управления данными и аналитическими задачами.

Здесь исследуются передовые методы управления и многомерного анализа, многомерного и многовариантного набора параметров – таким образом, чтобы выявить скрытые закономерности и тенденции, которые помогают разрабатывать прогнозные модели [1-3].

Литература

1. Объект и система разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Д.Г. Яраханова – Казань: Казанский (Приволжский) федеральный университет, 2021. – 70 с.
2. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
3. *Яраханова Д.Г., Шакиров А.Н.* Варианты применения горизонтального и многозабойного бурения для повышения эффективности разработки отложений башкирского яруса / Д.Г. Яраханова, А.Н. Шакиров // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4(20). – С.287–299.

ИЗУЧЕНИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Э.А. Абдуллина, Ю.А. Ахмадуллина

*Институт геологии и нефтегазовых технологий, Республика Татарстан, г. Казань,
abdullelina@gmail.com, julia.akhmadullinaa@gmail.com*

STUDY OF THE FORMATION AND DISTRIBUTION OF COAL-BEARING DEPOSITS OF THE LOWER CARBONIFEROUS WITHIN THE SOUTH TATAR ARCH

E.A. Abdullina, Y.A. Akhmadullina

*KFU, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan,
abdullelina@gmail.com, julia.akhmadullinaa@gmail.com*

Аннотация. Основной целью исследования является построение схемы осадконакопления терригенных и угленосных отложений нижнего карбона и его увязка с учётом геоморфологии дна бассейна седиментации. В ходе работы было проведено построение литолого-фациальных карт на основе комплекса геофизических данных, а также седиментологических, ихнотекстурных и петрофизических исследований образцов. Обработка, обобщение и интерпретация собранных результатов исследования позволяют усовершенствовать подход к моделированию процесса осадконакопления терригенных и угленосных отложений.

Ключевые слова: модель осадконакопления, врезные зоны, нижнекаменноугольные отложения, Южно-Татарский свод, структурная карта, карта мощностей, уголь.

Abstract. The main objective of the study is to create a model of sedimentation of terrigenous and coal-bearing sediments of the Lower Carboniferous and it is linkage taking into account the geomorphology of the bottom of the sedimentation basin. In the course of the work, lithologic-facies maps were constructed based on a set of geophysical data, as well as sedimentological, ichnotextural and petrophysical studies of samples. Interpretation of the collected research results provided an opportunity to update the approach to modelling the sedimentation of the terrigenous and coal-bearing deposits.

Key words: Sedimentation model, incisions, lower carboniferous sediments, South Tatar Arch, structural map, thickness map, coal.

В работе было проведено изучение обстановки осадконакопления нижнекаменноугольных отложений Южно-Татарского свода (ЮТС) и северо-восточного борта Мелекесской впадины. В стратиграфическом отношении изучались разрезы турнейских и визейских отложений, представленные карбонатными отложениями в составе турнейского яруса, и терригенными в меньшей степени карбонатными в составе визейского яруса.

Комплексное изучение данных, включающее в себя анализы карт, а также результаты литолого-ихнологического, седиментологического и петрофизического исследований, позволяет создать обновленную модель осадконакопления терригенных и угленосных нижнекаменноугольных отложений ЮТС. Данная литофациальная модель учитывает актуальные данные хроностратиграфии, глобальные геологические и биотические события, а также процессы карстования карбонатных платформ и скорости осадконакопления терригенных отложений.

В ходе работы было произведено построение карт толщин и песчанности. Материал включал в себя комплекс геофизических данных более чем по 30000 скважинам. В основе построения схем осадконакопления лежит метод пространственной интерполяции Natural Neighbor «метод естественной окрестности» в среде программного продукта ArcGIS Pro. Детерминированный метод позволяет получать хорошие изолинейные карты по наборам данных, содержащим скопления выборочных точек в одних подобластях исследуемой территории и разреженные выборочные точки в других подобластях.

Анализ полученных карт, созданных методом естественной окрестности, позволяет сделать вывод о том, что угленосная система в радаевско-бобриковское время не ограничивалась исключительно эрозионно-карстовыми врезами турнейской поверхности и было распространено на обширной территории Волго-Уральской области. Как правило, охватывает Западный и Северный склоны ЮТС, а также восточный борт Мелекесской впадины. Процесс захоронения системы начинается с ранневизейской трансгрессии морского бассейна, которая возобновила осадконакопление, изменив его тип с карбонатного на терригенный. Сложные эрозионно-карстовые формы поверхности дна начали заполняться терригенными осадками. Отложение и последующее захоронение терригенных осадков первоначально происходило в отрицательных формах рельефа морского дна (во врезках), затем на остальной поверхности ЮТС. Глобальное похолодание вызвало регрессию морского бассейна и смену терригенного осадконакопления процессом накопления органического вещества – торфообразованием. Торфяная (угленосная) система работала во время стабильного и низкого стояния уровня моря, сформировавшая угленосные «врезные»

разрезы радаевско-бобриковских отложений визе. Длительный регрессивный эвстатический этап привёл к формированию обильного растительного покрова на обширной территории востока Волго-Уральской области. В эрозионно-карстовых врезках формировались устойчивые болотные обстановки, обеспечившие накопления мощных толщ торфа – до 200–400 м. Впоследствии, из этой толщи торфа образовались пласты каменного угля [1, 2]. Трансгрессивный тектоно-эвстатический этап в конце бобриковского времени привёл к перекрытию торфа во врезках трансгрессивными алевро-песчаными осадками морской природы. Произошло захоронение торфа; его уплотнение и преобразование в уголь [3].

** 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».*

Литература

1. Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Морозов В.П., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабилов Р.М., Нургадиева Н.Г., Толоконникова З.А., Королёв Э.А., Судаков В.А., Смирнова А.В., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Нойкин М.В., Косарев В.Е., Никонорова Д.А., Ахметов Р.Ф. (2022). Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазонаосной провинции. Георесурсы, 24(4), с. 12–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2>
2. Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Нургадиева Н.Г., Королёв Э.А., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабилов Р.М., Судаков В.А., Ахмадуллина Ю.А., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Никонорова Д.А., Крикун С.С., Нойкин М.В., Абдуллина Э.А. (2023). Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазонаосная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы. – Георесурсы, 25(4), с. 3–28. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.1>
3. Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Михайлова Е.Н., Новикова И.П. (2010). Влияние эрозионно-карстовых врезок на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях. – Георесурсы, 3(35), с. 38–41.

ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ МАНГЫШЛАКСКОГО БАССЕЙНА

Д.К. Ажгалиев, А.С. Жиенгалиев, С.Н. Нурсултанова

Некоммерческое акционерное общество «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева»,
г. Атырау, Республика Казахстан, sofianur@mail.ru

Аннотация. Рассмотрена глубинная тектоническая структура и строение северо-западных районов Мангышлакского бассейна. Обосновывается необходимость повышения глубинности исследований для более детального изучения перспективных интервалов в доюрском комплексе. На основе сравнительного анализа данных, полученных на предыдущих этапах изучения региона, и относительно более современных представлений, уточняется положение в разрезе образований фундамента и собственно палеозойской толщи. Обосновано более чётко положение и характеристика палеозойских отложений. Привлечены данные по площади Оймаша, на основе которых дана более чёткая региональная характеристика вероятного распространения и развития гранитной интрузии и совместного залегания с отложениями палеозойского возраста. По результатам исследования даны рекомендации по дальнейшим направлениям поисковых работ, обоснована высокая перспективность локальных объектов в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны, Тюб-Караган – Жетыбайского участка и западной части Горного Мангышлака.

Ключевые слова: Мангышлакский бассейн, перспективы нефтегазонаосности, поисковые работы, структура, доюрский комплекс, гранитная интрузия, ловушка нефти и газа.

Общие сведения о территории и постановки исследований. Мангышлакский бассейн представляет собой один из крупных мегаблоков западной части Туранской плиты. Площадь составляет 131 тыс. км². В палеотектоническом развитии Мангышлака существенное влияние оказывали интенсивные деформации растяжения и сжатия в субширотной рифтовой зоне, которая выделяется вдоль кряжа Карпинского и Горного Мангышлака.

При анализе особенностей регионального строения авторами использованы имеющиеся представления на тектоническое развитие, данные стратиграфического расчленения и геолого-сейсмической интерпретации разреза, выполненные ранее по западной части Туранской плиты (Азнабаев Э.К., Рабинович А.А., Жолтаев Г.Ж., Оздоев С.М., Акчулаков У.А., Волож Ю.А., Обрядчиков О.С. и др.). Также, учтены результаты регионального изучения, полученные ранее по итогам реализации важного отраслевого проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Республики Казахстан» (Акчулаков У.А., Оздоев С.М., Коврижных П.Н., Урдабаев А.Т. и др.; 2009–2013 гг.).

Фундамент в разрезе рассматриваемой территории гетерогенный по составу. Время консолидации фунда-

вающий фонд». Объекты данной категории не вовлечены в доразведку с последующей разработкой по причинам низкой рентабельности, отсутствия инвестиций, экологических ограничений и др. В то же время таких объектов, которые разбурены одной скважиной в свде и остались неизученными в полной мере, достаточно большое количество. Данная категория объектов представляет определённый поисковый интерес как месторождения, не завершённые разведкой, фонд которых остаётся значительным (Кансу, Аксу-Кендерли, Аламурын Южный, Пионерское, Ракушечное, Махат, Жарты, Сарсенбай). В разрезе данных объектов выделена продуктивность отложений среднего и верхнего триаса. Также, выделяются большие по площади структуры, на которых поисковые работы показали положительные результаты и высока вероятность получения коммерческого обнаружения (Демал, Кумак, Курганбай, Куанды, Прибрежное, Ташкум, Уйлюк, Байрам-Кызыладыр, Кохбахты, Северное Ракушечное, Жыланды и др.).

Вместе с этим, несмотря на высокий т.н. «углеводородный фон», одновременно, результаты поисковых работ указали на невысокие фильтрационно-ёмкостные свойства (далее – ФЕС) и достаточно сложный характер распределение коллекторских пачек в триасовой толще.

Залегающая ниже, более древняя часть разреза очень долгое время практически всеми исследователями относилась к кристаллическому фундаменту, датируемому палеозойским возрастом [4, 9]. Данная толща принималась в полном объёме как основание осадочного разреза. Знаменательным открытием явилось обнаружение в 1980–1981 гг. на площади Оймаша залежей УВ в гранитной интрузии и породах кристаллического фундамента. Данное месторождение приурочено к Песчаномыско-Ракушечной зоне выступов фундамента (см. рис. 1).

Геологическое строение и развитие структуры месторождения Оймаша за эти годы было изучено на основе структурных карт и геологических профилей, построенных по данным сейсморазведки МОГТ, гравиразведки, а также по данным бурения скважин. Основные типы отложений, характеризующие строение различных участков площади Оймаша, выделены в разрезах скважин на основе анализа представительного кернового материала и данных промыслово-геофизических исследований (ГИС).

В разрезе данного месторождения установлено 4 залежи, которые имеют различную стратиграфическую приуроченность, и отличаются между собой особенностями строения резервуарной части разреза. Залежи нефти установлены в гранитной интрузии, палеозойских и триасовых отложениях (средний триас). Газонефтяная залежь выделена в нижнеюрских отложениях (рис. 2).

Вместе с этим последующее уточнение структурных построений по поверхности фундамента показало поднятое залегание образований коренных пород (основания) в интервале глубин 3500–4000 м и выше на значительной площади в пределах северо-западных районов Мангышлака (рис. 3). Характерными в этом отношении являются Песчаномыско-Ракушечная зона поднятий, западная часть Жетыбай-Узеньской ступени и область далее от неё в направлении на северо-запад ближе к району на северо-западе Горного Мангышлака.

Немного позднее, в 2013 г. был выполнен комплексный анализ и переинтерпретация сейсмических данных 2Д и 3Д-МОГТ по зоне Узень-Карамандыбас и прилегающей территории. Данная работа выполнена с участием АО НК «КазМунайГаз» и сервисных компаний. Целью работ явилось обоснование резервов для нефтедобычи вокруг основного действующего актива и обнаружения месторождений-спутников по прилегающей к зоне Узень-Карамандыбас территории, в рамках заключённого в 2008 г. контракта на разведку УВС. При более детальном изучении нижней доюрской части разреза акцент в данной работе был сделан на палеозойскую часть.

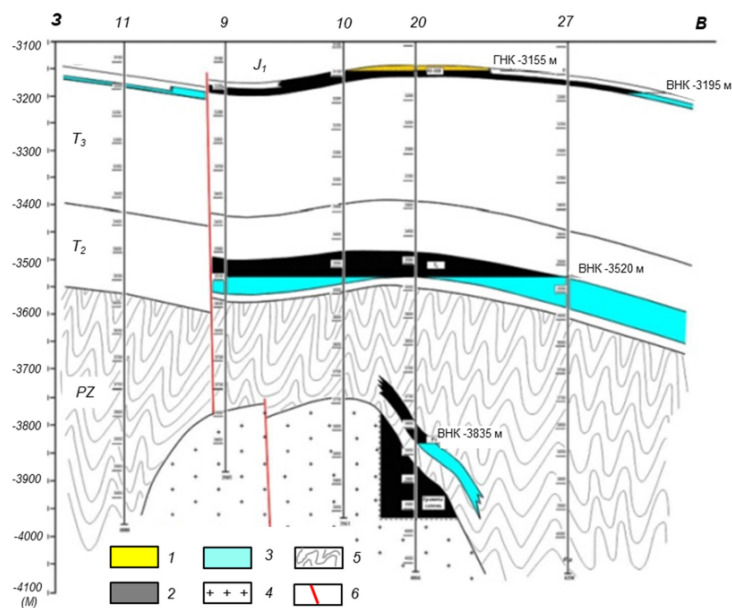


Рис. 2. Площадь Оймаша. Геологический разрез по линии I – I' (по данным Крупина А.А., Рыкус М.В.) [4]
Резервуар (1-3): 1 – газонасыщенная часть, 2 – нефтенасыщенная часть, 3 – водонасыщенная часть; 4 – гранитная интрузия, 5 – породы кристаллического фундамента, 6 – тектонические нарушения

Одним из важных результатов, данных исследований, которые были проведены на альтернативной основе (ТОО «ЛарГео», «Геомедж КЗ», «PGS-Казахстан»), явилась высокая оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений в составе доюрского комплекса в разрезе Мангышлакского бассейна. В разрезе линейно вытянутой Жетыбай – Узень – Карамандыбас – Тенге по результатам выполненной переинтерпретации данных уверенно выделены пакеты отражений ниже отражающего горизонта «PZ» (поверхность палеозоя), которые резко отличаются динамическими характеристиками. По имеющимся данным чётко отмечен и констатирован слоистый (осадочный) характер строения всей толщи в целом. При этом, отражающий горизонт «PZ» впервые для данного региона выделен в качестве четкой и уверенной сейсмической границы, а в палеозойской толще выделено крупное структурное поднятие Узень (Г.Ж. Жолтаев, У.А. Акчулаков, С.М. Исенов, П.Н. Коврижных и др.). Анализ строения палеозойского поднятия Узень позволяет считать, что формирование данной структуры предопределено влиянием и активными подвижками отдельных блоков фундамента. Основные результаты и выводы по итогам данных исследований со временем были отражены в ряде обобщений и опубликованных материалов [1, 2, 5].

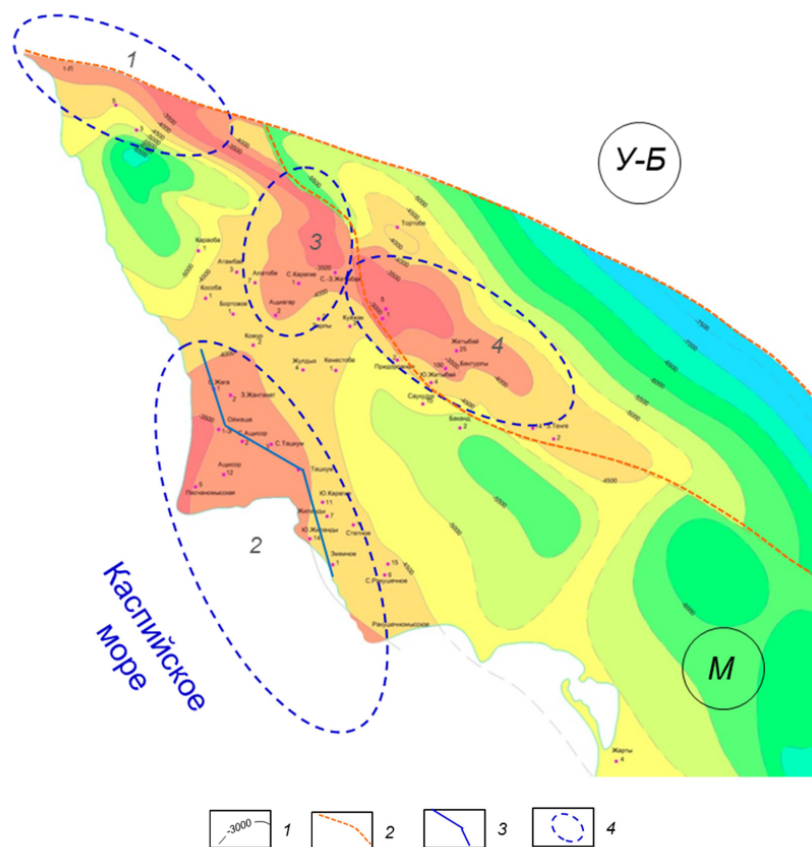


Рис. 3. Северо-западная часть Мангышлакского бассейна. Структурная схема (фрагмент карты масштаба 1:500 000) по размытой поверхности фундамента (по данным КазНИПИмунайгаз и АО «Казахский институт нефти и газа», 2011–2012 гг.)

1 – изогипсы по кровле размытой поверхности фундамента, 2 – линии тектонических смещений и нарушений, 3 – линия геологического профиля, 4 – контуры перспективных зон в образованиях палеозойского фундамента.

Осадочные бассейны: У-Б – Устюрт-Бозашинский, М – Мангышлакский

Обсуждение результатов. Сопоставление данных по различным этапам изучения региона позволяет отметить следующее. Ранее выполненные построения по поверхности кристаллического фундамента с учётом принятого на то время положения в разрезе и вещественного состава, ещё раз подтверждают благоприятные условия залегания (по гипсометрии и региональному тектоническому положению) палеозойской толщи. Разрезы крупных блоков в северо-западной части Мангышлакского бассейна, как видно, характеризуются значительным развитием и толщинами образований палеозоя.

Отложения палеозойского возраста чаще представлены аргиллитами, углистыми сланцами, алевролитопесчанистыми карбонатно-терригенными разностями пород (по данным площади Оймаша). Возможно, что фактор и влияние гранитной интрузии могли оказывать в определённой мере термальное воздействие на осадочные породы и различную степень их метаморфизма, что могло снизить показатели по ФЕС пород.

Возможное присутствие в разрезе (по примеру площади Оймаша), изменённых и сильно изменённых гранитов, является признаком того, что гранитный массив выводился на дневную поверхность, и граниты подвергались

процессу активного выветривания и эрозии. Поэтому, размытая поверхность допалеозойского фундамента, как видно, характеризуется базальными горизонтами, представленными продуктами разрушения древней толщи, а также отложениями собственно палеозоя. В литологическом отношении в этой части разреза доминируют плохо отсортированные гравелиты, осадочные брекчии, в составе которых присутствуют кластический материал и кремнистые породы.

Предположительно, площадь приподнятого залегания палеозойских отложений (см. рис. 3) может сочетаться не менее широким развитием гранитной интрузии, которая по фактическим материалам характеризуется особым строением внутренней структуры гранитного массива. Не исключается при этом высокая вероятность гидродинамического единства внутри самого резервуара нефти и газа [4]. Также, влияние интрузии следует расценивать благоприятным фактором, сопутствующим образованию дополнительных путей для миграции УВ с больших глубин, а также, непосредственно, от фундамента в сторону перекрывающей толщи. На контакте с интрузивными телами структурно-тектонические условия обеспечивали формирование нетрадиционных типов ловушек и резервуаров, связанные с зонами трещиноватости и дробления. Во многом, примером для этого являются залежи площади Оймаша в разрезе Песчаномысско-Ракушечного поднятия.

Результаты интерпретации данных потенциальных полей по гранитному комплексу, широкое развитие которого прогнозируется в разрезе северо-западных районов Мангышлака, позволяют предполагать широкую полосу аномалий по всему участку от Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий в направлении на юго-восток до залива Кара-Богаз-Гол и Каракумского поднятия. Увязка этих данных с районом площади Оймаша (на северо-западе) и Аламурын Южный (на юго-востоке) указывает на высокую вероятность широкого распространения зон с активным формированием коры выветривания палеозоя и, соответственно, залежей, связанных с отложениями палеозоя и гранитной интрузией. Зоны внедрения кислой интрузии достаточно хорошо диагностируются по данным гравиметрии, т.е. участков, где возможно развитие мощных толщ гранитной «крошки» – аркозов, самой эффективной породы-коллектора. Аркозы (песчаники и алевролиты), образованные на месте дробления и разуплотнения интрузии характеризуются пористостью 15–23% и проницаемостью до 1.8 мкм² (Майлибаев М.М., 2014) [5].

По имеющимся прогнозам зоны разуплотнения и дробления в гранитах и гранитоидах (в составе гранитной интрузии), а также находящимся на контакте с ними отложениях палеозоя, предположительно, распространяются на значительной части Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий и большей площади Горного Мангышлака (преимущественно западная часть). *На данной отмеченной территории в настоящее время (при отсутствии кондиционных материалов по структурным построениям), имеющиеся данные и основные тенденции в развитии палеозойской толщи и отдельно допалеозойского фундамента позволяют высоко оценивать перспективы планирования и постановки поисковых работ.*

Заключение

Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов по северо-западной части Мангышлакского бассейна в связи с оценкой внутреннего строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов в разрезе фундамента и палеозойской толщи, позволяет сделать следующие основные выводы.

1. По имеющимся данным в доюрской части разреза в отношении нефтегазоносности следует чётко дифференцировать отложения фундамента, палеозоя и триасового комплекса. Перспективность всего разреза рассматриваемой территории характеризуется сосредоточением прогнозных ресурсов в данных комплексах отложений на бортах крупных прогибов и поднятиях II-ого порядка, а также в зонах их сочленения (Песчаномысско-Ракушечная зона, Жетыбай-Узенская ступень и Сегендыкская впадина, полоса их сочленения с Беке-Башкудукским и Тюб-Караганским валом).

2. Особая специфичность внутреннего строения палеозойских отложений в зонах крупных выступов фундамента и на контакте с гранитной интрузией обуславливает широкое развитие ловушек неструктурного типа. В этой связи комплексное изучение строения и нефтегазоносности северо-западных районов Мангышлака должно учитывать конкретизацию поисковых объектов с привлечением данных переинтерпретации последних сейсмических материалов и объёмного моделирования.

3. Проявления и структурные построения по поверхности фундамента и палеозоя характеризуются «структурной унаследованностью» и т.н. «сквозным» развитием локальных объектов вверх по разрезу. В связи с этим, объективно, имеются благоприятные предпосылки в том, что в разрезе рассматриваемой территории могут получить развитие крупные объекты структурного и неструктурного типа. В особенности это относится к палеозойской толще, облекающей породы коренного основания, в которой крупные по размерам поднятия (ловушки), предположительно, характеризуются высокой степенью сохранности и стабильным развитием, таким образом, аккумулируют в себе значительные объёмы запасов нефти и газа.

4. Получение притоков нефти и газа в гранитах и палеозойских отложениях на площади Оймаша и имеющиеся достаточно обнадеживающие прогнозы по широкому распространению в разрезе представляется убедительным и веским аргументом для постановки поисковых работ на крупных положительных структурах Песчаномысско-Ракушечной зоны, Тюб-Караган – Жетыбайского участка и западной части Горного Мангышлака.

Литература

1. *Ажгалиев Д.К.* Прогноз нефтегазоносности палеозойского комплекса Устюрт-Бозашинского региона и Мангышлака // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. Алматы. – 2016. – № 6 (420). – С.51–63.
2. *Ажгалиев Д.К.* Прогноз перспективных нефтегазоносных объектов в палеозое в пределах Южно-Мангышлакского прогиба на западе Туранской плиты // Известия Уральского ГГУ. – Екатеринбург. – 2018. – Вып. 1 (49). – С.11–17.
3. *Боранбаев К.Х., Ступак С., Боранбаев А.К.* Краткая литолого-стратиграфическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области // Сборник трудов НИПИнефтегаз. Актау. – 2014. – Вып.1. – С.19–44.
4. *Крупин А.А., Рыкус М.В.* Нефтегазоносность гранитов складчатого фундамента Южного Мангышлака (на примере месторождения Оймаша) // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т.9. – № 3. – С.13–16.
5. *Майлибаев М.М.* Горный Мангышлак и его северные склоны как объект поисков месторождений нефти и газа // Известия Национальной академии наук РК. Серия геологии и технических наук. Алматы. – 2014. – № 4. – С.47–50.
6. *Мамаева Д.С., Тулемисова Ж.С.* Геологические особенности строения месторождения Оймаша с последующим оптимальным выбором разработки // Вестник Казахстанско-Британского технического университета. – 2020. – № 17(2). – С.30–35.
7. *Нгуен Х.Б., Исаев В.И.* Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2017. – № 6. – Т.39. – С.3–19.
8. *Пуланова С.А.* Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учётом развития в нём неструктурных ловушек комбинированного типа // Георесурсы. – 2019. – Т.21. – № 4. – С.19–26.
9. *Рабинович А.А., Попков В.И., Тимурзиев А.И.* Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака. Отчёт. КазНИПИнефть (договор № 5-06/991). Шевченко. 1990.
10. *Тимурзиев А.И.* Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) // Геология, геофизика. – М., 2010. – 5/Н (11). – С.11–20.
11. *Шустер В.Л., Левянт В.Б., Эллинский М.М.* Нефтегазоносность фундамента (поиски и разведка месторождений УВ) / М. Издательство ТУМА ГРУПП. 2003. – 176 с.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ КОНВЕРСИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА В ПРИСУТСТВИИ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ХЕЛАТОВ ПЕРЕХОДНЫХ МЕТАЛЛОВ

Аль Асади Хуссейн, С.А. Ситнов, А.В. Вахин

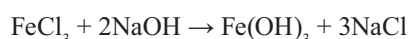
ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет

На сегодняшний день одной из важнейших проблем для современной нефтегазовой отрасли является повышение эффективности разработки месторождений высоковязкой нефти. Чаще всего для добычи высоковязкой нефти используются технологии закачки пара. Совместно с закачкой пара можно использовать закачку катализаторов акватермолиза высоковязкой нефти, что позволяет снизить вязкость нефти, повысить долю лёгких фракций и снизить содержание смол и асфальтенов [1].

Объектами исследования служила высоковязкая нефть Ашальчинского месторождения. Исследования проведены с использованием водорастворимого катализатора на основе хелата железа, синтезированного с использованием оксиэтилидендифосфоновой кислоты. Содержание каталитического металла и донора водорода зафиксировано на уровне 0,2 масс. % и 2,0 масс. %, соответственно. Лабораторное моделирование процесса акватермолиза проводилось с использованием реактора высокого давления с перемешиванием (объём 300 мл) производства Parr Instruments, США. В реактор загружалась нефть и вода в массовом соотношении 7:3, соответственно. Исходное давление обеспечивалось азотом, температура процесса была зафиксирована 250°C (рис. 1).

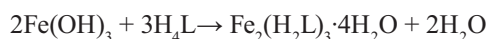
Синтез катализатора осуществляли следующим образом:

– I стадия: получение гидроксида железа (III):



– II стадия: промывка свежеприготовленного гидроксида железа (III) от хлористых солей.

– III стадия: взаимодействие свежеприготовленного гидроксида железа (III) с оксиэтилидендифосфоновой кислотой (H₄L) при нагревании:



В таблице представлен групповой состав и значение динамической вязкости образцов исходной нефти и после гидротермального воздействия в присутствии и отсутствии катализатора.

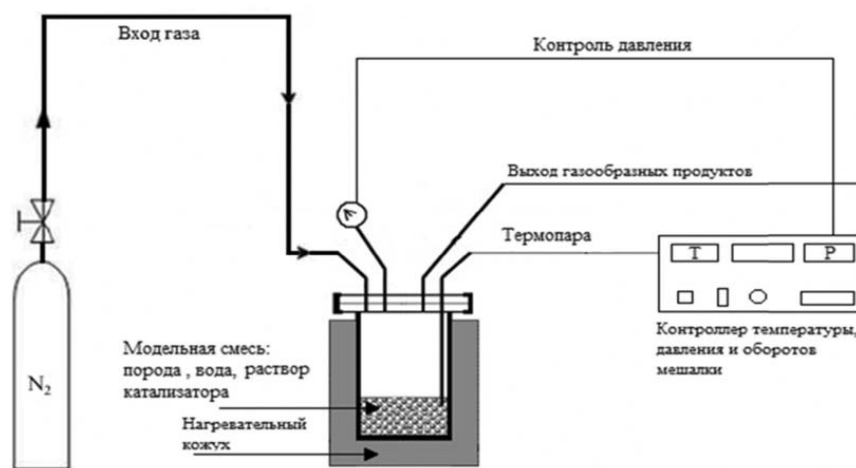


Рис. 1. Схема установки с реактором периодического действия

Таблица

Групповой состав образцов и значение динамической вязкости исходной нефти и после гидротермального воздействия в присутствии и отсутствии катализатора

№	Образец	SARA фракции, мас. %				Динамическая вязкость (при 10°C), сП
		Насыщенные УВ	Ароматические УВ	Смолы	Асфальтены	
1	Исходная нефть Ашальчинского месторождения	25,1	32,1	36,6	6,2	8727
2	После термообработки (контрольный опыт)	26,3	32,5	34,2	7,0	9302
3	После термообработки с катализатором	29,8	33,1	31,4	5,7	7106
4	После термообработки с катализатором и донором водорода	33,8	32,7	28,5	5,0	5700

Из таблицы видно, что исследуемая нефть характеризуется большим содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), которые и определяют её высокую динамическую вязкость. В результате некаталитического гидротермального воздействия вязкость относительно исходной нефти возрастает за счёт увеличения смол и асфальтенов. Это связано с тем, что в результате образования трёхмерной шивки путём рекомбинации разрушенных в результате воздействия фрагментов высокомолекулярных компонентов и образованию ещё более плотной структуры ввиду отсутствия свободных протонов, способных к образованию связей с образовавшимися радикалами, чтобы предотвратить нежелательный процесс повышения молекулярной массы нефтяной системы. Введение катализатора обеспечивает некоторое снижение доли САВ, увеличению лёгких углеводородов, что сказывается на величине вязкости, которая снижается на 18,0% относительно исходной нефти и на 23,0% относительно контрольного опыта. По-видимому, катализатор наряду с интенсификацией деструктивных процессов обеспечивает незначительное формирование водорода из нафтен-ароматических соединений, входящих в состав нефти, что позволяет закрыть частично образовавшиеся радикалы. Введение количества донора водорода способствует ещё более полной нейтрализации свободных радикалов, что в итоге позволяет достичь максимального эффекта в улучшении качества нефти и снижения её вязкости: относительно исходной нефти и контрольного опыта доля САВ снижается в среднем на 25,0% и 20,0%, соответственно, доля лёгких компонентов увеличивается на 15,0%, снижение вязкости – на 34,7% и на 38,7%, соответственно.

Полученные результаты показывают возможность интенсифицировать процессы внутрислоевого облагораживания высоковязкой нефти в процессе паротепловой обработки залежи. Применение катализатора, активная форма которого формируется *in situ*, позволяет достигнуть снижения содержания асфальто-смолистых соединений, что обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку.

Литература

1. Lin D. *u dp.* Insights into the synergy between recyclable magnetic Fe₃O₄ and zeolite for catalytic aquathermolysis of heavy crude oil // *Appl. Surf. Sci.*, 2018. – Т. 456. – С. 140–146.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ ДЛЯ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ СИСТЕМ

Д.Р. Аминев, А.А. Гимазов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, denr_am@mail.ru, Gimazov.AA@gazpromneft-ntc.ru

DETERMINATION OF DEW POINT PRESSURE FOR UNDERSATURATED SYSTEMS

D.R. Aminev, A.A. Gimazov

Kazan (Volga Region) Federal University, denr_am@mail.ru, Candidate of Technical Sciences, Gimazov.AA@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. Достоверное прогнозирование добычи конденсата является актуальной задачей контроля за разработкой газоконденсатных месторождений. В статье предложен способ определения давления начала конденсации пластовых флюидов, правильное определение которого помогает грамотно определить условия эксплуатации скважины, установить момент начала снижения добычи, вести рациональную разработку запасов. Рассматриваемый способ позволяет определить давление начала конденсации по изменению физических свойств движущегося флюида в столбе скважины, проводимого во время измерения давления и температуры по стволу скважины.

Ключевые слова: давление начала конденсации, конденсат, газоконденсатная характеристика, PVT-исследования, добыча конденсата.

Annotation. Reliable forecasting of condensate production is an urgent task of control over the development of gas condensate fields. In this paper we propose a method for determining the dew point pressure of formation fluids, the correct determination of which helps to competently determine the conditions of well operation, to establish the moment of the beginning of production decline, to conduct rational development of reserves. The method under consideration allows to determine the condensation onset pressure by the change of physical properties of the moving fluid in the well column, conducted during the measurement of pressure and temperature along the wellbore.

Key words: Dew point pressure, gas condensate, gas-condensate characteristic, PVT research, condensate extraction.

Эффективность разработки газоконденсатных залежей, во многом зависит от точности определения абсолютных значений давления начала конденсации (далее $P_{нк}$) и установления закономерности изменения его как по площади, так и по мощности залежей [1]. Знание давления начала конденсации позволяет определить какие условия необходимо создать для сокращения количества выпавшего конденсата в трубопроводах и оборудовании, а также подобрать оптимальный режим эксплуатации скважины, чтобы избежать потерь конденсата.

В работе [2] предложена методика расчета $P_{нк}$, основанная на определении плотности газа и газоконденсатной смеси по стволу скважины и дальнейшем графическом анализе.

В работе [1] давление начала конденсации определяется двумя способами: по изменению плотности добываемого конденсата и по изменению содержания добываемого конденсата.

С выделением конденсата и выпадением его в пласте плотность выносимого конденсата начинает уменьшаться. Графическая форма его изменения изображается в виде двух прямых линий, пересечения которых соответствуют однозначному значению $P_{нк}$. Первая прямая – горизонтальная прямая с нулевым угловым коэффициентом, описывающая зависимость плотности добываемого конденсата от давления при пластовом давлении, равном давлению начала конденсации (и до него), а другая – наклонная прямая с отрицательным угловым коэффициентом, которая описывает зависимость плотности конденсата от давления при его выделении и выпадении в пласте (рис. 1.1). Таким образом, образуется чёткая графическая форма изменения плотности добываемого конденсата, по точке перелома которой можно определять давление начала конденсации.

В условиях $P_{пл} > P_{нк}$ содержание конденсата (КГФ) остаётся постоянным. С уменьшением $P_{пл}$ ниже $P_{нк}$ выделившийся конденсат остаётся в пласте, насыщая призабойную зону, и КГФ начинает уменьшаться (рис. 1.2). Причём, в начальный период она изменяется в основном прямолинейно. В графическом виде пересечение двух этих пря-

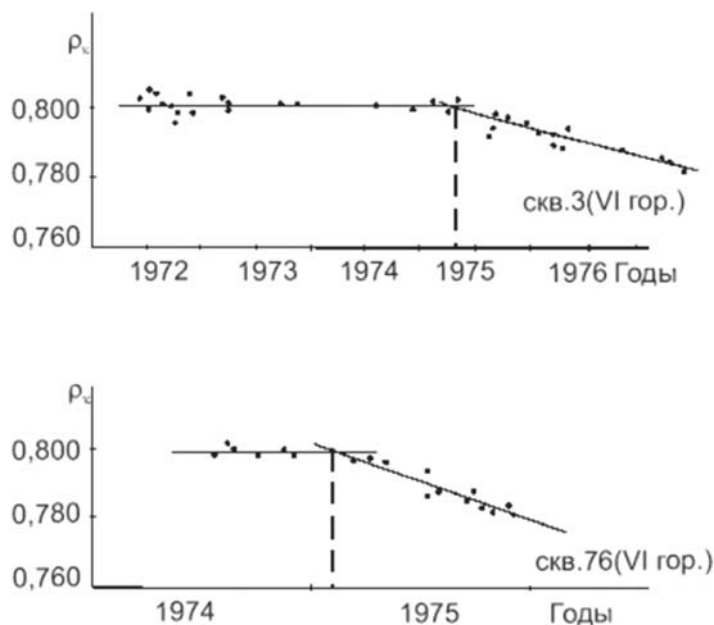


Рис. 1.1. Определение давления начала конденсации по изменению плотности добываемого конденсата по скважинам м. Бахар

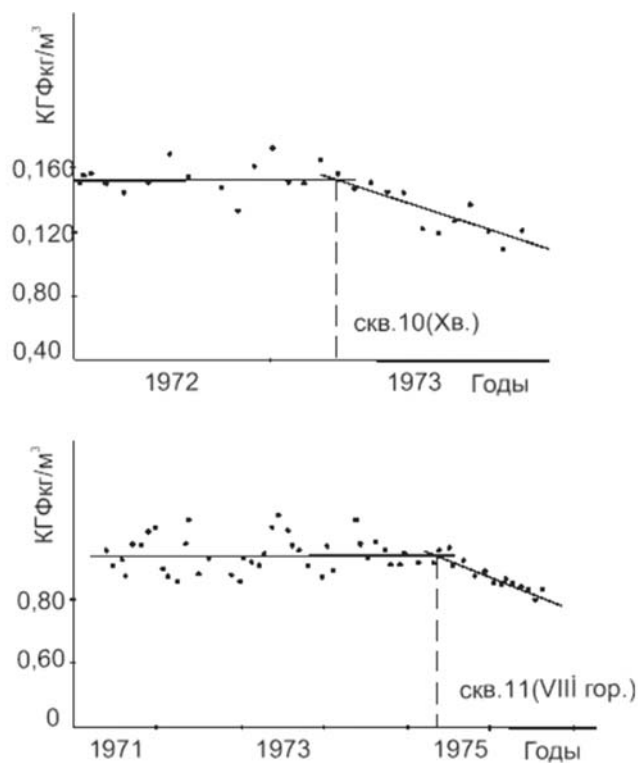


Рис. 1.2. Определение давления начала конденсации по изменению содержания конденсата по скважинам м. Бахар

лений и температур в секциях подъёмника, а затем по точке пересечения кривых изменения значений плотности пластового газа и газоконденсатной смеси определяют величину давления начала конденсации.

1. Методика расчёта.

1. Необходимы входные данные по замерам давления, температуры, абсолютной глубины спуска прибора по вертикали.

2. Для расчёта плотности ГКС используется формула

$$\rho = \frac{98,0665 * (P_2 - P_1)}{(H_2 - H_1) * g}; \rho[\text{г/см}^3] \quad (1.1)$$

где:

H_1, H_2 – глубина спуска прибора (м),

P_1, P_2 – давление на глубину спуска прибора (кг/см²),

g – ускорение свободного падения (9,81 Н/кг).

3. Для расчёта коэффициента сверхсжимаемости газа (Z) необходимы критические значения температуры и давления.

4. Определяются приведённые давления и температуры по стволу скважины

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}};$$

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}$$

5. Определяется коэффициент сверхсжимаемости газа с использованием приближённого уравнения

$$Z = (0,4 \lg T_{пр} + 0,73) P_{пр} + 0,1 P_{пр} \quad [4]$$

6. Определяется плотность пластового газа по формуле

$$\rho_{г} = \frac{\rho_{го} \cdot P_{срi} \cdot T_0}{P_0 \cdot T_{срi} \cdot Z_i}$$

где

мых линий даёт значение давления начала конденсации.

Лабораторные исследования позволяют наиболее точно определить $P_{нк}$, но процесс трудоёмкий и длительный, для которого необходимо выполнять рекомбинацию газа сепарации и нестабильного конденсата.

В данной статье предлагается метод определения $P_{нк}$, основывающийся на расчёте плотности газоконденсатной смеси и работе с адаптированной PVT-моделью газа. Методика применима для недонасыщенных систем, то есть пластов, характеризующихся высоким пластовым давлением относительно давления начала конденсации ($P_{пл} > P_{нк}$), поскольку при таком условии ГКС находится в однофазном состоянии и необходимо рассчитывать давление начала конденсации.

Для этого проводят исследования скважин при стационарных режимах фильтрации пластового газа методом установившихся отборов, измеряют дебиты газа, конденсата и воды, отбирают пробы пластового газа и определяют компонентный состав газа. Глубинным манометром измеряют давления в стволе скважины в заданных интервалах, а также давления и температуры на устье и забое скважины. В каждом интервале по измеренным значениям дебитов газа, конденсата и воды и средним давлениям в интервалах рассчитывают плотности газоконденсатной смеси и пластового газа, строят график изменения плотности газа и газоконденсатной смеси в зависимости от средних значений давлений и температур.

- ρ_r и ρ_{r0} – плотности пластового газа в рабочих и нормальных условиях, кг/м³;
- $P_{срi}$ и $T_{срi}$ – соответственно среднее давление, МПа, и температура, К, в i-м интервале измеренных давлений и температур в скважине;
- P_0 и T_0 – давление и температура при нормальных условиях;
- Z_1 – коэффициент сверхсжимаемости газа;

7. Выполняется построение графиков зависимостей плотности газа и ГКС от давления. Давление начала конденсации определяется по точке пересечения кривых графика. Продолжения кривых плотности газа в зависимости от давления в сторону меньших значений давлений и плотности смеси газа и конденсата в сторону больших значений не являются истинными и необходимы только при построении графика, для нахождения точки пересечения, соответствующей давлению начала конденсации.

Достоверной точкой, по которой определяется давление начала конденсации, является точка, соответствующая максимальному давлению, при котором образуется жидкая фаза конденсата. Другая точка пересечения является ложной, поскольку она уже находится в области течения смеси газа и конденсата в стволе скважины.

2. Апробация на данных.

Для расчётов взяты скважины 3107 и 3415 Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения, в которых проводилось измерение давления и температуры по стволу скважины. Исследуемый пласт – НП₄.

Таблица 2.1

Результаты записи эюр давления при подъёме манометра скв.3107

№	Глубина по стволу(м)	Глубина по вертикали (м)	Давление на глубине спуска, кг/см ²	Температура на глубине спуска, Т °С
1	5	5,00	139,48	27,90
2	500	499,90	146,08	35,57
3	1000	924,10	151,81	42,78
4	1200	1055,85	153,70	45,06
5	1400	1187,71	155,55	47,22
6	1600	1321,40	157,62	49,18
7	1800	1450,51	159,70	51,03
8	2000	1565,06	161,39	52,46
9	2160	1641,67	162,64	53,30

По расчётным значениям ρ_r и $\rho_{см}$ построены графики (рис. 2.1, 2.2), на которых приведены кривые, показывающие изменения плотности пластового газа и смеси газа и конденсата для различных средних давлений в интервалах измерений, которые построены по данным исследований.

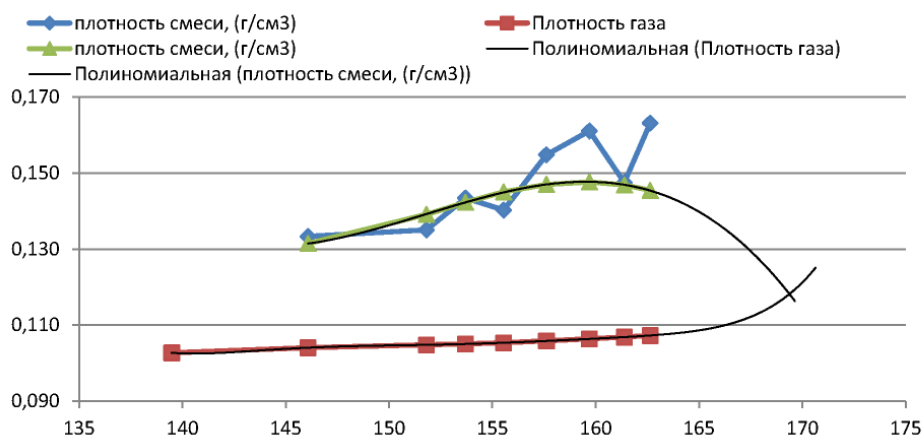


Рис. 2.1. Зависимость плотности газа и газоконденсатной смеси от давления скв.3107

Таким образом, давление начала конденсации на скважине 3107 Новопортовского месторождения составило 169 кг/см².

Результаты записи эюор давления при подъёме манометра скв.3415

№	Глубина по стволу(м)	Глубина по вертикали (м)	Давление на глубине спуска, кг/см ²	Температура на глубине спуска, Т °С
1	0	0,00	141,90	27,61
2	5	5,00	141,95	29,09
3	500	498,95	148,87	36,43
4	1000	901,52	154,55	42,78
5	1200	998,36	156,06	44,73
6	1400	1094,59	157,54	46,63
7	1600	1192,48	159,07	48,48
8	1800	1291,86	160,56	50,33
9	2000	1390,50	162,12	52,03
10	2200	1490,69	163,74	53,68
11	2400	1585,78	165,20	55,08
12	2600	1676,54	166,59	56,18
13	2791	1765,20	167,91	57,03

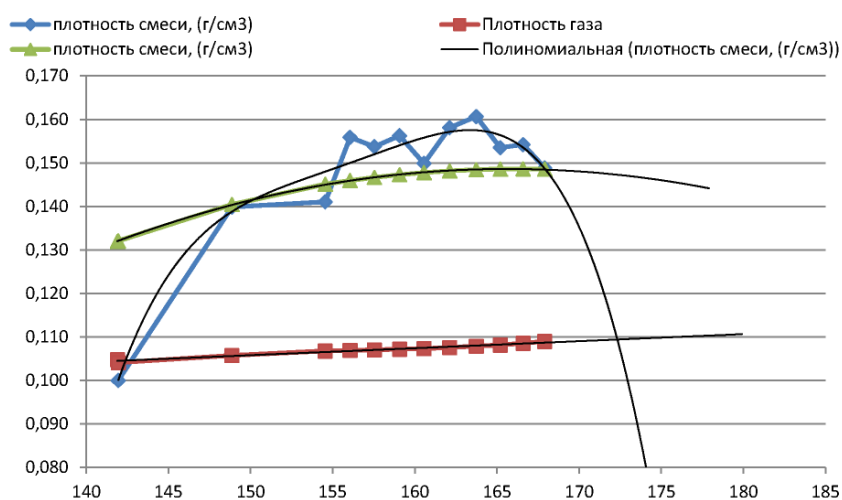


Рис. 2.2. Зависимость плотности газа и газоконденсатной смеси от давления на скважине 3415

Аналогично для скважины 3415 Новопортовского месторождения определено $P_{нк} = 173 \text{ кг/см}^2$.

3. Сравнение с первой методикой.

Для расчёта $P_{нк}$ используется адаптированная PVT-модель газа. Расчёт плотности газа производится в ПО PVTsim Nova. Для этого поэтапно выставляются значения давления и температуры каждого интервала измерения и вычисляется плотность газа. Плотность газоконденсатной смеси рассчитывается по формуле 1.1. Выполняется построение графиков зависимости плотности газа и гкс от давления с последующим нахождением точки пересечения кривых.

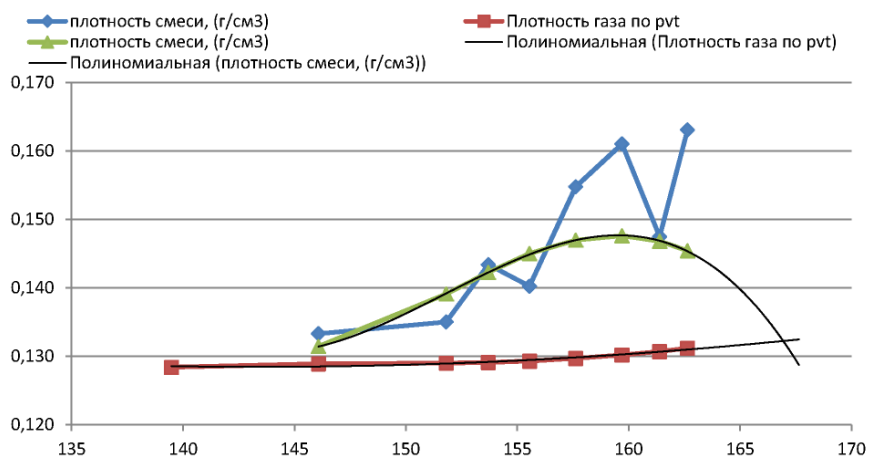


Рис. 3.1. Зависимость плотности газа и газоконденсатной смеси от давления на скважине 3107

Таким образом, давление начала конденсации на скважине 3107 Новопортовского месторождения составило 167 кг/см².

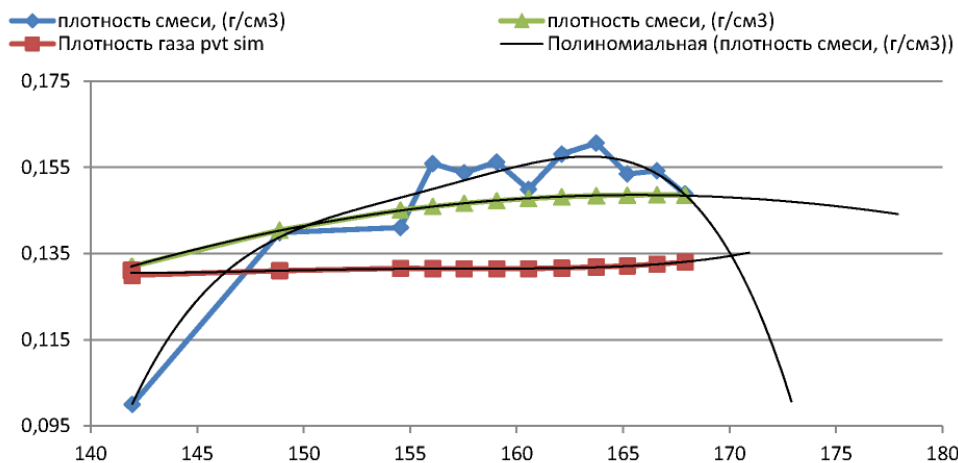


Рис. 3.2. Зависимость плотности газа и газоконденсатной смеси от давления на скважине 3415

Таким образом, давление начала конденсации на скважине 3415 Новопортовского месторождения составило 172 кг/см².

Выводы

Исходя из выполненных исследований, можно сделать вывод, что от правильности определения давления начала конденсации напрямую будут зависеть условия эксплуатации скважины, чтобы экономически целесообразно и эффективно добывать пластовые флюиды. Данный метод значительно ускорит расчёт $P_{нк}$ в условиях, когда время ограничено и нет возможности для лабораторных исследований. Методика, предложенная в патенте, с погрешностью 1–2 кг/см² может быть применима для оценки $P_{нк}$.

Литература

1. Гасанов И.Р. К вопросу определения давления начала конденсации газоконденсатных смесей в процессе разработки / И. Р. Гасанов. – Текст: непосредственный // Техника. Технологии. Инженерия. – 2018. – № 2 (8). – С. 1–6. – URL: <https://moluch.ru/th/8/archive/85/3115/>
2. Костанов И.А.; «Астраханьгазпром» ОАО «Газпром». Способ определения давления начала конденсации пластового газа. Патент № 2164292 РФ.
3. О параметре давления начала конденсации газоконденсатной смеси и методе его определения / М.Т. Абасов, З.Я. Аббасов, В.М. Фаталиев, Н.Н. Гамидов, Г.Г. Мамедова. – Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С.97–99.
4. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа // М.: Грааль. – 2002. – Т. 575. – С. 202–233.

ПРИМЕНЕНИЕ СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЯ С КАТАЛИЗАТОРОМ АКВАТЕРМОЛИЗА ДЛЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ И БИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.В. Архипов, Д.И. Гимадеев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, *arkhipov-eugeney@yandex.ru*, *admit.gimadeev@gmail.com*, *mc-gross@mail.ru*, *vahin-a_v@mail.ru*

APPLICATION OF MICROWAVE EXPOSURE WITH AN AQUATHERMOLYSIS CATALYST FOR IN-SITU UPGRADING OF HIGH-VISCOSITY AND BITUMEN DEPOSITS

E.V. Arkhipov, D.I. Gimadeev, I.I. Mukhamatdinov, A.V. Vakhin

Kazan (Volga Region) Federal University, *arkhipov-eugeney@yandex.ru*, *admit.gimadeev@gmail.com*, *mc-gross@mail.ru*, *vahin-a_v@mail.ru*

Аннотация. В статье рассмотрено влияние СВЧ-воздействия с применением катализатора аквагермолиза на основе железа на реологические свойства нефти битуминозного месторождения Республики Куба Бока де Харуко. На основе проведенных исследований выявлено снижение вязкости на 60% относительно исходной нефти.

Ключевые слова: микроволновое воздействие, катализатор, высоковязкая нефть, реологические свойства.

Annotation. The article considers the effect of microwave exposure using an iron-based aquathermolysis catalyst on the rheological properties of oil from the bituminous deposit of the Republic of Cuba Boca de Jaruco. Based on the conducted studies, a decrease in viscosity by 60% relative to the initial oil was revealed.

Key words: microwave exposure, catalyst, high-viscosity oil, rheological properties.

Наступает время, когда доля традиционных лёгких углеводородов падает, начинает проследиваться рост нетрадиционных или трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Многие ВУЗы и научно-производственные организации разрабатывают технологии и новые методы увеличения нефтеотдачи. В лабораториях КФУ активно разрабатываются и внедряются в производственный оборот применение катализаторов аквагермолиза.

В данной работе предлагается комбинированное физико-химическое воздействие на пласт. Проведены исследования влияния СВЧ-воздействия на нефть месторождения Республики Куба Бока де Харуко, вязкость которой составляет более 200 000 мПа·с. Из полученных данных, при часовом воздействии в присутствии катализатора достигалось снижение вязкости на 60% по сравнению с исходной нефти и на 20% по сравнению с контрольным образцом.

Для проведения лабораторных исследований по моделированию микроволнового воздействия на нефть в лаборатории КФУ был сконструирован экспериментальный стенд, который представляет собой энергоэффективную СВЧ-камеру (реактор) для проведения исследований по СВЧ-обработке нефтей и пород в лабораторных условиях. В качестве источника СВЧ-излучения использован набор промышленных магнетронов с частотой 2,45 ГГц, использующих схему суммирования до мощности 1 кВт и ступенчатое регулирование мощности воздействия, а также дополнительное охлаждение для длительной непрерывной работы. Передача излучения от набора магнетронов в реактор осуществляется с помощью волноводного тракта. Специально спроектированная камера позволяет устанавливать пробирки в пучности H (магнитного) и E (электрического) полей.

Для проведения лабораторных исследований был синтезирован прекурсор катализатора на основе переходного металла – таллат железа [1-4]. Раствор катализатора таллата железа с нефрасом загружались в количестве 0,2% по металлу и 2% по нефти, соответственно.

Определение вязкостно-температурных характеристик нефти месторождения Бока де Харуко проводили с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L, оснащённого адаптером с термостатируемой рубашкой. Необходимую температуру в терморубашке поддерживали с помощью охлаждающего термостата HUBER MPC K6.

Компонентный состав нефтей определяли методом SARA-анализа согласно методике ASTM D 4124-09.

Лабораторные исследования велись с фиксированным значением мощности магнетрона при различном времени воздействия. Наибольшая разница в изменении динамической вязкости образцов фиксируется в низкотемпературных областях графика (до 30°C). С повышением температуры динамическая вязкость до и после микроволнового воздействия контрастируют в меньшей степени (рис. 1).

Основное преимущество микроволнового нагрева – объёмный нагрев, распределение тепла происходит по всему объёму материала независимо от теплопроводности, также отмечается высокая скорость нагрева по сравнению с традиционными технологиями [5].

Полученные результаты свидетельствуют об увеличении вязкости образцов в магнитном и электрическом поле без добавления катализатора при 10 и 30-минутном воздействии относительно исходной нефти. При увеличении времени воздействия наблюдается уменьшение значений динамической вязкости на 10% относительной исходной нефти, измеренной при 30°C. Также начинается фиксирование значений вязкости при 20°C, т.к. вязкость исходной нефти превышала допустимый диапазон измерений (до 200 000 мПа·с).

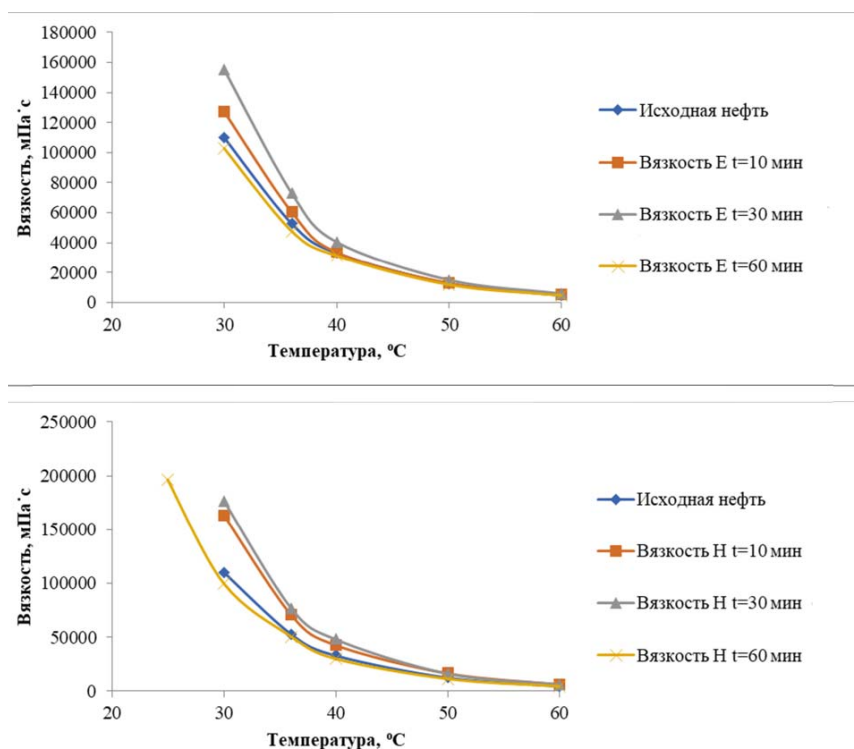


Рис. 1. Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти, а также образцов нефти после облучения при различном времени воздействия в электрическом (Е) и магнитном (Н) полях

На рис. 2 представлена вязкость образцов нефтей, измеренная при 30°C после СВЧ-воздействия в электрическом и магнитном полях, а также степень снижения вязкости. Наибольшее снижение вязкости по сравнению с исходной нефтью фиксируется после 60 минутного воздействия при наличии прекурсора катализатора – раствора таллата железа (~60%). Вязкость контрольного эксперимента уменьшается на 20%.

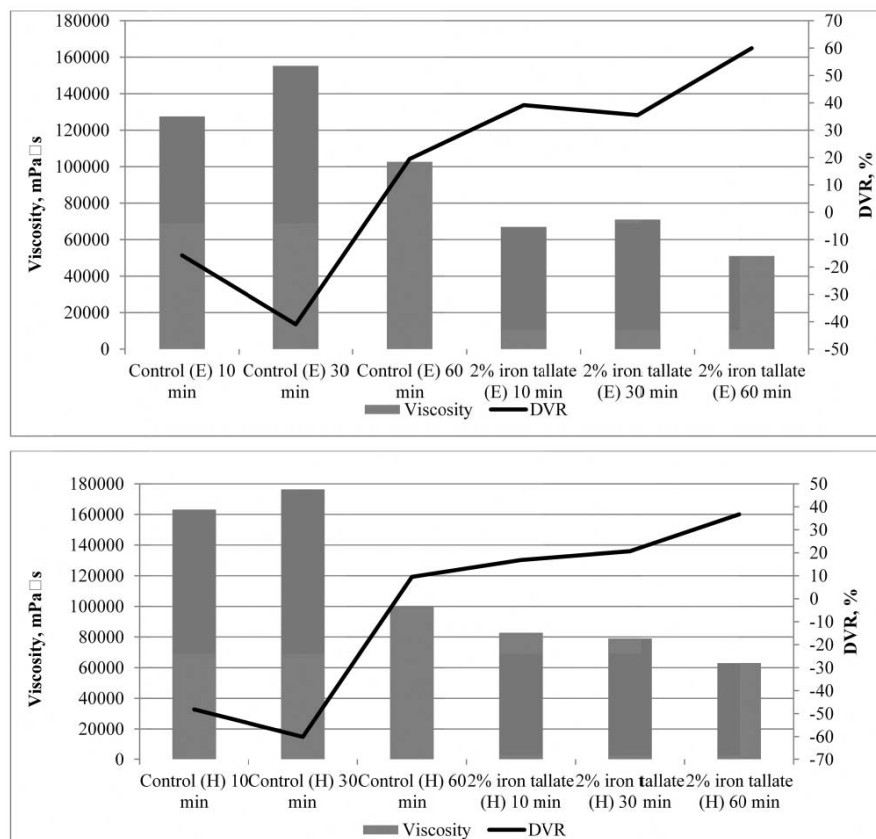


Рис. 3. Вязкость и степень снижения вязкости (degree of viscosity reduction (DVR)) нефти при 20°C в электрическом (Е) и магнитном (Н) полях после СВЧ-воздействия

СВЧ-воздействие на высоковязкую нефть снижает не только вязкость, но и улучшает свойства нефти за счёт взаимодействия с СВЧ-энергией и индукции нагрева [6]. При высоких температурах фиксируется увеличение скорости диффузии с нетепловыми эффектами. Данное явление также именуется как СВЧ-эффект. Он достигается результатом взаимодействия СВЧ и компонентами нефти. Основным фактором, изменяющим вязкость нефтей является содержание смолисто-асфальтеновых веществ, более высокая концентрация тяжёлых молекул и асфальтенов в горячей зоне от нетепловых эффектов увеличивает возможность снижения вязкости нефти [7].

На рис. 4 представлены результаты по определению компонентного состава нефти месторождения Бока де Харуко после СВЧ-воздействия без и при наличии прекурсора катализатора. Поскольку основным фактором, влияющим на реологию нефтяной дисперсной системы, является количественный показатель содержания смолисто-асфальтеновых компонентов, то можно утверждать, что наблюдаемое снижение динамической вязкости образцов нефти в результате СВЧ-излучения, происходит за счёт снижения содержания САВ компонентов. Также отмечается, что из-за полярной природы и состава, асфальтены обладают высоким потенциалом поглощения СВЧ-излучения [8].

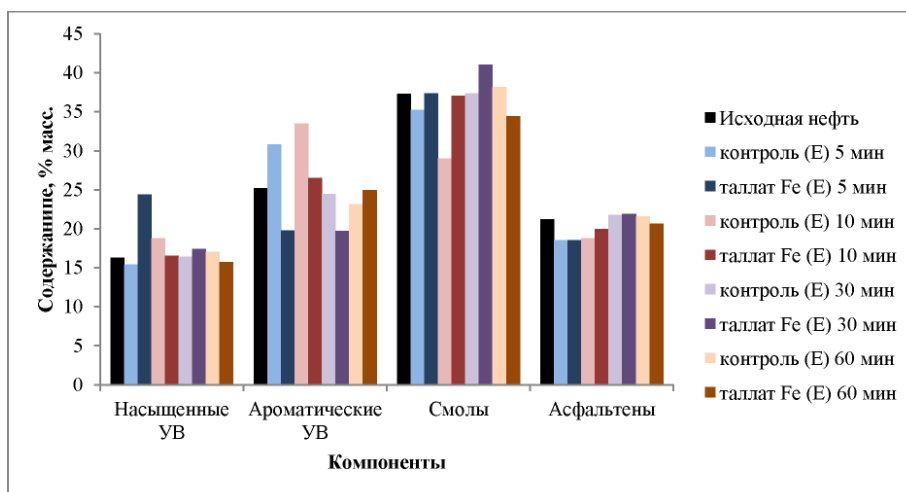


Рис. 4. Компонентный состав образцов нефти после СВЧ-облучения без и при наличии катализатора

Методом газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии в составе выявлены гомологические ряды n-алканов (m/z 57) состава C10-C20 и выше, а также изо-алканов. Содержание в составе данных продуктов свидетельствует о наличии алифатических цепей в структуре смол и асфальтенов и протекание реакций их dealкилирования [9]. На рис. 5 представлены результаты ГХ-МС анализа насыщенной фракции нефти. На данных графиках отмечается, что добавление катализатора на основе железа при СВЧ-воздействии по сравнению с контрольными опытами, увеличивает количество циклоалканов более чем в 2 раза, происходит перегруппировка компонентного состава из САВ с разрывом связей C-C в составе насыщенной фракции с генерацией УВ n-C10, C11, C12.

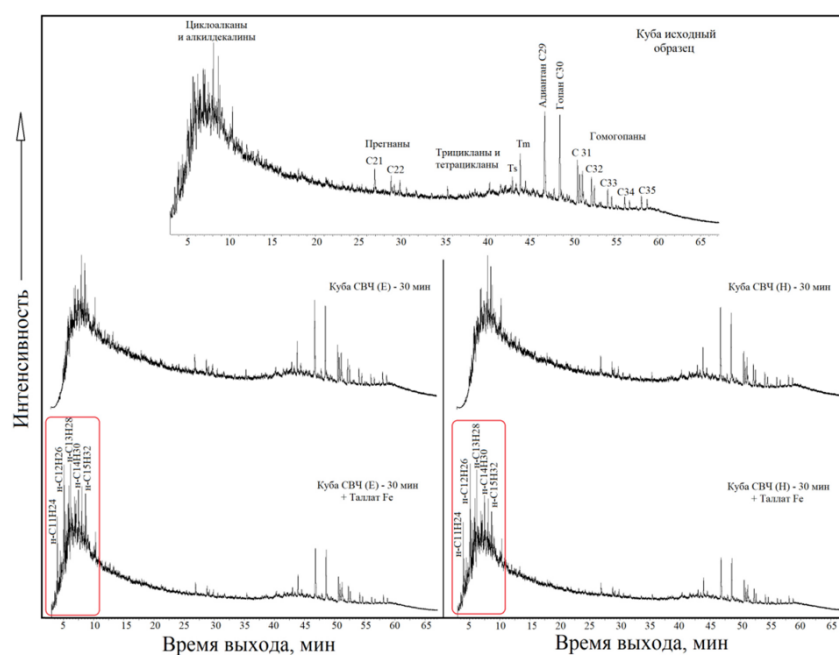


Рис. 5. Хроматограммы насыщенной фракции нефти месторождения Бока де Харуко

На рис. 6 представлены результаты ГХ-МС анализа ароматической фракции нефти месторождения Бока де Харуко, отмечается рост содержания алкилбензолов C10-C13 и алкилтетралинов C11-C13 в присутствии катализатора при СВЧ-воздействии в результате деструкции связей С-С в компонентах смол и асфальтенов, а количество бензо, дибензо- и нафтотиофенов уменьшается в сравнении с контрольным опытом в результате деструкции связей С-S.

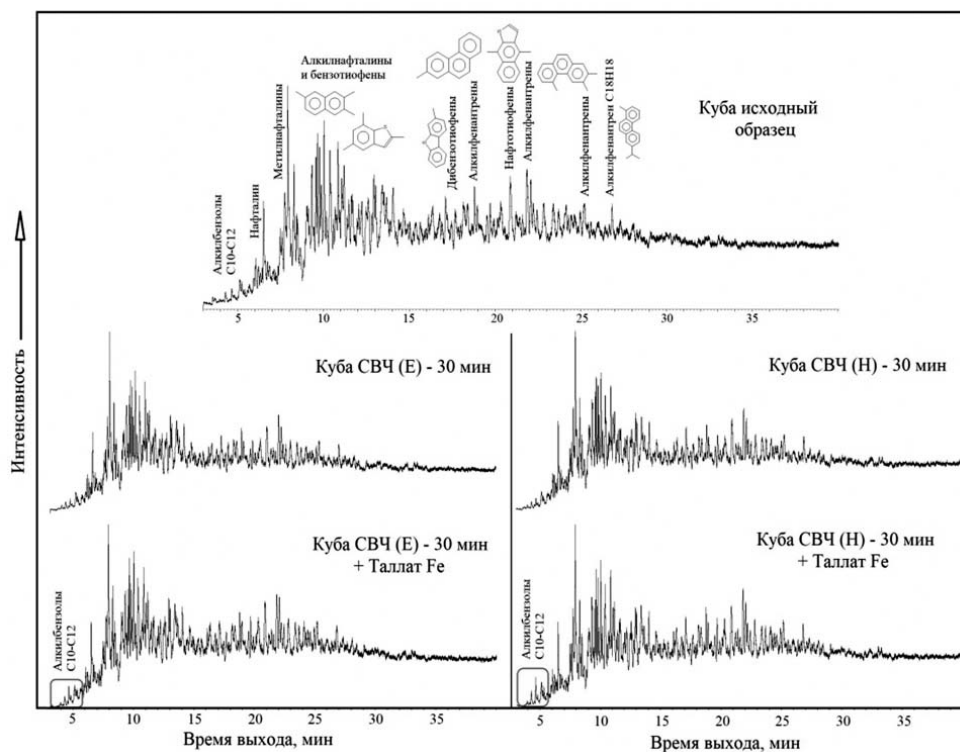


Рис. 6. Хроматограммы ароматической фракции нефти месторождения Бока де Харуко.

Литература

1. Vakhin A.V., Khelkhal M-A., Mukhamatdinov I.I., Mukhamatdinova R.E., Tajik A., Slavkina O.V., Malaniy S.Y., Gafurov M.R., Nasybullin A.R., Morozov O.G. Changes in Heavy Oil Saturates and Aromatics in the Presence of Microwave Radiation and Iron-Based Nanoparticles // *Catalysts*. – 2022. – V. 12. – 514. DOI: 10.3390/catal12050514.
2. Mukhamatdinov I.I., Khaidarova A.R., Mukhamatdinova R.E., Affane B., Vakhin A.V. Development of a catalyst based on mixed iron oxides for intensification the production of heavy hydrocarbon feedstocks // *FUEL*. – 2022. – V. 312. – 123005. – DOI: 10.1016/j.fuel.2021.123005.
3. Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Laikov A.V., Vakhin A.V. The aquathermolysis of heavy oil from Riphean-Vendian complex with iron-based catalyst: FT-IR spectroscopy data // *Petroleum Science and Technology*. – 2019. – V.37. – Issue 12. – PP.1410–1416.
4. Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Feoktistov D.A., Onishchenko Ya.V., Sudakov V.A., Amerkhanov M.I., Vakhin A.V. Underground Upgrading of the Heavy Crude Oil in Content-Saturated Sandstone with Aquathermolysis in the Presence of an Iron Based Catalyst // *Catalysts*. – 2021. – V. 11. – Issue 10. – 1255. DOI: 10.3390/catal11101255.
5. Mukhamatdinov I.I., Sitdikova G.Kh., Affane B., Mukhamatdinova R.E., Vakhin A.V. Investigating the catalytic effect of rock minerals during the aquathermolysis process of heavy oil in the presence of oil-soluble catalyst precursors // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. – 2024. – V.179. – 106490. DOI: 10.1016/j.jaap.2024.106490.
6. Adam M., Anbari H., Hart A., Wood J., Robinson J. P., and Rigby S. P., «In-situ microwave-assisted catalytic upgrading of heavy oil: Experimental validation and effect of catalyst pore structure on activity,» *Chem. Eng. J.*, vol. 413, p. 127420, 2021.
7. Kamotani Y., Wang L., Hatta S., Wang A., and Yoda S., «Free surface heat loss effect on oscillatory thermocapillary flow in liquid bridges of high Prandtl number fluids,» *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 46, no. 17, pp. 3211–3220, 2003.
8. Tao R. and Xu R., «Reducing the viscosity of crude oil by pulsed electric or magnetic field,» *Energy & fuels*, vol. 20, no. 5, pp. 2046–2051, 2006.
9. Taheri-Shakib J., Shekarifard A., and Naderi H., «Analysis of the asphaltene properties of heavy crude oil under ultrasonic and microwave irradiation,» *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 129, pp. 171–180, 2018.

МЕТАНОСФЕРА И НЕПРЕДСКАЗУЕМЫЕ КАТАСТРОФЫ

Я.Г. Аухатов

ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, Казань,
yan-89178823520@yandex.ru

Метаносферную гипотезу в 80-е годы прошлого века разрабатывал известный нефтяник и учёный Б.М.Юсупов [1]. Согласно его взглядам метан является организующим фактором нефтяных и газовых месторождений. Ведущая его роль обосновывается тем, что основной компонент залежей представлен во многих бассейнах именно метаном и преимущественно метановым составом растворённых в нефти газов. Это возможно лишь в анаэробных условиях, когда миграция происходит в закрытых природных резервуарах, где господствует восстановительный флюидный режим. Следовательно, нефтяные углеводороды в этом случае могли образоваться как производные от геохимического воздействия метана и водорода на погребённую органику. Известно, что метан (CH_4) является самым низкотемпературным и термодинамически устойчивым углеводородом, имеющим поистине универсальное распространение во всех сферах Земли. Казанцева Т.Т. отмечала, что Б.М.Юсуповым предложены вполне обоснованные взгляды на образование газовых и газоконденсатных месторождений за счёт метана глубинного происхождения [2]. Однако подчеркнула, что гипотеза о происхождении высших углеводородов нефтей за счёт метана наталкивается на трудности, в основе которых лежит малая реакционная способность этого предельно насыщенного соединения. Считают, что в промышленной химии получение из метана новых химических соединений требует либо жёстких окислительных условий, либо участия высокоэффективных катализаторов. В земной коре такие процессы и участвующие в них вещества не изучены. Однако, эти же процессы могут произойти при надвиговых движениях по отложениям обогащенным органическими веществами (типа доманика), где происходит переход механической энергии в тепловую и сопровождается гидротермальными процессами. Отложения типа доманика обогащены металлическими соединениями, которые могли служить катализаторами при переходе керогена в жидкие углеводороды при участии метана.

Большое количество метана сконцентрировано в осадочных бассейнах в составе нефти и газа месторождений углеводородов, а также в составе газа растворённых в подземных водах. Большое количество метана содержится в угольных месторождениях и болотных газах. Это говорит о полигенном происхождении метана.

В мире ежегодно добывают примерно полтора триллиона кубических метров природного газа. Но из недр на поверхность поступает газа много больше. Колоссальные масштабы этого процесса стали известны лишь в конце XX века благодаря сделанным под руководством академика А.В.Сидоренко открытиям учёных, которые и ввели новое в науке понятие «углеводородное дыхание» Земли [3].

Термин «углеводородное дыхание Земли», по академику А.В.Сидоренко, означает повсеместность и глубинность восходящих к земной поверхности углеводородных (УВ) флюидов, среди которых метан занимает первое место по своим объёмам как конечный УВ-продукт деструкции более сложных УВ и как продукт глубинного синтеза водорода и углерода. Планетарная абиогенная первичность метана и его гомологов установлена по наличию «метановых» атмосфер на некоторых малых планетах-спутниках Солнечной Системы (Сатурн). Тем самым доказано, что метан был одним из компонентов протовещества планеты.

Мантйность источников генерации УВ-газов подтверждается материалами бурения Кольской сверхглубокой скважины в пределах распространения архейско-нижнепротерозойского фундамента (Печенгинский район). Здесь на глубине около 12 км, вплоть до забоя 12 262 м, в плагиогнейсах фиксируются свободные углеводородные газы, воздымающиеся снизу и состоящие преимущественно из метана.

При освоении газовых скважин автор сталкивался с трудностями из-за гидратообразования в факельных линиях, а также внутри эксплуатационной колонны. Причинами обычно являлись негерметичности, откуда газ просачивался незаметно. При малых незначительных потоках газа через слои вечной мерзлоты также возникают условия благоприятные для образования газогидратов. Такими путями служили тектонические нарушения, например, в Тевлинско-Русскинском месторождении нефти. По мнению автора, слабая дегазация недр Земли привели к формированию газогидратных слоёв в Приполярных областях, на дне океанов и морей.

Открытие академиком А.А.Трофимуком и другими способности природных газов при определённых условиях соединиться с водой, образуя крупные залежи твёрдых гидратов, представляет крупное достижение [4]. В кристаллических гидратах один объём воды связывается с 70–300 объёмами газа, который как бы сжат сотни раз. Запасы природного газа в газогидратных залежах суши сопоставимы с запасами обычных газовых месторождений. В осадках дна Мирового океана количество метана. Заключённого в газогидратных залежах, во много раз превышают общие ресурсы всех других горючих ископаемых суши. По оценкам советских учёных, в глубоководных отложениях заключён почти млрд км^3 газа.

Огромные запасы метана сосредоточены в угольных месторождениях. Угольные газы, состоящие из метана от 60 до 98%, представляют большую опасность при добыче угля, являются причиной внезапных выбросов измельченного угля и появления полости в пласте. Метан образует с воздухом взрывоопасную смесь. Только дегазация угольных пластов и вмещающих пород сокращают возможность внезапных выбросов угля и газа. При этом мы на-

ходим некоторые общие признаки в происхождении аварии в скважинах нефтяных месторождений и шахт. Шахтеры давно заметили, что перед выбросом угля в шахте слышатся посторонние звуки – треск, удары, хлопки. Треск – это акустический импульс, возникающий в горной породе при образовании трещин.

Выбросу предшествует рост напряжений в углеметановом пласте, который обнаруживается при появлении в пласте зоны тектонически препарированного угля. Чем больше тектоническая нарушенность угля, тем больше газоотдача и соответственно возможного выброса газа. Выброс газа сопровождается измельченным углём, который засыпает свободное пространство шахт большим объёмом до десятки тысяч тонн угля. Согласно И.Л.Эттингер [5] внезапные выделения происходят на пластах с высоким содержанием метана или двуокиси углерода и при наличии слоёв или отдельных линз в пласте перетёртого, измельченного угля, обладающего значительно пониженной механической прочностью. Зоны такого измельченного угля в пластах возникают при горизонтальных тектонических смещениях, т.е. при надвиговых движениях по пластам.

В ходе вентиляции шахт в атмосферу выбрасывается большое количество метана – важнейшего парникового газа. Хотя срок его жизни в атмосфере на порядок меньше, чем углекислого газа, его парниковый эффект в десятки раз превосходит эффект CO_2 . Последние годы стало известно метан поступает в атмосферу за счёт разрушения газогидратов. Например, льды озера Байкала заполняют необычные белые пузыри разного диаметра заполненные метаном из-за разрушения газогидратов.

Европейские океанологи обнаружили у берегов Мавритании крупные утечки метана, источником которых выступают запасы вечной мерзлоты в глубинных регионах дна Атлантического океана [6]. Океанологи обнаружили на этих снимках сразу 23 гигантские воронки, которые, как показывают их расчёты, возникли в результате дестабилизации залежей метановых гидратов, скрытых на дне Атлантики под вечной мерзлотой, которая сформировалась в морском грунте во время эпохи оледенения. Эти замороженные запасы природного газа до недавнего времени оставались стабильными, однако рост температур на Земле привёл к тому, что они начали разрушаться и взрывообразно высвобождаться. Также известно образование большого числа воронок на дне Северного Ледовитого океана и к высвобождению крупных объёмов метана. В июне 2014 года была обнаружена воронка на территории Бованенковского газового месторождения (ЯНАО) в виде кратера окружённый валом. Появление воронок на поверхности земли усложняет строительство нефтегазовой инфраструктуры.

Дальнейшее разрушение газогидратов может привести к резкому ускорению глобального потепления и катастрофическим последствиям, что необходимо учитывать при составлении прогнозов и выработке мер по борьбе с изменением климата.

Скачкообразные изменения, возникающие в виде внезапного ответа системы на изменение внешних условий, в математике стали называться катастрофами [7]. Математическая модель теории катастроф позволяет показать, что наблюдаемые в природе процессы накопления и преобразования органического вещества, столкнувшись с каким-либо другим процессом, внезапно нарушаются, приобретая лавинный, скачкообразный характер. Можем надеяться, математическая модель теории катастроф поможет в прогнозировании глобальных изменений климата Земли.

Предложенное Б.М.Юсуповым метаносфера наряду с биосферой, гидросферой имеет огромное значение для дальнейшего исследования в этом направлении [8]. Не было создано отдельное НИИ по изучению закономерностей метаносферы и не проводятся совещания. Разрозненные изучения специалистами различных НИИ роли метана в геологической истории Земли не отвечает сегодняшнему состоянию окружающей среды, когда возникают непредсказуемые катастрофы, связанные с метаном.

Литература

1. Юсупов Б.М. Новая концепция происхождения нефти и природного газа. – Уфа: Изд-во Институт геологии БФ АН СССР. – 1982. – 44 с.
2. Казанцева Т.Т. О геодинамической концепции генезиса углеводородов // Вестник АН РБ. – 2012. – Т.17. – № 1. – С.5–13.
3. Сидоренко А.В., Сидоренко Св.А. Об «углеводородном дыхании» докембрийских графитсодержащих толщ // ДАН СССР. – 1970. – Т. 192. – № 1. – С. 184–187.
4. Макогон Ю.Ф., Трофимук А.А., Царёв В.П., Черский И.В. Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов // Геология и геофизика. – 1973. – № 3. – С.3–6.
5. Эттингер И.П. Необъятные запасы и непредсказуемые катастрофы (Твёрдые растворы газов в недрах Земли). – Москва: Изд-во «Наука», 1988. –175 с.
6. <https://easily.com/ru/news/2023/12/08/kрупnye-utechki-gaza-obnaruzheny-v-atlantike-u-beregov-mavritanii>
7. Арнольд В.И. Теория катастроф. – Москва: Изд-во «Наука», 1990.
8. Малов А. Неугомонный исследователь. К 100 летию со дня рождения Беляла Магтасимовича Юсупова. – Казань: Изд-во ИАЦ ТГРУ, 2005. – 80 с.

ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫЕ АНОМАЛИИ В ДОМАНИКОИДНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Я.Г. Аухатов

ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань, уап-89178823520@yandex.ru

В Республике Татарстан выявлены десятки промышленной залежи в доманикоидных отложениях семилуко-ско-бурегского возраста [1]. Как отмечают авторы пластовые давления, замеренные как при испытании пластов пластоиспытателями КИИ-146, так и в колонне обычно 5–10% выше гидростатического. При этом в нижележащем терригенном девоне на этих площадях нефтеносных пластов нет, а отложения кыновского горизонта с увеличенной мощностью. Как отмечали Кавеев И.Х. и другие [2], в пластичных аргиллитах кыновского горизонта девона характерна тектоническая гофрировка, скольжение пород и деформации обсадных колонн скважин. В ряде горизонтов зафиксированы повторения разрезов.

В ходе эксплуатационного разбуривания Среднеобской групп месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции автором были обобщены причины аварий со срезанием и смятием обсадных колонн. Было установлено, что глубины срезания и смятия колонн приурочены к интервалам отложений люлинворской, березовской и баженовской свит, которые формировались в условиях некомпенсированного осадконакопления [3]. Развитие удвоенных разрезов баженовской и георгиевских свит, аномальные разрезы баженовской свиты, развитие диапиров для люлинворских и кузнецовских отложений, а также сейсмические материалы (рис. 1) дали возможность автору рассматривать надвиговые движения причиной деформирования обсадных колонн. Название «аномальные разрезы» получили такие разрезы баженовской свиты, в которых битуминозные глины расслоены песчано-алевритовыми и глинистыми небитуминозными породами. При этом наблюдается увеличение общей мощности баженовской свиты до 60–90 м, при средних значениях 20–30 м.

Установлено так же, что в пределах развития «аномальных» разрезов баженовской свиты наблюдается аномальное повышение температуры. Коллектора с горизонтальной трещиноватостью в баженовской свите типа баженинов, из которых идёт добыча сланцевой нефти в Салымском месторождении Среднего Приобья, характеризуются повышенными пластовыми температурами и аномально высокими давлениями [4].

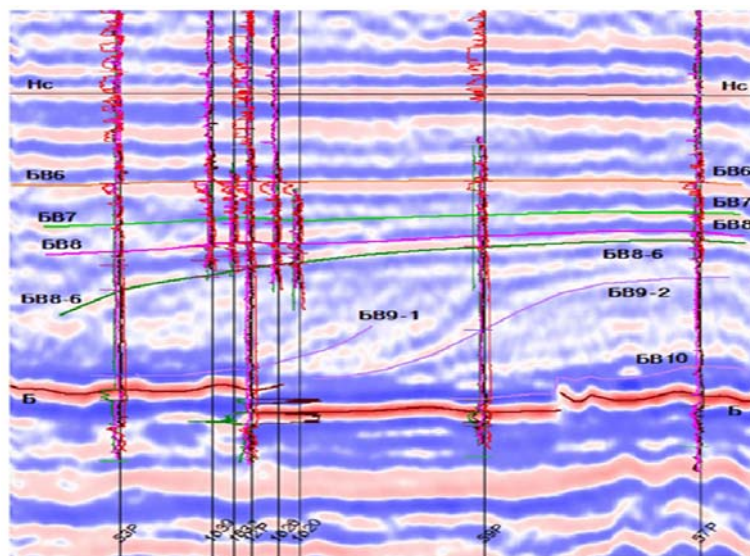


Рис. 1. Временной сейсмический разрез по линии скважин 53Р-57Р (Ватьеганское месторождение Среднее Приобье Западная Сибирь)

Как видно на рисунке, отражающий горизонт Б (баженовская свита) в результате надвиговых движений разорваны, надвинуты друг на друга.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции срезание обсадных колонн приурочено к интервалам, где отложения формировались в условиях некомпенсированного осадконакопления (калиновская свита казанского яруса, кыновский горизонт верхнего девона). «Аномальные разрезы» кыновского горизонта судя по аналогии с баженовской свитой (Западная Сибирь) формировались в результате надвиговых движений и сопровождались увеличением их общей мощности.

Надвиговые подвижки сопровождаются повышенной микросейсмичностью, а иногда и землетрясениями, как в Нефтеюганске. Землетрясения в Татарстане 1989 году приурочены к фронтальной части Елабужского надвига Нижнекамской мобильной зоны Прикамского глубинного разлома [2].

Ряд крупных учёных сейсмической активностью связывают продуцирование и накопление нефтяных углеводородов [5,6,7].

Согласно представлениям М.А. Камалетдинова, Ю.В. Казанцева и Т.Т. Казанцевой [8] во время надвиговых

движений, когда происходит скольжение жестких массивов пород (песчаников) по пластичным тонкослоистым породам (доманикоидам) могли идти процессы нефтегазообразования. – Т.Т.Казанцева [9] показала, что в строении горы Янгантау участвуют отложения янгантауской свиты (типа доманика), представленные в основном темно-серыми, почти чёрными битуминозными мергелями. В наиболее битуминозных разностях количество органического вещества достигает 14,7% и поэтому они рассматриваются как нефтематеринские породы. В соответствии с деформационно-декомпрессионной концепцией происхождения углеводородов, разработанной Т.Т.Казанцевой с соавторами (М.А.Камалетдинов, Ю.В.Казанцев, Н.А.Зуфарова), углеводороды в янгантауской свиты образуются во время тектонического сжатия и тектонических подвижек компетентных пород по некомпетентным породам типа доманика, где механическая энергия переходит в тепловую. Образование трещин в доманиках янгантауской свиты создавало условия для проникновения воздуха и воды, что способствовало окислению органического вещества, углеводородов, сульфидов железа, что привело к процессам горения и гидротермальной деятельности. Сегодня такие условия создаются искусственно – закачкой воздуха и воды в баженовские отложения Надымском районе Западной Сибири для добычи сланцевой нефти. Взаимодействие кислорода с нефтью и керогеном баженовской свиты инициирует в пласте самопроизвольные окислительные процессы с выделением тепла, конвективно переносимого в область перед фронтом горения газами и водой. Кероген, находящийся в баженовских отложениях подвергается пиролизу и крекингу. Закачиваемая с воздухом вода превращается в насыщенный пар с температурой 300–350°C, что приводит к росту давления, увеличению трещиноватости, а соответственно, и зоны дренирования. Забойный парогенератор работает на монотопливе водного раствора нитрата аммония и карбамида. Продуктами разложения монотоплива являются азот, углекислый газ и вода. Растворение углекислого газа в нефти дополнительно снижает её вязкость, а выделившийся азот поддерживает давление в газонапорном режиме.



Рис. 2. Керн из баженовской свиты со следами гидротермального воздействия (Нонг-Еганское месторождение, P130, глубина отбора 2858,5 м)

Аналогичные гидротермальные процессы происходили в баженовской свите Западной Сибири во время надвиговых движений по ним. Керн из баженовской свиты Нонг-Еганского месторождения нефти (P130, глубина отбора 2858,5 м) Западной Сибири со следами гидротермального воздействия практически не отличается от керна после парагазового воздействия.

Установленная связь сланцевых залежей углеводородов с геотемпературными аномалиями в доманикоидных отложениях имеет практическое значение для поисково-разведочных работ при использовании метода видеотепловизионной генерализации Мухамедьярова [10].

Литература

1. Муслимов Р.Х., Панарин А.Т., Грунис Е.Б. и др. Формирование залежей нефти в семилукско-бурегских отложениях // Геология нефти и газа. – 1989. – № 1. – С.43–48.
2. Кавеев И.Х., Степанов В.П., Булгаков В.Ю. Тектонические особенности зоны местных землетрясений Татарского свода // Шарьирование и геологические процессы. Тезисы докладов научной сессии. – Уфа, 1989. – С.76.
3. Аухатов Я.Г. Тектонические условия среза обсадных колонн в нефтегазодобывающих районах // Тезисы докладов 15 Губкинских чтений. «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр». – М.: 1999. – С.9.
4. Аухатов Я.Г. Надвиговые движения и нефтеносность доманиковых отложений // Проблемы тектоники континентов и океанов. Материалы 51 Тектонического совещания. – М.: ГЕОС, 2020. – С.41–44.
5. Казанцева Т.Т., Казанцев Ю.В. Сейсмоструктура и нефтенакопление // Вестник Академии наук РБ. 2008. – Т.13. – № 2. – С.12–20.
6. Керимов М.А., Гайсумов М.Я., Ахматханов Р.С. Сейсмичность и техногенные аварии на объектах нефтяной промышленности Чеченской Республики // Вест.ТГУ, т.17, вып.3. – 2012. – С.1026–2020.
7. Черский И.В., Царёв В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л. Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов // отв. Ред. А.А.Трофимук. – Новосибирск. Наука. – 1985. – 223 с.
8. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение нефтегазоносных платформенных структур. – Уфа, 1979. 63 с. (Препринт).
9. Казанцева Т.Т. Структурно-тектонический фактор в генезисе тепловых аномалий горы Янгантау // Геологический вестник. – 2018. – № 1. – С. 83–97.
10. Аминев И.М., Аухатов Я.Г., Мухамедьяров Р.Д. Объёмные портреты Шихан-Бельской впадины // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: Материалы и доклады 11-й Межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 65-летию Института геологии УНЦ РАН, Уфа, 17–19 мая 2016 г.; Уфа: ДизайнПресс. – 2016. – С. 3–5.

ВЛИЯНИЕ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

И.Е. Белошапка, О.С. Сотников, А.А. Гибадуллин, Е.В. Леванова, В.И. Кадкин

Институт «ТатНИПИнефть», г. Альметьевск, *BeloshapkaIvanE@tatnipi.ru, sotnikov@tatnipi.ru, oillab@tatnipi.ru, LevanovaEvgeniyaV@tatnipi.ru, KadkinViktorI@tatnipi.ru*

EFFECT OF GAS-BASED EOR METHODS ON CRUDE OIL PROPERTIES

I.Beloshapka, O.Sotnikov, A.Gibadullin, E.Levanova, V.Kadkin

TatNIPIneft Institute, Almetyevsk, BeloshapkaIvanE@tatnipi.ru, e-mail: sotnikov@tatnipi.ru, oillab@tatnipi.ru, LevanovaEvgeniyaV@tatnipi.ru, KadkinViktorI@tatnipi.ru

Аннотация. В статье представлен анализ влияния различных газов на свойства пластовой нефти некоторых нефтяных месторождений Республики Татарстан. Исследования проводились как на исходной нефти, так и на подготовленной с использованием газа-агента. В качестве методов исследования применялись PVT-исследования. Полученные выводы позволяют говорить о качестве изменения свойств пластовой нефти объекта исследования при воздействии газа-агента.

Ключевые слова: плотность, вязкость, давление насыщения нефти газом, газовые методы увеличения нефтеизвлечения, диоксид углерода (CO₂), азот, попутный нефтяной газ

Abstract. The paper analyzes the effect of various gases on crude oil properties in some oil fields in the Republic of Tatarstan. Both the original crude oil samples and recombined oil samples using an injected gas were studied. PVT-analysis was used as a research technique. The results obtained help to reveal the degree of crude oil properties change caused by the injected gas.

Key words: density, viscosity, pressure, bubble-point pressure, gas-based EOR methods, carbon dioxide (CO₂), nitrogen, associated gas

В настоящее время многие месторождения Республики Татарстан находятся на поздней стадии разработки, что подразумевает необходимость применения различных методов увеличения нефтеизвлечения. Газовые методы (применение углеводородных газов, углекислого газа, азота, а также газов горения) получили широкое промышленное применение в мире в силу ряда преимуществ: ограничение выброса «парниковых» газов, то есть высокая экологическая эффективность, отсутствие затрат на сжигание попутного нефтяного газа (ПНГ), а также закачка в пласт недорогого агента. Применение данных методов особенно актуально на месторождениях, где поблизости могут быть доступны значительные ресурсы различных газов [1, 2]. Механизм реализации процессов, улучшающих извлечение нефти газовыми методами, существенно зависит от термобарических условий месторождений [1].

Кроме анализа технологической эффективности любой технологии необходимо учитывать воздействие её на свойства нефти. Особенно важное значение имеет изменение вязкости нефти, так как для ряда технологий снижение вязкости нефти является одним из критериев эффективности метода.

В работе оценивается влияние ряда технологий на свойства пластовой нефти некоторых нефтяных месторождений Республики Татарстан. Рассмотрены следующие технологии: применение диоксида углерода, закачка азота и использование ПНГ.

Принята следующая схема проведения экспериментов: сначала исследовались глубинные пробы исходной пластовой нефти, затем приготовленные рекомбинированные модели на основе исходной пластовой нефти и газа-агента. Приготовление рекомбинированных проб моделей пластовой нефти производилось в рекомбинационной ячейке «Кортех» при температуре, соответствующей пластовой температуре объекта исследования.

Приготовление рекомбинированных смесей выполнялось в рекомбинационной ячейке при различных давлениях. Для приготовления рекомбинированной с газом смеси к пробе исходной нефти, находящейся в ячейке рекомбинирования, при давлениях, соответствующих давлениям закачки газа, задавливался газ. Объём закачиваемого газа в рекомбинационную ячейку составлял два объёма поршневого контейнера высокого давления объёмом 500 см³, который использовался в качестве буферной ёмкости между баллоном с газом и рекомбинационной ячейкой. Затем рекомбинируемая смесь интенсивно перемешивалась при давлении рекомбинирования (закачки) и пластовой температуре объекта разработки в течение 8 часов. По истечении времени рекомбинируемая проба один час находилась в покое, после чего из рекомбинационной ячейки удалялся остаток нерастворённого газа-агента. Приготовленная смесь переводилась посредством давяльного насоса PVT-установки в PVT-ячейку при давлении, несколько превышающем давление эксперимента (+ 10%).

Для приготовленных рекомбинированных проб исходной пластовой нефти выполнялся комплекс исследований:

- исследования PV-соотношений при пластовой температуре для определения давления насыщения нефти газом и коэффициента сжимаемости;
- вязкость в пластовых условиях;

– плотность в пластовых условиях;
– стандартная сепарация (однократное разгазирование) – мгновенное изменение давления от пластового до атмосферного при пластовой температуре. Определялись следующие показатели: газосодержание, объёмный коэффициент, компонентный состав выделившегося газа, компонентный состав дегазированной нефти и расчёт на их основе компонентного состава пластовой нефти;

– дифференциальное разгазирование – ступенчатое снижение давления от давления насыщения нефти до атмосферного при пластовой температуре, при котором газ, выделяющийся на каждом интервале снижения давления, непрерывно отводится из системы и не находится в равновесном состоянии с нефтью. Определялись следующие показатели: газосодержание, объёмный коэффициент, компонентные составы выделившегося газа и дегазированной нефти, плотность и вязкость нефти в однофазном состоянии для каждой ступени разгазирования [3].

1. Для оценки влияния азота на свойства пластовой нефти в качестве объекта исследования были отобраны пробы глубинной нефти скважины верейского горизонта московского яруса + башкирского яруса одного из месторождений Республики Татарстан.

В результате проведённых PVT-исследований исходных проб пластовой нефти и рекомбинированных проб пластовой нефти, насыщенной азотом, установлено, что азот имеет низкую растворимость в нефти.

Растворённый азот способствует:

– увеличению давления насыщения пластовой нефти газом рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях (при пластовом давлении 9,7 МПа и пластовой температуре 21°C) на 27,06%;

– увеличению газосодержания пластовой нефти рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях на 20,74%;

– увеличению плотности нефти в пластовых условиях рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях на 0,17%;

– увеличению вязкости нефти в пластовых условиях рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях на 13,11%.

Растворённый в нефти азот не оказывает влияния на физические параметры нефти (плотность и вязкость) после её дегазации.

При давлении рекомбинации 4 МПа растворимость азота резко снижается и его влияние на параметры пластовой нефти незначительны.

В результате анализа полученных данных по трём рекомбинированным пробам, насыщенным азотом, при различных давлениях рекомбинирования установлено, что для рекомбинированных при давлениях 9,7; 7 и 4 МПа проб наблюдается увеличение давлений насыщения нефти газом, а также газосодержания, плотности и вязкости нефти в пластовых условиях с увеличением давления рекомбинирования (рис. 1).

2. В качестве объекта исследования влияния закачки ПНГ на свойства пластовой нефти были отобраны пробы из скважины кыновского + пашийского горизонтов пилотного участка одного из месторождений Республики Татарстан.

В результате проведённых PVT-исследований исходных проб пластовой нефти и рекомбинированных проб пластовой нефти, насыщенных ПНГ, отобранным с ближайшей газовой компрессорной станции, установлена хорошая растворимость газа с увеличением давления рекомбинирования.

ПНГ способствует:

– увеличению давления насыщения пластовой нефти газом рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях (при пластовом давлении 15 МПа и пластовой температуре 37°C) в 2,21 раза;

– увеличению газосодержания пластовой нефти рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при аналогичных термобарических условиях на 89,99%;

– значительному снижению вязкости нефти в пластовых условиях рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при аналогичных термобарических условиях на 53,18%;

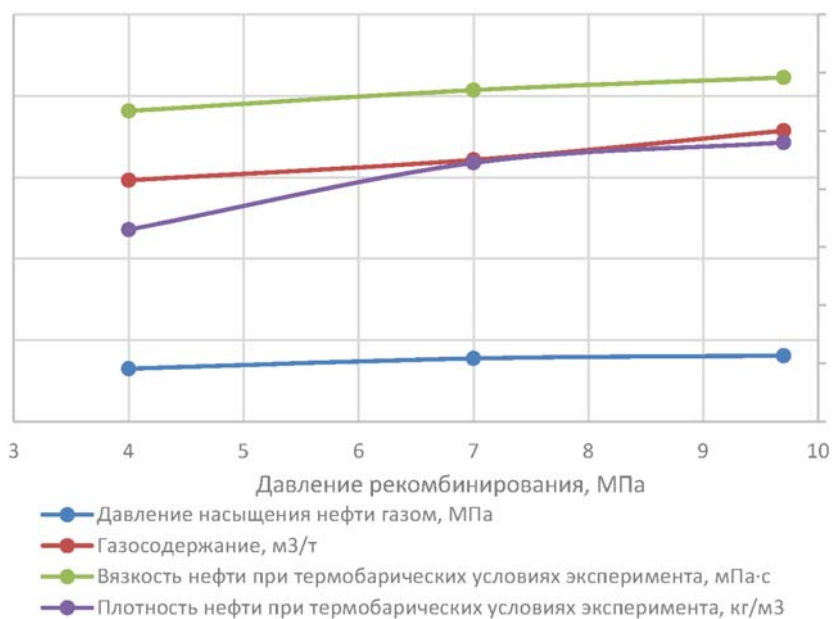


Рис. 1. Изменение параметров комбинированных проб пластовой нефти, насыщенной азотом при различных давлениях рекомбинирования

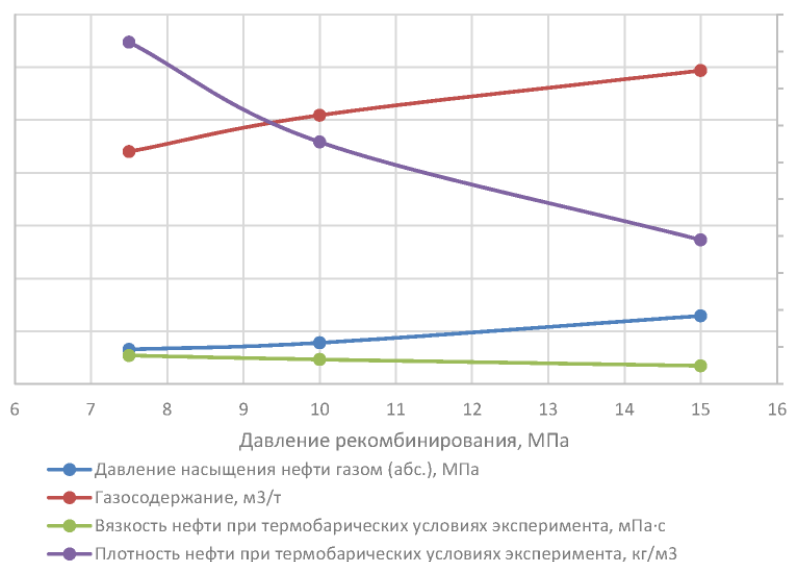


Рис. 2. Изменение параметров рекомбинированных проб пластовой нефти, насыщенных ПНГ при различных давлениях рекомбинирования

– уменьшению плотности нефти в пластовых условиях рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях на 1,64%;

– незначительному снижению вязкости дегазированной нефти рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях на 2,91%.

Рекомбинированные пробы, насыщенные ПНГ, при различных давлениях рекомбинирования были подготовлены при давлениях 7,5; 10 и 15 МПа. В результате получены следующие выводы (рис. 2):

- Установлено, что для рекомбинированных при давлениях 7,5; 10 и 15 МПа проб наблюдается увеличение давлений насыщения нефти газом, а также газосодержания с увеличением давления рекомбинирования;

- Вязкость и плотность нефти в пластовых условиях снижаются с увеличением давления рекомбинирования.

Установлено, что при закачке в пласт ПНГ с КС-1А необходимо учитывать, что в пласте будет присутствовать достаточно большой объем газовой фазы, состоящей из азота. Газ с компрессорной станции в своём составе содержит до 40% (мольные доли) азота. Азот плохо растворяется в нефти и при термобарических условиях проведённых экспериментов растворялся незначительно – при PVT-исследованиях нерастворившуюся часть азота приходилось удалять из системы. Доля растворившегося азота в выделившемся газе при однократном разгазировании рекомбинированной пробы при давлении 15 МПа составила 26,254% (мольные доли); в пробе, рекомбинированной при давлении 7,5 МПа, мольная доля азота – 8,734%. Доля азота в выделившемся газе при однократном разгазировании исходной пробы пластовой нефти составляла 2,4% (мольные доли).

3. Объектом исследования *влияния закачки двуокиси углерода (CO₂)* являются пробы глубинной нефти скважины тульского горизонта одного из месторождений Республики Татарстан.

В результате проведённых PVT-исследований исходных проб пластовой нефти и рекомбинированных проб пластовой нефти, насыщенной двуокисью углерода, установлено, что растворённая двуокись углерода способствует:

- увеличению давления насыщения пластовой нефти газом рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях (при пластовом давлении 9,1 МПа и пластовой температуре 26°C) в 2,29 раза;

- увеличению газосодержания пластовой нефти рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях в 16,8 раза;

- увеличению плотности нефти в пластовых условиях рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях на 1,03%;

- снижению вязкости нефти в пластовых условиях рекомбинированной пробы в сравнении с исходной пробой при идентичных термобарических условиях в 2,7 раза.

Растворённая в нефти двуокись углерода оказывает влияние на физические параметры нефти после её дегазации: плотность дегазированной нефти увеличивается на 1,33%, вязкость – на 20,15%.

Для проведения экспериментальных исследований с насыщением нефти двуокисью углерода рекомбинированные пробы готовились при начальном пластовом давлении объекта 9,1 МПа, давлении 7 и 4 МПа.

По результатам исследований установлено, что вязкость нефти при пластовых условиях снижается с увеличением давления рекомбинирования (рис. 3). В то же время наблюдается рост вязкости дегазированной нефти

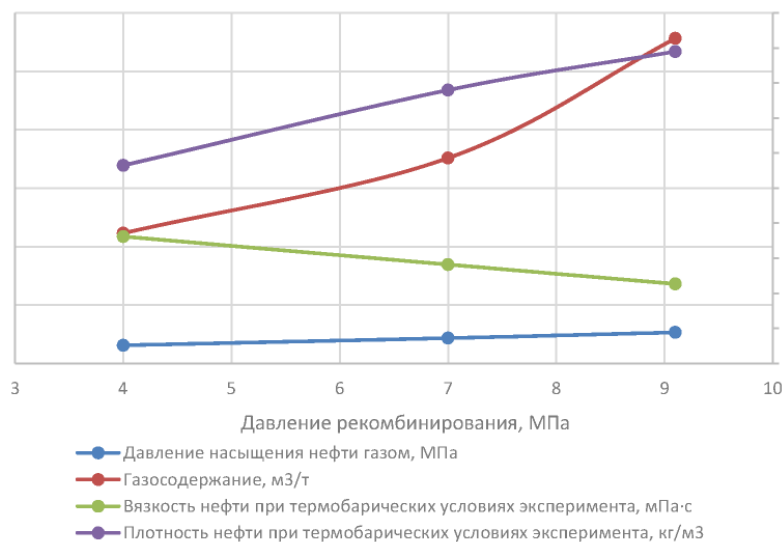


Рис. 3. Изменение параметров рекомбинированных проб пластовой нефти, насыщенных CO_2 , при различных давлениях рекомбинирования

рекомбинированных проб в сравнении с вязкостью дегазированной нефти исходной пробы, определённых при стандартных условиях (давление 0,1 МПа и температура 20°C).

Растворённая в нефти двуокись углерода способствует увеличению плотности газонасыщенной нефти как в пластовых условиях, так и после её разгазирования при стандартных условиях (эффект разбухания нефти).

Важным явлением взаимодействия двуокиси углерода с пластовой нефтью является то, что лёгкие углеводородные компоненты последней экстрагируются (растворяются) в двуокиси углерода. Экстрагирование лёгких углеводородов происходит тем интенсивнее, чем выше давление. При снижении давления происходит разделение смеси на нефть и углекислый газ, начинается унос экстрагированных лёгких углеводородных компонентов нефти углекислым газом, сопровождающийся утяжелением оставшейся нефти, уменьшением её объёма и увеличением плотности и вязкости [4].

По результатам проведённых исследований установлено, что наибольший эффект от закачки двуокиси углерода в пласт достигается при поддержании естественного начального пластового давления.

Таким образом, анализ изменения свойств пластовой нефти позволяет сделать следующие выводы:

1. Закачка азота приводит к ухудшению свойств пластовой нефти, то есть увеличиваются значения вязкости (на 13,11%) и плотности (на 0,17%) пластовой нефти. Это объясняется тем, что высокая эффективность метода достигается за счёт вытеснения нефти смесью азота и лёгких углеводородных компонентов нефти. Растворённый в нефти азот не оказывает влияния на физические параметры нефти (плотность и вязкость) после её дегазации. При давлении рекомбинации 4 МПа растворимость азота резко снижается и его влияние на параметры пластовой нефти незначительно.

2. Закачка ПНГ приводит к уменьшению плотности (на 1,64%) и вязкости пластовой нефти (на 2,91%), то есть свойства пластовой нефти улучшаются. Кроме того, установлена хорошая растворимость газа с увеличением давления рекомбинирования. Определено, что при закачке в пласт анализируемого месторождения ПНГ необходимо учитывать, что в пласте будет присутствовать достаточно большой объём газовой фазы, состоящей из азота.

3. Закачка двуокиси углерода способствует значительному уменьшению вязкости пластовой нефти (в 2,7 раза), при этом увеличивается вязкость (на 20,15%) дегазированной нефти. Растворённая в нефти двуокись углерода способствует увеличению плотности газонасыщенной нефти как в пластовых условиях (на 1,03%), так и после её разгазирования (на 1,33%) при стандартных условиях (эффект разбухания нефти). Установлено, что наибольший эффект от закачки двуокиси углерода в пласт достигается при поддержании естественного начального пластового давления.

Литература

1. *Ибатуллин Р.Р.* Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие для вузов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 304 с.
2. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учеб. пособие для вузов. – Казань: Фэн, 2014. – 750 с.
3. *Мамуна В.Н., Требин Г.Ф., Ульянинский Б.В.* Экспериментальное исследование пластовых нефтей. – М.: ГОСИНТИ, 1960. – 145 с.
4. *Сургучев М.Г.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИЙ ПО УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЁМОК – ЭЛЕМЕНТ СТРАТЕГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

М.Я. Боровский, В.И. Богатов¹, А.С. Борисов², Е.Г. Фахрутдинов³

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor1913@mail.ru, vladbogatoff@gmail.com;

²Казанский (Поволжский) федеральный университет, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань, anatoly.borisov@kpfu.ru;

³ООО «Сибизыскания», г. Омск, fahutdinov@mail.ru

THE ZONING OF TERRITORIES ACCORDING TO THE CONDITIONS OF GEOPHYSICAL SURVEYS IS AN ELEMENT OF THE STRATEGY FOR THE SEARCH, EXPLORATION AND PREPARATION OF HYDROCARBON RESERVES

M.Y. Borovsky, V.I. Bogatov¹, S.B. Anatoly², E.G. Fakhrutdinov³

¹Geofizservice LLC, Kazan, micbor1913@mail.ru, vladbogatoff@gmail.com;

²Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Ecology and Subsoil Use of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, anatoly.borisov@kpfu.ru;

³Director, Sibiziskaniya LLC, Omsk, fahutdinov@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются геологические факторы, создающие гравитационные аномалии-помехи, затрудняющие выявление эффектов от нефтеперспективных объектов, залегающих в средних и нижних интервалах осадочного покрова. К ним относятся неоднородности верхней части разреза платформенных территорий. Выделяются рыхлые четвертично-неогеновые отложения, закарстованные образования пермского возраста, низкоскоростные обезвоженные пески русел крупных палеорек. Эти неоднородности характеризуются резкоизменяющейся мощностью и дефицитом плотности относительно вмещающих пород. Приводится литература по методике картирования указанных плотностных неоднородностей.

Ключевые слова: нефтеперспективные объекты, гравиметрическая съёмка, аномалия, дефицит плотности, мощность, неоднородности, верхняя часть разреза, рыхлые отложения, карст, неконсолидированные обезвоженные пески, выбор комплекса методов.

Annotation. The geological factors that create gravitational anomalies are considered, which make it difficult to identify the effects of oil-bearing objects lying in the middle and lower intervals of the sedimentary cover. These include the heterogeneities of the upper part of the section of the platform territories. Loose Quaternary-Neogene deposits, karst formations of Permian age, low-velocity dehydrated sands of large Paleoreal beds are distinguished. These inhomogeneities are characterized by sharply varying thickness and density deficiency relative to the host rocks. The literature on the methodology of mapping these density inhomogeneities is given.

Key words: Oil-prospective objects, gravimetric survey, anomaly, density deficit, power, inhomogeneities, upper part of the section, loose deposits, karst, unconsolidated dehydrated sands, choice of a set of methods.

Успешность геологоразведочных и эксплуатационных работ тесно зависит от геологической эффективности и экономической рентабельности геолого-геофизических методов выявления нефтеперспективных объектов. Надёжность обнаружения и картирования интересующих неоднородностей разреза геофизической разведкой предполагает выбор соответствующей технологии исследований, в том числе, учёт поверхностных и глубинных условий выполнения проектных работ.

В докладе приводятся результаты районирования территории Республики Татарстан по условиям выполнения высокоточных гравиметрических съёмок.

Различные литолого-фациальные замещения, влияние гипергенных процессов и климатических факторов, обуславливают резкую плотностную дифференциацию образований верхней части разреза, усложняют картину гравитационного поля.

Как было установлено ранее (З.М. Слепак, 1979; М.Я. Боровский и др., 1984, 1996; В.П. Степанов и др., 2005), источниками отрицательных гравитационных аномалий, наряду с зонами развития увеличенных мощностей четвертично-неогеновых отложений, могут являться зоны карста, широко развитые в сульфатно-карбонатных породах пермского возраста. Достаточно большой дефицит плотности ($-0,2 \text{ г/см}^3$) и резкие изменения мощности закарстованных образований приводят к появлению интенсивных (свыше 1 мГал) локальных минимумов силы тяжести. Соотношение в разрезе и распределение по площади этих неоднородностей определяют геологическую эффективность гравиразведочных работ различного целевого назначения.

На рис. 1 показаны кривые аномалии силы тяжести с введёнными поправками за влияние рыхлых (четвертично-неогеновых) отложений и выщелоченных пород раннепермского возраста. Как видно, совместный учёт влияния неоднородностей верхней части разреза обеспечивает наиболее оптимальное проведение регионального гравитационного фона.

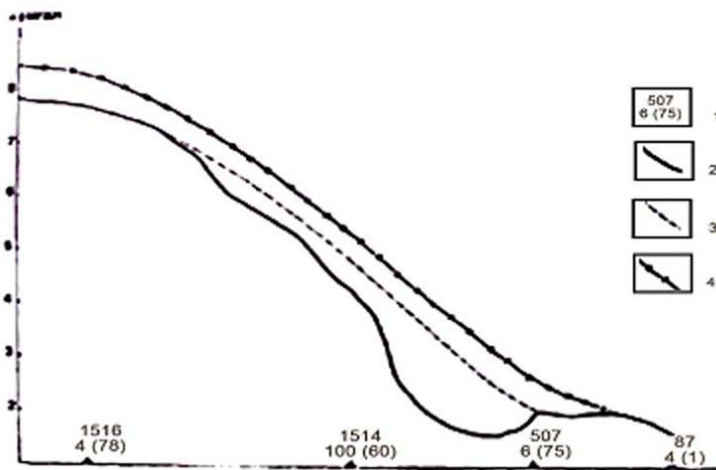


Рис. 1. Кривые аномалии силы тяжести с введёнными поправками за влияние неоднородностей ВЧР

1 – скважины структурного бурения: в числителе – номер скважины, в знаменателе – мощность четвертично-неогеновых отложений (в м), в скобках – мощность выщелоченных пород нижней перми (в м). Аномалии: 2 – $\Delta g_{\text{ни}}$; 3 – $\Delta g_{\text{испр.1}}$ исправленная за гравитационное влияние четвертично-неогеновых отложений; 4 – $\Delta g_{\text{испр.2}}$ исправленная за гравитационное влияние четвертично-неогеновых отложений и выщелоченных пород

По поверхностным условиям проведения высокоточных гравиметрических съёмок, выделено три типа разрезов (рис. 2).

Первый тип характеризуется пространственным совпадением глубоких зон размыва коренных пород (развиты увеличенные мощности четвертично-неогеновых отложений) с участками максимальной закарстованности нижнепермских пород.

Второй тип разреза свойственен областям распространения только четвертично-неогеновых отложений, либо участков подверженных карсту в сульфатно-карбонатной толще нижней перми.

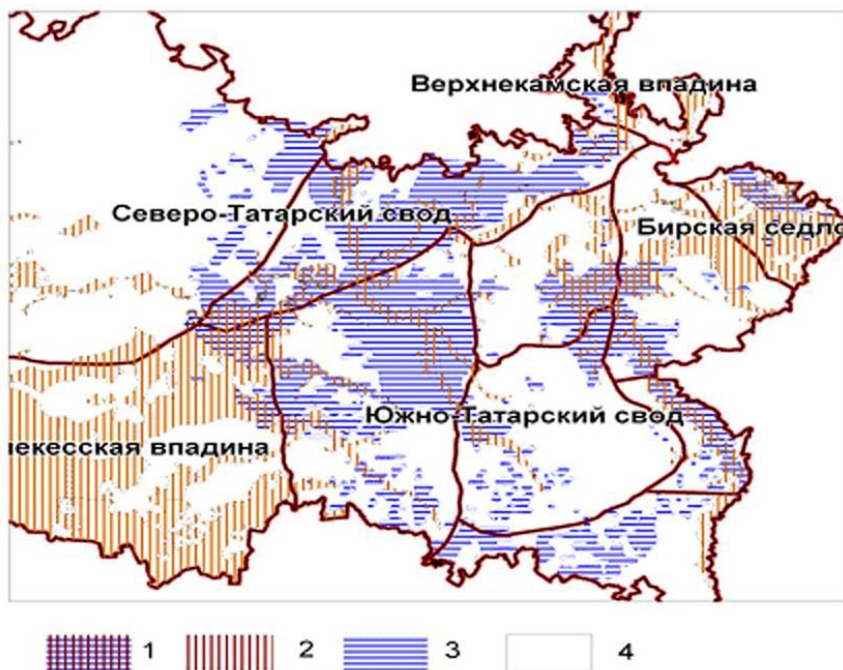


Рис. 2. Схема районирования территории РТ по поверхностным условиям проведения высокоточных гравиметрических съёмок:

1 – неблагоприятные (участки совпадения зон развития карста и неогеновых отложений); малоблагоприятные: 2 – участки развития неогеновых отложений; 3 – участки развития карста; 4 – благоприятные.

Третий тип разрезов характеризуется отсутствием зон и участков развития неогеновых отложений и карста, либо незначительностью их проявления.

Следует принимать во внимание возможность искажения аномального геофизического эффекта от целевого объекта (рис. 3) за счёт возмущающего действия зон и отдельных участков обезвоженных низкоскоростных отложений. Геологическая природа зон связывается с наличием сухих неконсолидированных песков четвертично-неогенового возраста, встречающихся в разрезе терригенных пород, заполняющих палеодолины рек Волги, Камы, Белой, Вятки. Мощность песчаных образований по данным структурного бурения достигает 50 метров и более; дефицит относительно вмещающих пород по материалам сейсмокаротажа равен $-0,12 \text{ г/см}^3$

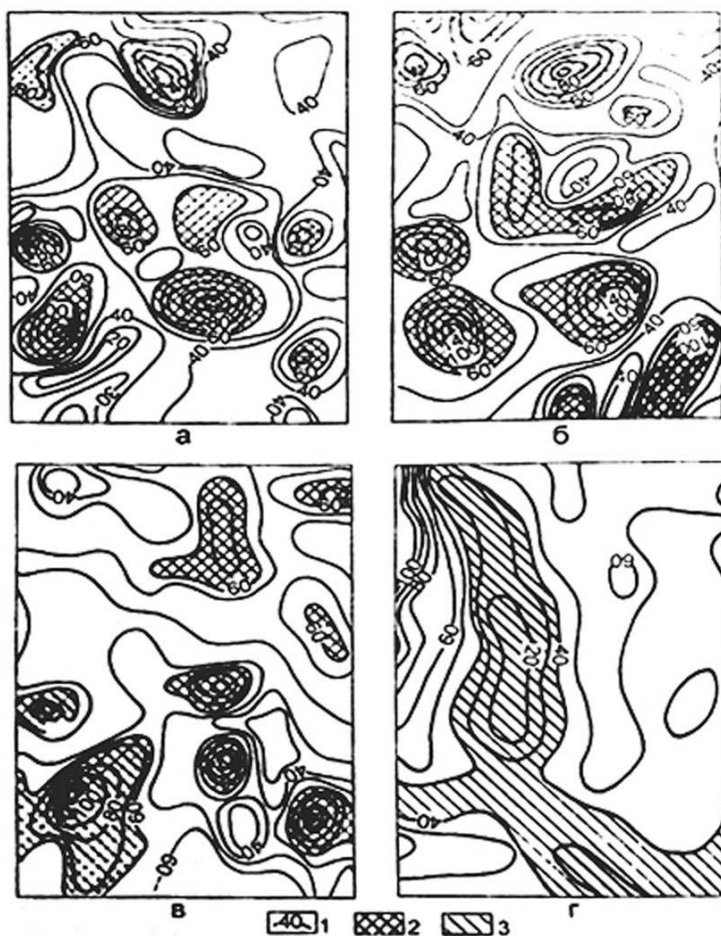


Рис. 3. Строение неогеновой долины по данным ВЭЗ

(а-г) – фрагменты карт для разносов АВ, равных соответственно 30, 80, 200 и 1000 м; 1 – изолинии ρ_r , Ом.м; 2 – залежи (тела) песков; 3 – контур неогеновой долины по материалам электроразведки и бурения

Методика картирования рассмотренных неоднородностей верхней части разреза платформенных территорий изложена /1-3/ в ряде публикаций.

Для однозначного определения природы гравитационных аномалий и выбора наиболее вероятного распределения регионального гравитационного фона на участках сложного геологического строения верхних горизонтов осадочного покрова, необходимо подбирать комплекс геофизических методов с учётом типа исследуемых разрезов.

Литература

1. Боровский М.Я. Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, Е.Г. Фахрутдинов. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2016. – 216 с.
2. Боровский М.Я. Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты / М.Я. Боровский, Н.Х. Газеев, Д.К. Нургалиев. – Казань: Экоцентр, 1996. – 316 с.
3. Фахрутдинов Е.Г. Повышение эффективности геолого-геофизического изучения верхней части геологического разреза (на примере Республики Татарстан) автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук: 25.00.10 Фахрутдинов Евгений Гамирович. – Казань: К(П)ФУ, 2021. – 26 с.

**РОЛЬ ДОКТОРА ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ НАУК Г.Е. КУЗНЕЦОВА В ВОСПРОИЗВОДСТВЕ
И РАСШИРЕНИИ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕГИОНОВ**

М.Я. Боровский, В.И. Богатов¹, П.В. Вишнеvский, Н.В. Богоv, Ю.П. Бубнов²

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor1913@mail.ru, vladbogatofff@gmail.com,

²ЦНИИГеолнеруд, г. Казань

**THE ROLE OF DOCTOR OF GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL SCIENCES G.E. KUZNETSOV
IN THE REPRODUCTION AND EXPANSION OF THE MINERAL RESOURCE BASE OF
OIL-PROMISING REGIONS**

M.Y. Borovsky, V.I. Bogatov¹, P.V. Vishnevsky, N.V. Bogov, Y.P. Bubnov²

¹Geofizservice LLC, Kazan, micbor1913@mail.ru, vladbogatofff@gmail.com

²«TsniiGeolnerud», Kazan

Аннотация. Освещена научная и педагогическая деятельность учёного-геофизика Г.Е. Кузнецова. Существенным вкладом в расширении и воспроизводстве минерально-сырьевой базы нефтеперспективных районов и областей служат результаты исследований глубинного строения недр, необходимые для прогнозирования и поисков горючих и нерудных полезных ископаемых.

Ключевые слова: нефть, газ, нерудное сырьё, минерально-сырьевая база, глубинное строение, геофизические методы, гравиразведка, магниторазведка, прогноз, поиски, полезные ископаемые.

Annotation. The scientific and pedagogical activity of geophysicist G.E. Kuznetsov is highlighted. A significant contribution to the expansion and reproduction of the mineral resource base of oil-promising areas and regions is the results of studies of the deep structure of the subsurface, necessary for forecasting and searching for combustible and non-metallic minerals.

Key words: oil, gas, non-metallic raw materials, mineral resource base, deep structure, geophysical methods, gravity exploration, magnetic exploration, forecast, prospecting, minerals.

Кузнецов Герман Ефимович (31.07.1936–13.12.2002) – известный геофизик Советского Союза и Российской Федерации, яркий представитель Казанской геологической школы, доцент, доктор геолого-минералогических наук, занесён в Татарскую энциклопедию.

Г.Е. Кузнецов родился 31 июля 1936 года в Сарапуле Удмуртской АССР в семье педагогов. В 1954 г. Г.Е. Кузнецов поступает на геологический факультет Казанского государственного университета (КГУ) и в 1959 г. заканчивает данное учебное заведение, получив диплом по специальности инженер-геолог-геофизик с правом ведения буровзрывных работ.

Профессорско-преподавательский состав тех лет: Е.И. Тихвинская, Л.М. Миропольский, В.И. Троепольский, В.И. Игнатъев, В.А. Полянин, Б.В. Селивановский, С.Г. Каштанов, С.С. Эллерн, Ф.М. Ишмаев, М.Г. Солодухо, Н.Н. Нелидов, В.И. Крупин, Г.С. Морозов, В.П. Боронин, Ю.А. Дикгоф, И.Ю. Лепишинский.

Выпускниками являются: крупные руководители нефтяной промышленности **Ф.М. Хаммадеев (директор ТАТНИПИнефть, затем заведующий отделом нефтяной и химической промышленности Татарского ОК КПСС)**, Э.П. Халабуда (управляющий трестом «Татнефтегеофизика»), В.М. Юдин (зам. министра нефтяной промышленности СССР); лауреат Государственной премии СССР Л.Н. Воронков; доктора геолого-минералогических наук: Г.В. Ведерников, Л.А. Демидович, Г.Е. Кузнецов; кандидаты геолого-минералогических наук: Л.З. Аминов, А.Н. Амиров, П.В. Вишнеvский, В.Л. Коцюбинский, Б.В. Семакин; специалисты в области нефтяной геологии: Е.З. Зорин, И.С. Аверьянов, Э.Ф. Тимошенкоv, М.К. Аничкина, В.К. Аничкин, Л.Д. Балахнина, Ю.И. Балахнин, С.Н. Назаровский, З.Н. Смагина, К.А. Смирнова, Б.А. Чудаков, Н.С. Сергеев и др. После окончания ВУЗа Г.Е. Кузнецов в 1959 году по распределению направлен в Казанскую геофизическую экспедицию треста «Татнефтегеофизика».

Через несколько лет его приглашают в Геологический институт Казанского филиала АН СССР. Здесь Герман Ефимович участвует в выполнении отраслевой программы «Геофизическая характеристика структур в связи с оценкой перспектив нефтеносности центральной части Волго-Камского края (1961–1966 гг.). В 1967 году Г.Е. Кузнецов защищает кандидатскую диссертацию «Анализ гравитационного и магнитного полей в связи с изучением тектоники Удмуртии и сопредельных территорий» (научные руководители к. г.-м. н. А.Г. Салихов, к. г.-м. н. И.М. Уразаев).

Вскоре после утверждения ВАК соответствующей учёной степени Г.Е. Кузнецов был избран доцентом в Ухтинский политехнический (позднее индустриальный) институт, на только что созданную кафедру геофизики. В течение нескольких лет заведовал кафедрой, преподавал курсы по магнито- и гравиразведке. Одновременно он был назначен руководителем лаборатории «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Тимано-Печорской провин-

ции»; являлся одним из кураторов отраслевой программы геофизических исследований по размещению зон нефтегазоаккумуляции Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и Ямальной газоносной области (1971–1979 гг.). Анализ геолого-геофизических материалов заключался в изучении тектоники, связи глубинных разломов земной коры со структурным планом нижних горизонтов осадочного чехла и распределением зон нефтегазоаккумуляции с выдачей исходных рекомендаций на постановку поисково-разведочных работ на углеводородное сырьё.

Результаты нашли отражение в серии геолого-геофизических карт по Восточно-Европейской платформе и сопредельных территорий в масштабе 1:2 500 000–1:15 000 000, изданных в 1981–1985 годах под редакцией В.В. Бронгулеева. Были охарактеризованы данные исследований по изучению рельефа докембрийского и дорифейского фундамента, верхненевендских образований и поверхности Мохоровичича.

В Ухтинском индустриальном институте (УИИ) Г.Е. Кузнецов для становления и развития кафедры геофизики одним из первых разработал систему заключения научных и хозяйственных договоров со сторонними организациями. Следует отметить, позднее в развитие геологической службы и учебно-образовательного процесса Республики Коми активно участвует и другой блестящий выпускник Казанской геологической школы профессор Е.Б. Грунис.

После возвращения в Казань Г.Е. Кузнецов продолжает геофизические исследования на неметаллы во ВНИИГеолнеруд (впоследствии ЦНИИГеолнеруд). Работает старшим и ведущим научным сотрудником, возглавляет сектор геофизики агрохимического сырья и отдел геофизических исследований на неметаллы. Наиболее обширные и результативные исследования в этот период были проведены им в связи с поисками и изучением сероносных отложений Нижнего Поволжья и Средней Азии, а также калиеносных толщ Непского соленосного бассейна. Материалы, посвящённые разведке, поиску и оценке горнохимического, горнорудного и агрохимического сырья на территории СССР и России использованы при реализации нескольких отраслевых программ 1981–2000 гг.

Г.Е. Кузнецов в 1982 году стал инициатором и организатором опытно-методической геофизической партии в Нерудной опытно-методической экспедиции ВНИИГеолнеруд. Партия, оснащённая современной на тот момент техникой и геофизической аппаратурой, в течение десяти лет проводила опытно-методические работы на нерудные полезные ископаемые. Полевые работы на серных, калийных, битумных месторождениях территории Приволжья, Урала, Казахстана и Туркмении показали высокую эффективность разработанных в институте принципов комплексирования геофизических методов для поиска и разведки нерудного сырья. Это подтверждают авторские свидетельства, полученные Г.Е. Кузнецовым с коллегами: «Метод послойного сейсмопрофилирования при изучении геологического разреза» (1985 г.), «Методика комплексных геофизических исследований при поиске и разведке серных месторождений» (1987 г.).

В последние пятнадцать лет Г.Е. Кузнецов изучает возможности выявления в Татарстане новых месторождений твёрдых полезных ископаемых. При его непосредственном участии и руководстве разработан рационально-рентабельный комплекс геофизических исследований, сопровождающий геологическую съёмку и поисково-разведочные работы; проанализированы особенности глубинного строения литосферы РТ с целью создания геолого-геофизической основы мониторинга окружающей среды. Он является одним из инициаторов и организаторов проведения в Казани (1997 г.) Первой Всероссийской конференции «Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы». Герман Ефимович неоднократно докладывает о результатах своей деятельности на многочисленных совещаниях и конференциях. Г.Е. Кузнецовым опубликовано более двухсот работ.

Материалы многолетних исследований по изучению глубинного строения отдельных регионов СССР представлены в докторской диссертации «Региональный прогноз полезных ископаемых на основе геофизического изучения глубинного строения недр», рассмотренной и успешно защищённой на диссертационном совете при Казанском государственном университете в 2002 году. Кузнецов Г.Е. предложил систему оценки особенностей глубинного строения регионов на основе интегральных показателей геотектонического состояния земной коры, лито- и тектоносферы. Составил карты глубинного строения Волго-Уральской области, в том числе территории РТ.

Глубину и широту проблем интересующих доктора наук, в определённой мере, иллюстрирует фрагмент содержания диссертационного обобщения:

По стопам Германа Ефимовича пошла дочь – Кузнецова Марина Германовна, которая закончила кафедру «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Она несколько лет проработала в лаборатории электроразведочных методов КГУ под руководством доцента Р.К. Хабибуллова.

Г.Е. Кузнецов неоднократно являлся председателем ГЭК в КГУ по защите дипломных работ геофизической специальности.

В результате трагических обстоятельств Г.Е. Кузнецов получил весьма тяжелые травмы и, через некоторое время, несмотря на усилия родных и медиков, скончался, так и не успев узнать, что ВАК приняла положительное решение по его диссертации. Оборвалась жизнь весьма неординарной личности и остались нереализованными многие планы и задумки талантливого геофизика.

Оценивая роль доктора геолого-минералогических наук в формировании минерально-сырьевой базы нефтеперспективных регионов следует выделить эксклюзивные структурные построения по глубинным слоям и горизонтам земной коры и верхней мантии, служащие базой для определения направлений прогноза и поисков горючих и нерудных полезных ископаемых,

Герман Ефимович Кузнецов похоронен на Самосыровском кладбище гор. Казани.

Список публикаций Г.Е. Кузнецова

1. Кузнецов Г.Е., Вишневский П.В., Тэн К.М. и др. Применение геофизических методов при поисках и разведке неметаллических полезных ископаемых/ Обзор Всесоюз. НИИ эконом. минер. сырья и разв. работ (ВИЭМС)// М.: изд-ие ВИЭМС, 1972. – 58 с.
2. Шевелёв А.И., Кузнецов Г.Е., Боровский М.Я. и др. Мониторинг эндогенных геологических процессов Республики Татарстан: концепция и программа. // Мониторинг: Казань. – 1996. – № 2. – С.6–10.
3. Кузнецов Г.Е., Вишневский П.В., Буров Б.В. и др. Изучение и оценка сейсмичности платформенных территорий // Разведка и охрана недр. – 1996. – № 2. – С.38–40.
4. Геолого-геофизические критерии поисков скоплений мраморного оникса (на примере Пичкаского месторождения Республики Татарстан) / М.Я. Боровский, Г.Е. Кузнецов, Д.К. Нурғалиев и др.//Мат. Респуб. науч.-практ. конф. – Октябрьский: изд-ие ВНИИГИС, 1999. – С.130–147.
5. Карлинский потенциально алмазоносный район Республики Татарстан: история развития, геологические предпосылки / В.Г. Суховерков, Г.Е. Кузнецов, М.Я. Боровский, С.О. Зорина // Георесурсы. – № 2(3). – 2000. – С.5–8.
6. Шевелёв А.И., Кузнецов Г.Е., Боровский М.Я. и др. Концептуальные основы мониторинга геологической среды в Республике Татарстан // Материалы Первой Всероссийской конференции (10–15 ноября 1997 г.). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2000. – С.20–25.
7. Кузнецов Г.Е., Боровский М.Я., Вассерман В.А. и др. Методологические основы мониторинга эндогенных геологических процессов в Республике Татарстан // Материалы Первой Всероссийской конференции (10–15 ноября 1997 г.). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2000. – С.247–255.
8. Кузнецов Г.Е. Глубинное строение и геодинамика недр Республики Татарстан // Материалы Первой Всероссийской конференции (10–15 ноября 1997 г.). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2000. – С.35–50.
9. Боровский М.Я., Кузнецов Г.Е., Хасанов Д.И. Геофизические поиски минерального строительного сырья. – Казань: Изд-во «Плутон», 2003. – 176 с.
10. Боровский М.Я., Кузнецов Г.Е., Богатов В.И. и др. Разломно-блоковое строение Республики Татарстан // Тез. докл. Межрегиональной науч.-практ. конф. (Лениногорск, 23–25 апреля 2003 г.); Альметьевск: ТатАСУнефть, 2003. – С.103–112.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОЦЕССОВ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Л.Х. Бреслер, Д.И. Петрова, Г.Г. Файзрахманов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий,
г. Казань, bresler.liya@mail.ru, DaIPetrova@kpfu.ru, fayzrakhmanovgg@tatneft.ru

ANALYSIS OF THE APPLICATION OF INTEGRATED MODELING OF FIELD DEVELOPMENT AND WELL PRODUCTION COLLECTION PROCESSES

L.K. Bresler, D.I. Petrova, G.G. Faizrakhmanov

Kazan Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan, bresler.liya@mail.ru, DaIPetrova@kpfu.ru, fayzrakhmanovgg@tatneft.ru

Аннотация. Интегрированное моделирование систем разработки нефтяных и газовых месторождений и систем сбора и транспортировки флюидов является ключевым аспектом современной нефтегазовой промышленности. Эта область включает в себя сочетание различных направлений, таких как геология, гидродинамика, инженерия разработки, а также системы сбора и транспортировки. Основная цель интегрированного моделирования заключается в оптимизации добычи углеводородов и снижении эксплуатационных расходов. В статье рассматриваются основные направления и достижения в области интегрированного моделирования нефтегазовых систем.

Ключевые слова: нефть, моделирование, обустройство месторождений, продукция скважин, интегрированное моделирование.

Annotation. Integrated modeling of oil and gas reservoir systems and fluid collection and transportation systems is a key aspect of the modern oil and gas industry. This field includes a combination of different disciplines such as geology, fluid dynamics, reservoir engineering, and collection and transportation systems. The main goal of integrated modeling is to optimize hydrocarbon production and reduce operating costs. This article discusses the main directions and achievements in the field of integrated modeling of oil and gas systems.

Keywords: oil, modeling, field development, well production, integrated modeling.

Моделирование пластов играет ключевую роль в разработке нефтяных и газовых месторождений. Оно включает в себя создание трёхмерных геологических моделей, которые описывают распределение коллекторов и флюидов в пластах. Одним из наиболее распространённых инструментов является использование программного обеспечения для геолого-гидродинамического моделирования, такого как tНавигатор (отечественная разработка), Petrel и Roxar. Эти инструменты позволяют создавать детализированные модели пластов, учитывающие гетерогенность пород и наличие разломов.

Важным аспектом является интеграция геологических моделей с гидродинамическими моделями. Это позволяет оценивать поведение флюидов в пластах и прогнозировать продуктивность скважин. В работах [1] предлагается новая концепция комплексирования методов искусственного интеллекта и гидродинамической модели, которая позволяет получить функциональную связь исторического дебита нефти от приемистости с использованием нейронной сети, найти максимум добычи нефти и соответствующее ему распределение. Эта концепция позволяет сократить временные затраты, выполняя всего один расчёт на гидродинамической модели. Пример применения этой технологии также приведён. В заключение, представленный в статье комплекс методических, математических и информационных решений позволит формализовать процессы проектирования гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи и уточнить модель технико-экономического обоснования рентабельных и технологически извлекаемых запасов нефти.

Моделирование систем добычи и сбора флюидов

Моделирование систем добычи и сбора флюидов включает в себя анализ производственных характеристик скважин, систем сбора, сепарации и транспортировки углеводородов. Основными инструментами являются симуляторы производственных процессов, такие как tНавигатор (отечественная разработка), Pipesim и OLGA. Эти симуляторы позволяют моделировать динамику потока в трубопроводах, учитывать фазовые переходы и взаимодействие между скважинами и поверхностными установками.

Одним из ключевых аспектов является учёт взаимодействия между пластом и поверхностными системами. В работе [8] рассматривается подход к интегрированному сетевому моделированию и оптимизации, позволяющий преодолеть известные недостатки оптимизации газлифта в одной скважине. Новая модель с более высокой точностью отражает взаимодействие между скважинами, трубопроводами и платформами в масштабах всего месторождения. Используя этот подход, были выявлены ранее скрытые возможности для значительного улучшения производства. Модель показала возможность значительного увеличения добычи (на 2–4%) и повышения эффективности добычи (значительное снижение потребности в подъёмном газе), что может быть достигнуто за счёт более эффективного распределения подъёмного газа, а также ремонта и перепроектирования неоптимальных газлифтных скважин.

Следующее [6] исследование показывает, что установка устьевых компрессоров на слабых скважинах может устранить проблемы с добычей и обратным притоком, а также что более высокой и устойчивой добычи газа из слабых скважин можно добиться, поняв основные причины низкой/ неустойчивой добычи с помощью IAM, которая действует как цифровой двойник месторождения.

Работа [2] учитывает экономические модели в комплексном моделировании. Был разработан комплексный рабочий процесс и интегрированная модель активов с акцентом на NPV для каждого сценария. В пласте первой целью стал коллектор-В, поскольку добыча на большинстве его скважин была неэффективной. Был разработан рабочий процесс для выявления подобных скважин и проведена оценка комплексного воздействия на наземные объекты. На основе результатов пилотных проектов была обновлена интегрированная модель месторождения, объединяющая скважины, наземные объекты и все четыре коллектора. В результате применения этой интегрированной модели было завершено строительство ещё 12 скважин, 9 капитальных ремонтов, 2 работы по оптимизации и 3 работы по модификации компрессора, что привело к общему увеличению объёма добычи, а чистая прибыль месторождения увеличилась на 131 млн. долларов. Это исследование предлагает инновационный подход, который был применён для систематического использования каждого набора данных, чтобы оживить месторождение даже после 84% истощения.

В статье [5] приведён пример применения интегрированной модели с моделированием процессов добычи, закачки нефти газа и воды. В стремлении оптимизировать стратегии разработки месторождений была разработана полностью взаимосвязанная модель разработки «на поверхности» и «под землей». Этот подход объединяет операции по подъёму газа, закачке воды и рециркуляции газа, что позволяет лучше понять, как их синергетический эффект влияет на производительность пласта. Благодаря одновременному учёту этих трёх важнейших аспектов операций на нефтяных месторождениях, предлагаемая модель выходит за рамки традиционных систем независимого моделирования.

Не маловажным является и проблема отложений АСПО. Эти отложения могут образовываться в пластах, стволах скважин и поверхностных системах, что приводит к снижению продуктивности скважин, увеличению эксплуатационных затрат и возможным аварийным ситуациям. Гидродинамическое моделирование позволяет прогнозировать образование АСПО и разрабатывать стратегии по их предотвращению и устранению. В данной статье рассматриваются основные причины и механизмы образования АСПО, методы их моделирования и стратегии управления.

В работах [3] рассматриваются детальные механизмы образования АСПО и факторы, влияющие на их стабильность. Проводится разработка инструмента прогнозирующего моделирования для оценки риска осаждения асфальтенов в нефтяных скважинах и оценки периода риска образования асфальтенов. Для реализации рабочего процесса гидродинамическая модель двухфазного потока в вертикальных скважинах Ansari et al. (1994) объединена с двумя термодинамическими моделями осаждения асфальтенов, а именно (1995) и Wang et al. (2006). Разработанный симулятор был апробирован для прогнозирования риска и глубины залегания асфальтеновых отложений на нефтяных скважинах Ближнего Востока, что привело к разумной согласованности с полевыми данными.

В ходе адаптации модели в работе [9] был выделен псевдокомпонент асфальтенов, который обладает основными свойствами асфальтеновых углеводородов, полученными из экспериментальных данных. Результаты экспериментов с тонкой трубкой были воспроизведены с использованием гидродинамического моделирования для проверки настроенной модели жидкости PVT. Модель PVT используется для прогнозных расчётов по подготовленной отраслевой гидродинамической модели с моделированием осаждения асфальтенов при смешивании нефти и газа. Сделаны выводы о возможности и необходимости использования модели осаждения асфальтенов при моделировании закачки углеводородного газа. Результаты расчёта показали существенные изменения технологических показателей реализации проекта на отраслевой модели.

В статье [4] исследуется отложение асфальтенов в нефтяной скважине, добываемой из глубокого юрского пласта, расположенного в Кувейте, путём разработки интегрированной модели трёхфазного осаждения асфальтенов. Целью данного исследования является разработка и валидация интегрированной модели скважины, которая включает в себя термодинамическую модель асфальтена, модели агрегации, осаждения и транспортировки в сочетании с трёхфазной термогидродинамической моделью. Предлагаемая модель рассчитывается численно для прогнозирования отложений асфальтенов во времени и пространстве и одновременно отслеживает изменения состава нефти, связанные с отложениями асфальтенов. Элементарные модели интегрированной модели настраиваются на основе полевых данных, а результаты отложений подтверждаются промысловыми данными. Исследование, проведённое в полевых условиях, показало очень хорошее соответствие между измеренным характером осаждения и предсказаниями модели. Кроме того, анализ чувствительности показал, что, хотя осаждение асфальтенов увеличивается с увеличением обводнённости из-за более высокого перепада давления, осаждение асфальтенов уменьшается из-за увеличения напряжения сдвига и снижения склонности к налипанию асфальтенов на стенки трубы. Кроме того, анализ чувствительности показал, что с увеличением GOR осаждение асфальтенов увеличивается, однако осаждение асфальтенов уменьшается. Предложенная модель демонстрирует значительную чувствительность к диаметру частиц асфальтена, показывая, что с увеличением диаметра частиц толщина осаждения уменьшается.

Предлагаемая работа [7] объединяет пять моделей, а именно модель отложения асфальтенов в коллекторе, модель уравнения состояния (EOS), термодинамическую модель осаждения асфальтенов, гидродинамическую

модель многофазного потока и модель движения отложений асфальтенов. Эти модели интегрированы с использованием разработанной платформы документооборота, которая позволяет отслеживать композицию во всей производственной системе. Для оценки предложенной интегрированной модели используется практический пример, который указывает на серьёзные отложения асфальтенов в эксплуатационных насосно-компрессорных трубах и поточной линии. Предложенная модель предсказывает увеличение толщины отложений асфальтенов на внутренней стенке насосно-компрессорных труб с течением времени.

Выводы

1. Интеграция геологических моделей с гидродинамическими моделями позволяет оценивать поведение флюидов в пластах и прогнозировать продуктивность скважин.
2. Интегрированное моделирование с более высокой точностью отражает взаимодействие между скважинами, трубопроводами и платформами в масштабах всего месторождения.
3. Расчёты, связанные с оценкой анализа работы скважин при возникновении АСПО, на интегрированной модели дают возможность оценить эффективность отслеживания по всей производственной системе, прогнозировать риски и осложнения при эксплуатации не только скважин, но и систем сбора нефтегазовой продукции.

Литература

1. *Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.У. и др.* Интеграция методов машинного обучения и геологического и гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений / Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 3. – С.48–53.
2. *Ahmad S., Waqas G.M., Sheikh H.M.* Uplifting the Productivity of a Mature Gas Giant in Pakistan Using Integrated Asset Modelling / International Petroleum Technology Conference. – 2023. – Paper Number: IPTC-22861-EA.
3. *Al-Safran E.* Prediction of asphaltene precipitation risk in oil wells using a coupled hydro-thermodynamic model / Journal of Petroleum Science and Engineering 167. – 2018. – pp. 329–342.
4. *Al-Safran E.M., Aql A.A., Ghasemi M. et al.* A Three-Phase Integrated Asphaltene Deposition Model in Oil Wells / Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE. – 2023. – Paper Number: SPE-216339-MS.
5. *Basioni M.A., Blooshi A.Y., Meziani S. et al.* Integrated Asset Modeling for Multi Sour Fluids Reservoirs to Optimize the Full Field Development Plans / Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (ADIPEC) 2023 held in Abu Dhabi, UAE. – 2023.
6. *Bernadi B., Douglas M.M., Jaber, H.E. et al.* Optimizing Gas Production from Giant Multi-Reservoir Onshore Abu Dhabi Gas Field by Introducing Wellhead Compressors and Reconfiguring the Surface Network Using an Integrated Asset Model IAM / Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2021. – Paper Number: SPE-207626-MS.
7. *Ghasemi M., Al-Safran E.* Integrated Reservoir/Wellbore Production Model for Oil Field Asphaltene Deposition Management / Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. – 2020. – Paper Number: IPTC-19936-MS.
8. *Jha A.K., Barua S., Agrawal V. et al.* Implementation of Integrated Network Optimization Model for the Mumbai High Field / The 2009 SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition Held in Aberdeen. – 2009. – pp. 1–7.
9. *Medvedev A.A., Sadreev E.A., Ponomarenko D.M. et al.* Efficiency estimation of gas injection at the field of the Central Khoreyver uplift with the risk of asphalt, resin and paraffin deposits / Oil Industry. – 2023. – pp. 58–62.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Л.Х. Бреслер, И.Р. Мавлявов, С.Р.Уг. Атажанов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, bresler.liya@mail.ru, mavlyavovir@tatneft.ru, saratazhanov@stud.kpfu.ru

AN INTEGRATED APPROACH TO MODELING THE TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF DEPOSITS

L.K. Bresler, I.R. Mavlyavov, S.R.UgAtazhanov

Kazan Federal University, Associate Professor, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan, bresler.liya@mail.ru, mavlyavovir@tatneft.ru, saratazhanov@stud.kpfu.ru

Аннотация. Актуальность обусловлена постоянным ростом потребности в нефти и газу, а также увеличением сложности и глубины месторождений, что требует разработки новых подходов к их освоению. Моделирование позволяет проводить анализ сценариев развития месторождения, оптимизировать процессы добычи и сбора продукции, а также прогнозировать поведение скважин и системы в целом.

Ключевые слова: нефть, газ, эмульсия, пласт, моделирование, процесс технологический.

Annotation. The relevance is due to the constant growth in demand for oil and gas, as well as the increasing complexity and depth of fields, which requires the development of new approaches to their development. Modeling allows you to analyze field development scenarios, optimize production and collection processes, and also predict the behavior of wells and the system as a whole. Modeling the technological development of the field and collection processes is of great importance for the effective management of oil and gas projects.

Key words: oil, gas, emulsion, reservoir, modeling, technological process.

Целью моделирования технологического обустройства нефтяного месторождения и процессов сбора продукции скважин является разработка эффективных методов и технологий для увеличения добычи нефти и газа, а также оптимизация процессов сбора и транспортировки продукции. Интегрированное моделирование обустройства месторождения и процессов сбора продукции скважин представляет собой комплексный подход, позволяющий эффективно управлять разработкой нефтегазовых месторождений. Этот подход включает в себя моделирование различных аспектов, таких как физико-химические свойства флюидов, взаимодействие скважин и наземной инфраструктуры, а также учёт осложнений, вызванных различными факторами. В данной статье рассмотрены ключевые аспекты интегрированного моделирования, современные программные продукты и их возможности в решении указанных проблем.

Остановимся, к примеру, на отложениях АСПО, а также образовании эмульсий на трубах, которая является ещё одной проблемой, затрудняющей процесс транспортировки нефти. Асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО) представляют собой значительную проблему при разработке нефтяных и газовых месторождений. Эти отложения могут образовываться в пластах, стволах скважин и поверхностных системах, что приводит к снижению продуктивности скважин, увеличению эксплуатационных затрат и возможным аварийным ситуациям. Гидродинамическое моделирование позволяет прогнозировать образование АСПО и разрабатывать стратегии по их предотвращению и устранению. В статье [1] исследуется отложение асфальтенов в нефтяной скважине, добываемой из глубокого юрского пласта, расположенного в Кувейте, путём разработки интегрированной модели трехфазного осаждения асфальтенов. Целью исследования являлась разработка и валидация интегрированной модели скважины, которая включает в себя термодинамическую модель асфальтена, модели агрегации, осаждения и транспортировки в сочетании с трехфазной термогидродинамической моделью. Предлагаемая модель рассчитывается численно для прогнозирования отложений асфальтенов во времени и пространстве и одновременно отслеживает изменения состава нефти, связанные с отложениями асфальтенов. Элементарные модели интегрированной модели настраиваются на основе полевых данных, а результаты отложений подтверждаются промысловыми данными. Исследование, проведённое в полевых условиях, показало очень хорошее соответствие между измеренным характером осаждения и предсказаниями модели. Кроме того, анализ чувствительности показал, что, хотя осаждение асфальтенов увеличивается с увеличением обводнённости из-за более высокого перепада давления, осаждение асфальтенов уменьшается из-за увеличения напряжения сдвига и снижения склонности к налипанию асфальтенов на стенки трубы. Анализ чувствительности также показал, что с увеличением GOR осаждение асфальтенов увеличивается, однако осаждение асфальтенов уменьшается. Предложенная модель демонстрирует значительную чувствительность к диаметру частиц асфальтена, показывая, что с увеличением диаметра частиц толщина осаждения уменьшается.

Работа [2] объединяет пять моделей, а именно модель отложения асфальтенов в коллекторе, модель уравнения состояния (EOS), термодинамическую модель осаждения асфальтенов, гидродинамическую модель многофазного потока и модель движения отложений асфальтенов. Эти модели интегрированы с использованием разработанной платформы документооборота, которая позволяет отслеживать композицию во всей производственной системе. Для оценки предложенной интегрированной модели используется практический пример, который указывает на серьёзные отложения асфальтенов в эксплуатационных насосно-компрессорных трубах и поточной линии.

Предложенная модель предсказывает увеличение толщины отложений асфальтенов на внутренней стенке насосно-компрессорных труб с течением времени.

PVT моделирование играет ключевую роль в оптимизации разработки нефтяных и газовых месторождений. Оно используется для планирования бурения, выбора методов воздействия на пласт и проектирования систем сбора и транспортировки. PVT (Pressure-Volume-Temperature) моделирование флюидов позволяет точно описывать поведение углеводородных систем в различных условиях эксплуатации. Модели PVT обеспечивают данные для расчёта фазовых равновесий, свойств жидкостей и газов, что критически важно для оптимизации добычи и транспортировки нефти и газа. PVT моделирование флюидов при добыче нефти и газа является важным инструментом для оптимизации разработки месторождений, управления фазовыми переходами и анализа производительности скважин. Современные методы и программные инструменты позволяют проводить детализированный анализ и улучшать точность прогнозов. Тем не менее, остаются нерешённые задачи, связанные с улучшением моделей и интеграцией данных. Будущие исследования и разработки новых технологий, включая машинное обучение, позволят значительно повысить эффективность PVT моделирования.

В данной статье рассматриваются причины, механизмы образования эмульсий, методы их моделирования и стратегии управления с учётом специфики гидродинамического моделирования.

В работе учёных [4] с помощью метода множественной корреляции было разработано усовершенствованное моделирование для эмульсии конденсата. В процессе проверки соответствия между измерениями, выполненными в лаборатории, и прогнозами, полученными с помощью модели, точность модели достигла 94% при использовании 396 наборов подготовленных данных. В ходе проверки с использованием реальных полевых данных была достигнута идеальная оценка в 8 баллов из 8 подготовленных данных. Был сделан вывод о том, что ключевые показатели эффективности были достигнуты на основе этих параметров.

Целью статьи [5] является разработка новой эффективной модели вязкости эмульсии путём исследования различных соотношений, доступных в открытой литературе. Подход заключается в смешивании и корректировке этих соотношений для создания надёжной модели, которая лучше характеризует смеси жидкостей, состоящих из нефти и воды. Объём работы включает в себя интеграцию расчёта точки инверсии фаз и определение метода смешивания для обеспечения плавного и непрерывного перехода между чистыми жидкими фазами при оценке эффективной вязкости жидкой эмульсии.

В работе [3] представлена первоначальная проверка модели, предложенной Bulgarelli (2021) для прогнозирования вязкости эмульсии вода-в-нефти. Модель может помочь при проектировании системы трубопроводов и может быть использована в качестве инструмента оценки расхода при производстве насосов. Первоначальная проверка была проведена с использованием данных о добыче эмульсии «вода в нефти» из двух скважин (А и В) на месторождении Перегрино, в которых используются две разные модели работы насоса. Валидация была разделена на две части: первая соответствует уровню технологической готовности (TRL) 3, а вторая, TRL 4, соответствует стандарту ISO 20815:2018. Во-первых, данные испытаний скважин были использованы для калибровки и тестирования модели для первоначальной проверки TRL 3.

В общем, для решения вышеописанных проблем используются различные программные продукты. Некоторые из них включают в себя комплексные решения для моделирования и управления месторождениями, другие специализированы на решении конкретных задач. В данной статье рассмотрены основные программные пакеты, как зарубежные, так и российского производства, их преимущества и недостатки, а также возможности использования open source решений и библиотек на Python.

Коммерческие программные продукты

PVTsim (Calsep)

Описание: PVTsim – широко используемый программный продукт для моделирования фазового поведения и PVT свойств углеводородных систем.

Плюсы:

- Поддержка широкого спектра уравнений состояния и моделей.
- Удобный интерфейс и хорошие возможности визуализации.
- Регулярные обновления и поддержка от разработчика.

Минусы:

- Высокая стоимость лицензии.
- Ограниченная гибкость в интеграции с другими системами. 6.2.2 WinProp (CMG)

Описание: WinProp – программный продукт для PVT анализа и моделирования фазовых равновесий, входящий в состав пакета CMG.

Плюсы:

- Высокая точность и надёжность расчётов.
- Поддержка моделирования многокомпонентных систем.
- Хорошая интеграция с другими продуктами CMG.

Минусы:

- Высокая стоимость лицензии.
- Необходимость дополнительного обучения для работы с продуктом.

OLGA (Schlumberger)

Описание: OLGA – динамический симулятор для моделирования потоков в трубопроводах и системах сбора, широко используемый для анализа проблем АСПО и эмульсий.

Плюсы:

- Высокая точность моделирования динамики потоков.
- Поддержка моделирования сложных систем и фазовых переходов.
- Регулярные обновления и поддержка.

Минусы:

- Высокая стоимость лицензии.
- Сложность в настройке и использовании.

Pipesim (Schlumberger)

Описание: Pipesim – программный пакет для моделирования потоков в трубопроводах и оптимизации производственных процессов.

Плюсы:

- Широкие возможности для моделирования и оптимизации.
- Интеграция с другими продуктами Schlumberger.
- Поддержка широкого спектра сценариев эксплуатации.

Минусы:

- Высокая стоимость лицензии.
- Ограниченная гибкость в настройке некоторых параметров.

PVTsim Nova (Rohar)

Описание: PVTsim Nova – программный продукт для PVT моделирования, входящий в состав пакета Rohar от Emerson.

Плюсы:

- Высокая точность моделирования.
- Удобный интерфейс и интеграция с другими продуктами Rohar.
- Поддержка различных уравнений состояния и моделей.

Минусы:

- Высокая стоимость лицензии.
- Ограниченная гибкость в настройке пользовательских моделей.

OpenPNM

Описание: OpenPNM – open source библиотека на Python для моделирования потоков в пористых средах.

Плюсы:

- Бесплатное использование.
- Высокая гибкость и возможность адаптации под конкретные задачи.
- Поддержка активного сообщества разработчиков.

Минусы:

- Требуется значительное время на настройку и обучение.
- Ограниченная поддержка профессиональных функций.

CoolProp

Описание: CoolProp – библиотека для расчёта термодинамических свойств и моделирования фазового равновесия.

Плюсы:

- Бесплатное использование.
- Широкая поддержка различных уравнений состояния.
- Возможность интеграции с другими инструментами на Python.

Минусы:

- Ограниченная поддержка сложных многокомпонентных систем.
- Требуется знание программирования для использования.

PyECLIPSE

Описание: PyECLIPSE – интерфейс для работы с симулятором ECLIPSE, позволяющий автоматизировать процессы моделирования на Python.

Плюсы:

- Бесплатное использование.
- Возможность интеграции с ECLIPSE и другими инструментами.
- Высокая гибкость и возможность настройки.

Минусы:

- Ограниченная поддержка от разработчиков.
- Требуется знание программирования и опыт работы с ECLIPSE.

Программный продукт tНавигатор (RFD)

Управление эмульсиями и АСПО

tНавигатор предоставляет инструменты для моделирования образования и управления эмульсиями и асфальто-смоло-парафинистыми отложениями. Это включает моделирование динамики потоков в трубопроводах и скважинах, прогнозирование рисков образования отложений и разработку стратегий по их предотвращению и устранению.

Интегрированное моделирование

tНавигатор поддерживает интегрированное моделирование систем добычи и транспортировки, что позволяет оптимизировать работу всей системы – от пласта до точки сбыта. Это включает моделирование взаимодействия между скважинами, трубопроводами и поверхностными установками.

Плюсы:

- **Высокая производительность:** tНавигатор отличается высокой скоростью расчётов и способностью обрабатывать большие объёмы данных, что особенно важно при работе с крупными моделями месторождений.
- **Широкая функциональность:** Продукт поддерживает широкий спектр задач, включая PVT анализ, управление эмульсиями и АСПО, интегрированное моделирование и оптимизацию производственных процессов.
- **Удобный интерфейс:** Пользовательский интерфейс tНавигатора интуитивно понятен и позволяет быстро освоить основные функции продукта. Продукт также поддерживает визуализацию данных, что упрощает анализ результатов.
- **Интеграция с другими системами:** tНавигатор легко интегрируется с другими программными продуктами и системами, что позволяет использовать его в составе комплексных решений для управления разработкой месторождений.

Минусы:

- **Высокая стоимость лицензии:** Несмотря на свои преимущества, tНавигатор является коммерческим продуктом с достаточно высокой стоимостью лицензии, что может ограничивать его доступность для небольших компаний и учебных заведений.
- **Необходимость обучения:** Для эффективного использования всех возможностей tНавигатора требуется специальное обучение и опыт работы с продуктом, что может потребовать дополнительных ресурсов и времени.
- **Ограниченная поддержка open source:** В отличие от некоторых open source решений, tНавигатор не предоставляет возможности для свободного доступа к исходному коду и требует приобретения лицензий для полного использования функционала.

Результаты работы по данной тематике были представлены автором статьи (Мавлявов И.Р. и др., аспирант КФУ) в виде доклада на конференции пользователей tНавигатор (РФД) на тему «Комплексное моделирование насыщенности месторождения на гидродинамической модели по модели насыщения Брукса-Кори», участие на бизнес семинаре ПАО Татнефть на тему «Учёт литологической макронеоднородности с помощью машинного обучения» и XXXII внутренняя молодёжная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» с докладами по разработке месторождений. Также, в статье на тему «Автоматическая расстановка скважин с применением методов машинного обучения» («Нефтегазовое дело») основное внимание уделено разработке и применению алгоритмов машинного обучения для автоматизированного размещения скважин на гидродинамической модели (ГДМ) месторождения. По данной теме был получен патент (авторское свидетельство на ЭВМ).

Вывод

1. Интегрированный подход позволит создать детализированную модель, учитывающую все возможные осложнения и обеспечивающую эффективное управление месторождением.
2. Интегрированное моделирование систем добычи и транспортировки позволяет оптимизировать работу всей системы – от пласта до точки сбыта, что включает моделирование взаимодействия между скважинами, трубопроводами и поверхностными установками.
3. Комплексный подход к моделированию позволяет проводить детальные гидродинамические расчёты и прогнозировать поведение месторождений при различных сценариях разработки.

Литература

1. *Al-Safran E.M. et al.* A Three-Phase Integrated Asphaltene Deposition Model in Oil Wells //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – SPE, 2023. – С. D021S056R004
2. *Al-Safran E.M., Aql A.A., Ghasemi M. et al.* A Three-Phase Integrated Asphaltene Deposition Model in Oil Wells / Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE. – 2023. – Paper Number: SPE-216339-MS
3. *Bulgarelli N.A.V. et al.* Relative Viscosity Model for Water-In-Oil Emulsion in Electrical Submersible Pumps: Comparing the ESP Head in a Real Scenario //Offshore Technology Conference. – OTC, 2023. – С. D041S051R005.
4. *Sagar S. et al.* A Novel Modeling Enhancement of Emulsion in Condensate with High Aromatic //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – SPE, 2023. – С. D021S075R002.
5. *Tebbani A., Rodriguez D. J., Morrison G.* Developing a Novel Approach for Integrating and Blending an Effective Emulsion Viscosity Model //International Petroleum Technology Conference. – IPTC, 2024. – С. IPTC-24599-EA.

ПОДБОР ЭКВИВАЛЕНТНЫХ РЕЖИМОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТБОРОВ

Р.Р. Ганиев, А.А. Гимазов, Д.Ф. Хамидуллин, В.М. Бабин
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань

Аннотация. Для обеспечения надёжности результатов газоконденсатных исследований (ГКИ) необходимо выполнение требований к скважине и к сепарационной установке. Подбор оптимального режима работы сепарационной установки, то есть режима, позволяющего обеспечить максимальное выделение C5+ в жидкую фазу при согласованных значениях давления и температуры, в промышленных условиях является сложной и важной задачей. Предложенный в данной статье метод позволяет оценивать динамику изменения потенциального содержания C5+ (ПС5+) добываемого флюида и оценивать качество проб. В данной работе объектами исследования являются ачимовские отложения Песцового (Ач6) и Уренгойского (Ач3) месторождений.

Целью данной работы является подбор режимов работы сепарационной установки при планировании газоконденсатных исследований методом промышленных отборов.

Используя методику, представленную в данной статье, были получены линии, характеризующие оптимальный режим работы сепарационной установки в различных термобарических условиях. Благодаря сформированной методике появляется возможность получить кондиционные пробы на сепарационной установке и улучшить в дальнейшем качество и представительность лабораторных исследований. Для случаев, когда работа в оптимальном режиме невозможна, рассчитаны линии, вдоль которых термодинамический унос конденсата остаётся постоянным, однако это может привести к потерям конденсата, погрешностям в оценке КГФ: на примере месторождений, рассматриваемых в данной статье, потери могут достигать до 2,3 г/м³.

Ключевые слова: параметр Фруда, ГЖП, КГФ, ГКИ, PVT-модель, CVD.

Введение

Подбор оптимальных режимов работы сепаратора при планировании газоконденсатных исследований являются одними из важных задач в нефтегазовой отрасли, поскольку от качества полученных результатов зависят прогнозные значения газоконденсатной характеристики и модель газоконденсатной системы, создаваемой путём рекомбинации газа сепарации и нестабильного конденсата на установках фазовых равновесий.

Подбор режимов работы сепарационной установки при планировании газоконденсатных исследований методом промышленных отборов зависит от термобарических условий в сепарационной установке, что подтверждают инструкции, статьи, исследования.

Так, в статье Инякина В.В. [1] выполнен обзор оборудования для изучения пластовых флюидов газоконденсатных залежей, который позволяет определить наиболее эффективный тип установки при проведении промышленных исследований на газоконденсатность. Сепаратор должен удовлетворять следующим требованиям: работать на нагрузку, не превышающую 50% его паспортной производительности и обеспечивать полное отделение жидкой фазы от газа; располагаться от устья скважины на расстояние не менее 60 м; его обвязка со скважиной производится без проведения сварочных работ; если температура и давление на устье скважины обеспечивают безгидратный режим в линии, соединяющий сепаратор со скважиной, то штуцер постоянного сечения устанавливается на устье, в противном случае – у входа в исследовательский сепаратор; предохранительная мембрана устанавливается на входе в сепаратор за штуцером и должна срабатывать при превышении рабочего давления более чем на 10%; отбор сырого конденсата из сепаратора осуществляется с помощью замерных кранов, установленных на различных уровнях по вертикали в стенке сепаратора.

В инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин [2] указано, что сепарационная установка должна обеспечить возможность практически полного отделения жидкости от газа при данных термобарических условиях; установления различных давлений сепарации; проведения замеров давления и температуры в сепараторе; проведения замеров количества жидкой фазы (воды и конденсата) при данных термобарических условиях; отбора проб газа и конденсата под давлением сепарации.

Более подробно об эффективности сепарационной установки говорится в работе А.Г. Козубовского [3]. Важный элемент, во многом определяющий качество и достоверность информации о газоконденсатных характеристиках исследуемого объекта – узел разделения продукции скважины на жидкую и газовую составляющие. Основными рабочими параметрами при этом считаются давление и температура сепарации. Эффективность сепарационного оборудования в общем случае принято оценивать по так называемому коэффициенту уноса, который для рассматриваемых условий представляет собой отношение объёмных расходов капельной жидкости в газе сепарации к его объёмному расходу. Если при работе разделительного узла давление сепарации меньше давления максимальной конденсации (P_{\max}), а расход газоконденсатной смеси не превышает пропускную способность сепаратора, то для определения состава пластового флюида и моделирования фазовых превращений в нём такая оценка не имеет смысла, так как лабораторные анализы производятся на базе рекомбинированных проб.

Про влияние оптимальных условий сепарации на достоверность интерпретации результатов исследований повествуется в статье Филипченко В.И. [4]. При давлениях, превышающих оптимальное давление сепарации большое количество газа остаётся растворённым в конденсате из-за низкой скорости прохождения сепаратора газом,

в связи с этим возникает необходимость определения коэффициента усадки конденсата, а сама мерная ёмкость должна быть оборудована дыхательным клапаном для выпуска избыточного газа, растворённого в конденсате в атмосферу. При давлениях ниже оптимального давления сепарации, из-за высокой скорости газа отдельные частицы жидкости не успевают осесть в сепараторе и продолжают двигаться в потоке газа в виде спрея, что приводит к существенным погрешностям при измерении дебита газа. Поскольку за счёт значительного охлаждения газа при его дросселировании в сепараторе создаются благоприятные условия для формирования гидратов, то борьба с гидратообразованием крайне важна для получения качественных результатов исследований и проведения достоверной интерпретации, так как отложение гидратов приводит к возникновению существенных погрешностей при измерении дебитов газа и, как следствие, искажению результатов интерпретации.

Также не маловажным аспектом, влияющим на достоверность результатов исследований, является представительность рекомбинированных проб. О том, какие сложности существуют при отборе проб с помощью сепаратора, говорится в статье А.В. Муравьева [5]. Одновременность отбора фаз является ключевым условием для представительности рекомбинированных проб. Однако традиционный способ отбора проб через тест-сепаратор имеет ряд недостатков:

- 1) усреднение состава флюида за большой интервал времени вследствие большой ёмкости и инерционности сепаратора;
- 2) сезонные ограничения использования сепаратора в холодном климате;
- 3) ошибки, вызванные физической рекомбинацией проб газа и конденсата в лабораторных условиях, особенно для флюида с низким конденсатогазовым фактором (КГФ).

На практике достаточно сложно отобрать представительные пробы газконденсата, как с помощью скважинных пробоотборников, так и посредством наземных устройств – сепараторов и многофазных расходомеров. Причина кроется в неустойчивости физического равновесия флюидов в около критической области, а также в эффекте относительного проскальзывания фаз при движении многофазного потока в трубе.

Подводя итоги, можно сделать вывод о том, что соблюдение условия, рекомендуемого в ходе проведения ГКИ, то есть максимально возможное разделение газа от конденсата, позволяет повысить точность прогноза основных показателей и увеличить эффективность разработки залежей.

Анализ, проводимый в рамках текущей статьи по подбору оптимального режима работы сепарационной установки, в свою очередь, направлен на дополнение требований по ГКИ с целью повышения их качества и представительности и является актуальной задачей в области газоконденсатных месторождений.

Целью работы является на основе данных лабораторных исследований проб газа сепарации и нестабильного конденсата выработать методику, позволяющую подбирать оптимальный режим работы сепарационной установки, то есть режим, позволяющий обеспечить максимальное выделение C_5+ в жидкую фазу.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) выгрузить данные ступеней CVD-теста (объёмная доля компонентов C_5+ в газовой фазе) в диапазоне температур (10–30°C) с шагом 2°C из программного продукта PVTsim;
- 2) используя полученные данные, рассчитать значения PC_5+ ;
- 3) определить на каждой ступени минимальные значения PC_5+ , соответствующие отклонению от минимального PC_5+ на 5, 10, 15% и каким давлениям и температурам они соответствуют для случаев, когда работа в оптимальном режиме невозможна;
- 4) зная параметры, найденные в предыдущих пунктах, построить линии разделения газоконденсатной смеси, представляющие собой отметки на карте режимов ГКИ;
- 5) далее с помощью полученной карты появляется возможность определить температуры и давления сепарации для любого требуемого значения КГФ.

Объектами исследований являются ачимовские отложения Песцового (Ач6) и Уренгойского (Ач3) месторождений, характеризующиеся аномально высокими пластовыми давлениями, низкопроницаемыми породами, значительным содержанием парафинов в конденсате.

При проведении промысловых газоконденсатных исследований ачимовских отложений условия в основном выполнялись. Давление сепарации в среднем составляло 4,5...6,0 МПа (при $P_{max} = 12,0... 16,0$ МПа). В случаях, когда в ёмкостях с газом сепарации всё же обнаруживалась капельная жидкость, принимали меры по переводу её в газообразное состояние. Если этого достичь не удавалось, пробы отбраковывали. Влияние температуры сепарации на выход насыщенной жидкой фазы (показателя, используемого при расчётах потенциального содержания в пластовом газе фракции $C_{5+в}$) проявило себя через специфические особенности физико-химических свойств пентанов и вышекипящих углеводородов. При низких температурах проведение промысловых газоконденсатных исследований зачастую было осложнено выпадением твёрдых высокомолекулярных углеводородов как в стволе скважины, так и в наземных коммуникациях, что существенно снижает достоверность фиксируемых параметров. Установлено, что конденсаты ачимовских отложений Уренгойского НГК содержат в своём составе значительное количество парафинов (от 3,5 до 10%) и по принятой в настоящее время классификации могут быть отнесены к виду парафинистых [6].

В пласте при высоких давлениях и температурах для газоконденсатных залежей зачастую характерно нахождение в однофазном состоянии. В данном случае рассматриваемые объекты характеризуются аномально вы-

соким пластовым давлением – давление в пластах превышает условно гидростатическое давление более чем на 30%. Из-за низкой проницаемости необходимо поддерживать высокие депрессии, что приводит к выпадению конденсата в поровом пространстве пласта. Поэтому важно обеспечивать режим работы скважины на минимально возможной депрессии, при которой будет выполняться условие выноса жидкости, чтобы получить на устье кондиционную пробу – пробу, максимально возможно соответствующую пластовому флюиду.

При аномально высоком пластовом давлении и небольшой депрессии забойное давление также является высоким. Устьевое давление зависит от пластового давления, глубины скважины и плотности заполняющей её среды. Оно определяется значением забойного давления, давлением столба жидкости от устья до пласта, скоростным напором движущегося флюида и потерями на трение. Плотность заполняющей среды небольшая, так как флюид – газоконденсат. Следовательно, устьевое давление также высокое.

Оптимальное условие сепарации – давление и температура максимально возможной конденсации флюида. Из-за высоких устьевых давлений перепад давления на штуцере перед сепаратором имеет большое значение, что приводит к дросселированию, то есть к эффекту Джоуля-Томсона. Перепад давления на штуцере в промышленном сепараторе газоконденсатного месторождения является важным параметром, который необходимо контролировать для эффективной работы оборудования и оптимизации процесса разделения газа и конденсата. Использование эффекта Джоуля-Томсона в сепараторах позволяет более эффективно отделять жидкие углеводороды от газа, что особенно важно для газоконденсатных месторождений, где содержание конденсата может быть значительным. В узком сечении штуцера скорость потока возрастает, кинетическая энергия расходуется на внутреннее трение между молекулами. Это приводит к снижению температуры и выпадению жидкой фазы. Газ, обладающий меньшей плотностью, поднимается в верхнюю часть сепаратора, в то время как жидкость (конденсат и вода) оседает в нижней его части.

Следовательно, для определения максимально кондиционной пробы, необходимо провести несколько серий исследований по определению КГФ (конденсатогазового фактора). Если проводить исследования с подбором оптимального режима работы сепаратора вдоль линии, характеризующий этот режим, то есть условия сепарации эквивалентны с точки зрения отношения КГФ к ПС5+, можно утверждать, что даже если КГФ изменился, то это связано с работой пласта, а не с работой сепарационной установки.

Получение необходимых параметров для построения линии оптимального режима работы сепаратора

Для получения параметров, необходимых для построения линий, характеризующих одинаковое значение отношения КГФ и ПС5+ на всех режимах работы сепаратора, нужно провести ряд CVD – тестов (Constant Volume Depletion – контактно-дифференциальная конденсация), используя PVT-модель пластового флюида, адаптированную под все лабораторные эксперименты. CVD, используемая для построения зависимости ПС5+, проводится преимущественно при пластовой температуре [7]. Для описанных в данной статье целях необходимо получить эту зависимость и при других температурах. Поэтому используются адаптированные PVT-модели пластовых флюидов Песцового и Уренгойского месторождений, корректно оценивающие ПС5+ по газу. Она даёт возможность рассчитывать CVD при более низких температурах, и далее рассчитывать семейство кривых ПС5+ при разных температурах. Пример графика данной кривой изображен на рис. 1.



Рис. 1. Зависимость ПС5+ от давления при пластовой температуре 109°C

Следовательно, для построения линий оптимальной работы сепаратора необходимо знать, при каких давлениях будет достигаться минимальное ПС5+ в газе – это и будут давления максимально возможного разделения газа и конденсата.

Построение линий на карте режимов газоконденсатных исследований

Для определения необходимых давлений, при которых будет достигаться оптимальный режим работы сепаратора, нужно сформировать таблицы, в которых отобразить зависимость ПС5+ от давления при разных температурах (табл. 1, табл. 2).

Таблица 1

Таблица зависимости ПС5+ от давления при разных температурах для скважины Песцового месторождения

T, °C P, бар	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
20	13,78	14,92	16,13	17,39	18,72	20,11	21,57	23,08	24,66	26,30	28,01
22,2	12,98	14,05	15,18	16,37	17,61	18,91	20,27	21,69	23,17	24,70	26,29
24,3	12,36	13,37	14,44	15,56	16,73	17,96	19,24	20,58	21,97	23,42	24,92
26,5	11,87	12,83	13,85	14,91	16,03	17,20	18,42	19,69	21,02	22,39	23,82
28,6	11,48	12,40	13,38	14,40	15,47	16,59	17,76	18,98	20,24	21,56	22,93
30,8	11,17	12,07	13,00	13,99	15,02	16,10	17,22	18,40	19,62	20,88	22,20
33	10,94	11,80	12,71	13,67	14,66	15,71	16,80	17,93	19,11	20,33	21,60
35,1	10,76	11,60	12,49	13,41	14,38	15,40	16,45	17,56	18,70	19,89	21,12
37,3	10,63	11,46	12,32	13,22	14,17	15,16	16,19	17,26	18,37	19,53	20,73
41,6	10,50	11,30	12,13	13,00	13,91	14,85	15,84	16,87	17,93	19,04	20,18
43,8	10,49	11,27	12,09	12,95	13,84	14,77	15,74	16,75	17,80	18,89	20,01
45,9	10,51	11,29	12,09	12,94	13,82	14,74	15,69	16,69	17,72	18,78	19,89
48,1	10,56	11,33	12,13	12,96	13,83	14,74	15,68	16,66	17,68	18,73	19,82
50,3	10,64	11,40	12,19	13,02	13,88	14,78	15,71	16,68	17,68	18,72	19,79
52,4	10,75	11,50	12,29	13,11	13,96	14,85	15,77	16,73	17,72	18,75	19,81
54,6	10,88	11,63	12,41	13,22	14,07	14,95	15,87	16,82	17,80	18,82	19,87
56,8	11,04	11,78	12,56	13,37	14,21	15,08	15,99	16,94	17,91	18,92	19,96
58,9	11,22	11,96	12,73	13,54	14,38	15,25	16,15	17,09	18,05	19,05	20,09

Продолжение таблицы 1

61,1	11,42	12,16	12,93	13,74	14,57	15,44	16,34	17,27	18,23	19,22	20,24
63,2	11,65	12,39	13,16	13,96	14,79	15,66	16,55	17,47	18,43	19,42	20,44
65,4	11,91	12,65	13,41	14,21	15,04	15,90	16,79	17,71	18,66	19,64	20,66
67,6	12,19	12,93	13,69	14,49	15,32	16,17	17,06	17,98	18,92	19,90	20,91
69,7	12,50	13,23	14,00	14,79	15,62	16,47	17,36	18,27	19,21	20,19	21,19
71,9	12,83	13,56	14,33	15,12	15,95	16,80	17,68	18,59	19,53	20,50	21,50
74,1	13,19	13,92	14,69	15,48	16,30	17,15	18,03	18,94	19,88	20,84	21,83
76,2	13,58	14,31	15,07	15,86	16,68	17,53	18,41	19,31	20,25	21,21	22,20
78,4	13,99	14,73	15,49	16,28	17,10	17,94	18,82	19,72	20,65	21,61	22,59
80,5	14,44	15,17	15,93	16,72	17,53	18,38	19,25	20,15	21,08	22,03	23,01
82,7	14,92	15,65	16,40	17,19	18,00	18,84	19,71	20,61	21,53	22,49	23,46
84,9	15,43	16,15	16,91	17,69	18,50	19,34	20,21	21,10	22,02	22,97	23,94
87	15,97	16,69	17,44	18,22	19,03	19,87	20,73	21,62	22,53	23,48	24,45
89,2	16,55	17,27	18,01	18,79	19,59	20,42	21,28	22,17	23,08	24,02	24,98
91,4	17,16	17,87	18,62	19,39	20,18	21,01	21,86	22,75	23,65	24,59	25,55
93,5	17,81	18,52	19,25	20,02	20,81	21,63	22,48	23,35	24,26	25,19	26,14
95,7	18,50	19,20	19,93	20,68	21,47	22,28	23,13	24,00	24,89	25,82	26,76
97,8	19,23	19,92	20,64	21,39	22,16	22,97	23,81	24,67	25,56	26,48	27,42
100	20,00	20,68	21,39	22,12	22,89	23,69	24,52	25,37	26,26	27,17	28,10

минимальное содержание конденсата в газе
мин. +10%

мин. +5%
мин. +15%

Таблица зависимости конденсатного фактора от давления при разных температурах для скважины Уренгойского месторождения

T, °C P, бар	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
20	6,27	6,92	7,63	8,40	9,23	10,14	11,12	12,17	13,31	14,54	15,86
22,2	5,92	6,53	7,19	7,91	8,68	9,52	10,43	11,42	12,47	13,61	14,84
24,3	5,66	6,24	6,86	7,54	8,27	9,06	9,92	10,85	11,84	12,91	14,06
26,5	5,45	6,00	6,59	7,23	7,93	8,68	9,49	10,37	11,31	12,32	13,41
28,6	5,29	5,82	6,39	7,00	7,67	8,39	9,17	10,00	10,90	11,87	12,90
30,8	5,17	5,67	6,22	6,81	7,46	8,15	8,89	9,70	10,56	11,48	12,47
33	5,07	5,56	6,09	6,67	7,29	7,96	8,68	9,45	10,28	11,17	12,13
35,1	5,01	5,48	6,00	6,56	7,16	7,81	8,51	9,27	10,07	10,94	11,86
37,3	4,96	5,43	5,93	6,48	7,07	7,70	8,38	9,11	9,90	10,74	11,64
39,5	4,93	5,39	5,89	6,43	7,00	7,62	8,29	9,00	9,77	10,59	11,46
41,6	4,93	5,38	5,87	6,40	6,96	7,57	8,22	8,93	9,68	10,48	11,33
43,8	4,94	5,38	5,87	6,38	6,94	7,54	8,18	8,87	9,61	10,40	11,24
45,9	4,96	5,40	5,88	6,39	6,94	7,54	8,17	8,85	9,57	10,35	11,18
48,1	5,00	5,44	5,91	6,42	6,96	7,55	8,18	8,85	9,56	10,33	11,14
50,3	5,05	5,49	5,96	6,46	7,00	7,58	8,20	8,87	9,57	10,33	11,13
52,4	5,11	5,55	6,01	6,52	7,05	7,63	8,25	8,90	9,61	10,36	11,15
54,6	5,19	5,62	6,09	6,59	7,12	7,70	8,31	8,96	9,66	10,40	11,19
56,8	5,28	5,71	6,18	6,68	7,21	7,78	8,39	9,04	9,73	10,47	11,26
58,9	5,37	5,81	6,27	6,77	7,31	7,88	8,48	9,13	9,82	10,56	11,34

Продолжение таблицы 2

61,1	5,49	5,92	6,39	6,89	7,42	7,99	8,60	9,24	9,93	10,66	11,44
63,2	5,61	6,04	6,51	7,01	7,54	8,11	8,72	9,37	10,05	10,78	11,56
65,4	5,74	6,18	6,65	7,15	7,69	8,26	8,86	9,51	10,20	10,93	11,70
67,6	5,90	6,34	6,81	7,31	7,85	8,42	9,03	9,67	10,36	11,09	11,86
69,7	6,05	6,50	6,97	7,47	8,01	8,58	9,19	9,84	10,53	11,26	12,03
71,9	6,23	6,68	7,15	7,66	8,20	8,77	9,39	10,03	10,72	11,45	12,22
74,1	6,42	6,87	7,35	7,86	8,40	8,98	9,59	10,24	10,93	11,66	12,44
76,2	6,62	7,07	7,55	8,07	8,61	9,19	9,81	10,46	11,15	11,88	12,66
78,4	6,84	7,30	7,78	8,30	8,85	9,43	10,05	10,70	11,40	12,13	12,91
80,5	7,07	7,53	8,01	8,53	9,08	9,67	10,29	10,95	11,65	12,38	13,16
82,7	7,32	7,78	8,27	8,80	9,35	9,94	10,57	11,23	11,93	12,67	13,45
84,9	7,59	8,06	8,55	9,08	9,64	10,23	10,86	11,52	12,22	12,97	13,75
87	7,87	8,34	8,83	9,36	9,92	10,52	11,15	11,82	12,53	13,27	14,06
89,2	8,18	8,65	9,15	9,68	10,25	10,84	11,48	12,15	12,86	13,61	14,40
91,4	8,50	8,98	9,48	10,02	10,59	11,19	11,83	12,50	13,22	13,97	14,76
93,5	8,84	9,31	9,82	10,36	10,93	11,54	12,18	12,86	13,57	14,33	15,13
95,7	9,20	9,68	10,19	10,73	11,31	11,92	12,56	13,25	13,97	14,73	15,53
97,8	9,58	10,06	10,57	11,11	11,69	12,30	12,95	13,64	14,36	15,13	15,93
100	9,99	10,47	10,99	11,53	12,11	12,73	13,38	14,07	14,80	15,57	16,38

минимальное содержание конденсата в газе

мин. +5%

мин. +10%

мин. +15%

Табл. 1 демонстрирует минимальное содержание C5+ при эквивалентных давлениях (43,8–50,3 бар) и температурах (10–30°C). Если рассмотреть на примере, то температуре 18°C эквивалентным будет давление 45,9 бар, и

содержание C5+ составит 13,82 г/м³. Минимальные содержания ПС5+ достигаются при низких температурах, однако по объективным причинам, например, формирование парафиновых отложений, образование гидратов на решетке сепаратора, соблюсти такие термобарические условия не представляется возможным. Тогда следует отклониться от оптимального режима на 5, 10, 15%, и это приведёт к потерям конденсата на 0,75 г/м³, 1,5 г/м³, 2,13 г/м³, соответственно.

Аналогично по табл. 2 можно сделать вывод о том, что температуре 18°C эквивалентным будет давление 45,9 бар, и содержание C5+ составит 6,94 г/м³. Отклонение от оптимального режима по давлению на 5, 10, 15% приведёт к потерям жидкой фазы на 0,37 г/м³; 0,75 г/м³; 1,07 г/м³, соответственно.

Чтобы добиться максимального извлечения C5+ из природного газа, нужно подбирать режим вдоль этих линий, построенных с использованием данных табл. 1 и табл. 2, на картах режимов газоконденсатного исследования (ГКИ) скважин (рис. 2, рис. 3).

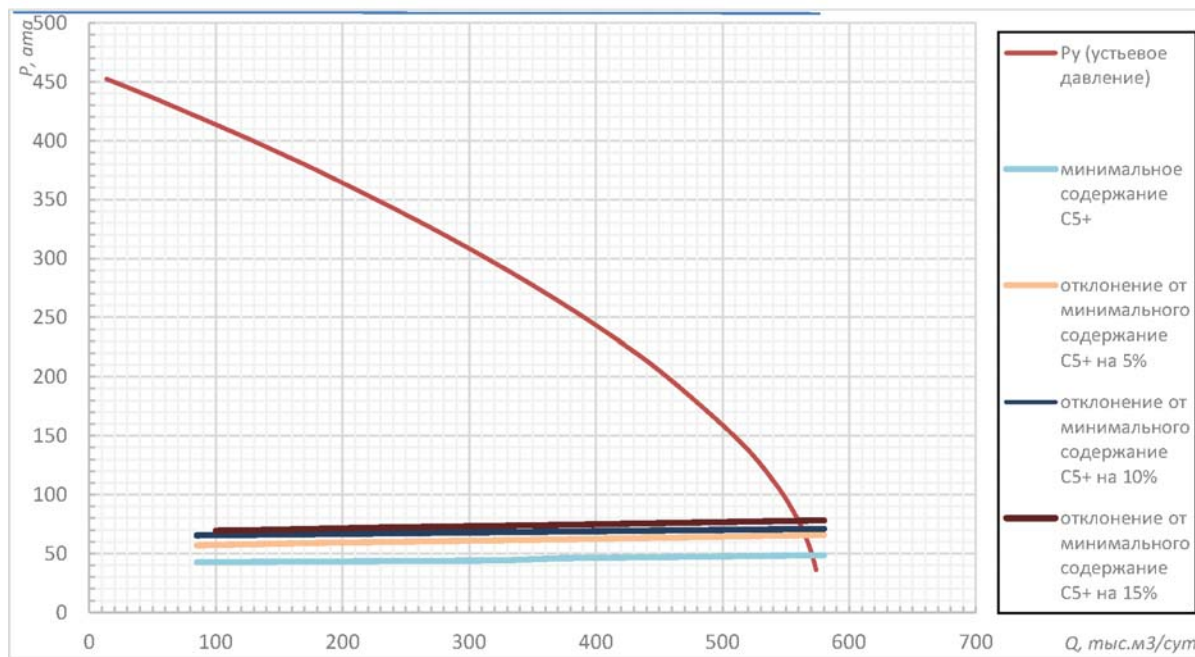


Рис. 2. Карта режимов ГКИ скважины Песцового месторождения

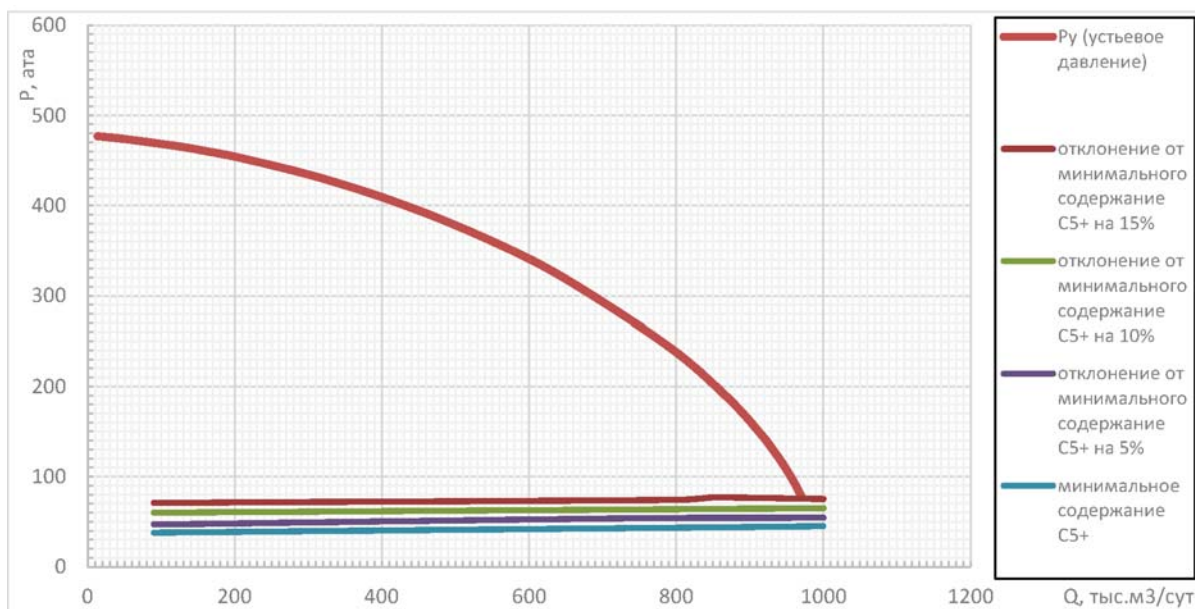


Рис. 3. Карта режимов ГКИ скважины Уренгойского месторождения

Выводы

Используя методику, представленную в данной статье, были получены линии, характеризующие оптимальный режим работы сепарационной установки в различных термобарических условиях. Для случаев, когда эксплуатация в оптимальном режиме невозможна, рассчитаны линии, вдоль которых термодинамический унос конденсата остаётся постоянным. Это позволяет оценивать динамику изменения ПС5+ добываемого флюида и

оценивать качество отбираемых проб. Отклонение от оптимального режима может привести к некоторым потерям конденсата: на примере месторождений, рассматриваемых в данной статье, потери могут достигать до 2,3 г/м³.

Литература

1. *Инякин В.В.* Особенности газоконденсатных исследований уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т. 14. – № 2. – С. 7–8.
2. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть 1: Р Газпром 086-2010 // Науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий-Газпром ВНИИГАЗ. – Введ. 2011-04-29.
3. *Козубовский А.Г. и др.* Газоконденсатные исследования углеводородных систем ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 4–5. – С. 142–151.
4. *Филипченко В.И.* Сущность и основные аспекты исследований газовых и газоконденсатных скважин // Перспективные научные исследования. – 2017. – С. 111–119.
5. *Муравьев А.В.* Как повысить эффективность разведки и разработки месторождений углеводородов в Арктике? // Мониторинг: Наука и технологии. – 2020. – № 1. – С. 6–16.
6. *Николаев О.В.* Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. 2022.
7. *Karen Schou Pedersen K.S., Peter L.C.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. / p. cm.

ВОЛНОВЫЕ МЕТОДЫ ВОСПОЛНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ТОПЛИВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ

Р.Н. Гатауллин, Е.А. Марфин

Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ

Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань, rustem.acadrome@mail.ru

Несмотря на растущий интерес к возобновляемым источникам энергии, нефть и газ остаются основным источником энергии. Однако в последнее время наблюдается тенденция к снижению объёмов добычи нефти и газа. В результате больших затрат поиск новых крупных месторождений затруднён. Многие нефтяные месторождения в мире, находящиеся на средней или поздней стадии добычи, ещё могут содержать значительные запасы нефти, но эффективность извлечения нефти из этих скважин в настоящее время составляет менее 40% [1]. Использование современных методов повышения нефтеотдачи пластов позволяет увеличить нефтеотдачу. В нефтяном и газовом секторе в настоящее время применяются в основном химические и физические методы увеличения нефтеотдачи (МУН) при разработке углеводородных залежей, находящихся на средней и поздней стадиях разработки.

Нефтедобывающая отрасль отличается высокими энергетическими затратами, и повышение энергоэффективности в этой сфере является ключевой задачей. По мере сокращения запасов традиционной «легкой» нефти, которые сегодня дефицитны и недостаточны для удовлетворения постоянно растущего потребления энергии, все большее значение будет приобретать использование нетрадиционных источников энергетических ресурсов. Примером таких альтернативных природных топлив являются залежи тяжёлой и высоковязкой нефти. Также к такой нефти можно отнести углеводороды, которые находятся в низкопроницаемых коллекторах. Однако, в отличие от традиционной нефти, характеризующейся низкой себестоимостью добычи, нетрадиционная нефть не может быть извлечена и транспортирована в естественном состоянии обычными методами добычи и транспортировки. Высокая вязкость и большое содержание асфальто-смолистых и парафиновых компонентов в тяжёлой нефти создают множество проблем, например, отложения асфальтенов и парафинов в поровом пространстве горных пород. Такие отложения снижают проницаемость породы и, следовательно, дебит и конечную нефтеотдачу, что является одной из основных проблем нефтяной отрасли. Кроме того, присутствие гетероатомов и металлов в асфальтенах приводит к существенному увеличению вязкости природных топлив. Запасы нетрадиционной нефти, включая тяжёлую нефть, сверхтяжёлую нефть, битуминозные пески и природные битумы, представляют собой альтернативный ресурс ископаемому топливу [2, 3].

Несмотря на то, что ресурсы нетрадиционных нефтей обширны, её характеристики – высокая вязкость, плотность и высокое содержание примесей – затрудняют добычу и её транспортировку. Поэтому снижение вязкости такой нефти имеет большое значение. Это вид нефтяных ресурсов, состоящих из тяжёлой нефти, воды и минералов, включая тяжёлую сырую нефть, нефтеносные пески, природные битумы, сланцевую нефть и т.д. Их распределение и запасы показаны на рис. 1 [4].

Природные битумы, в свою очередь, вызывают значительный интерес в связи с их потенциальной возможностью компенсировать истощение традиционных ресурсов в дополнение к большим запасам, которые, по имеющимся данным, находятся в пределах существующих месторождений [5]. Битум представляет собой асфальтообразный, плотный и вязкий углеводород в естественном состоянии. Термические методы являются наиболее

прогрессивными и понятными технологиями извлечения битума. Тепло подводится к нефтеносной матрице, вызывает испарение нефти и тем самым облегчает её приток. К сожалению, термические методы извлечения не только энергозатратны, но и чувствительны к неоднородности пласта. Более того, эти методы затруднены из-за низкой эффективности вытеснения закачиваемой жидкости. В рамках работы по созданию экономически эффективных методов активно исследуются альтернативные подходы. К ним относятся разбавление битума лёгкими соединениями, нагрев битума, образование эмульсий типа «нефть в воде», снижение сопротивления или даже снижение вязкости за счёт кольцевого потока в трубопроводах, а в последнее время – электромагнитные волны [5, 6].

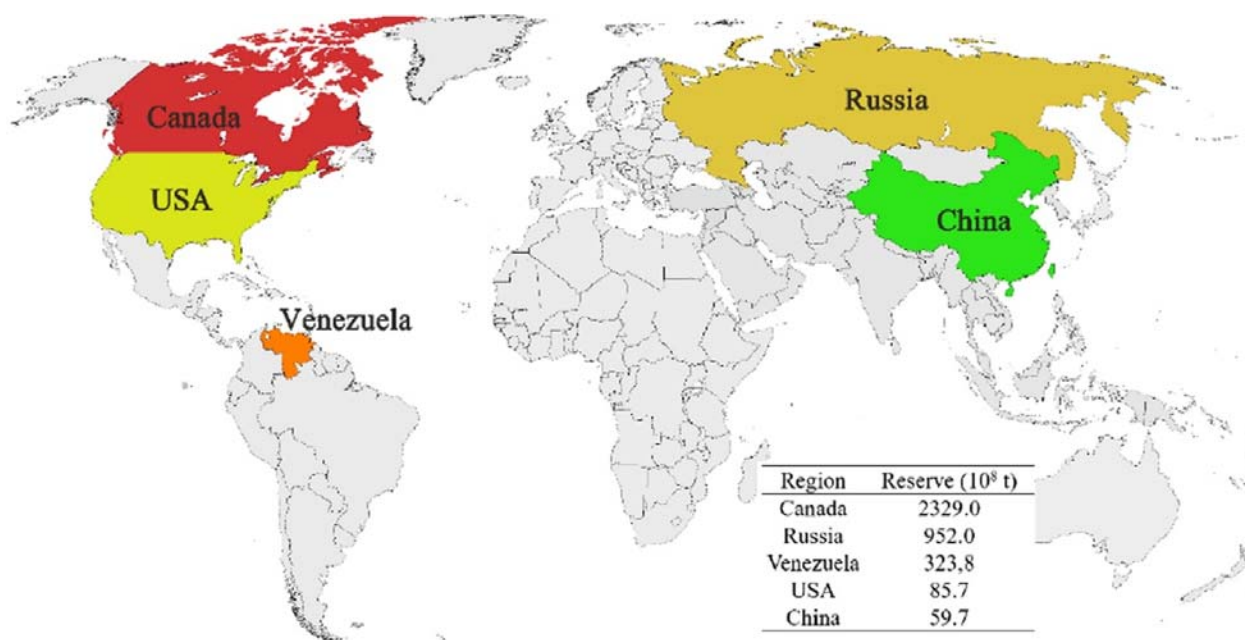


Рис. 1. Распределение и запасы нетрадиционных мировых нефтяных ресурсов [4]

Для эффективного извлечения нефти высокой вязкости требуются определённые условия реакции, т.е. повышенной температуры и давления. В литературе ультразвуковая и микроволновая технологии обработки тяжёлой нефти продемонстрировали большой потенциал [7, 8].

В течение последних четырех десятилетий исследователи изучали возможность использования волновых методов для интенсификации и увеличения добычи нефти. Например, ультразвук является экономически эффективной и экологически устойчивой заменой традиционных вторичных, химических и физических методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Было установлено, что ультразвук активизирует химические и физические процессы в нефтедобыче как в лабораторных, так и в промышленных исследованиях. При акустическом воздействии наблюдаются разрушение физических связей в пограничном слое между порами породы и флюидом, изменение реологии нефтяных флюидов за счёт разрыва связи между крупными молекулами вязкой и тяжёлой нефти. Тем самым более твёрдые компоненты, такие как смолы, парафины и асфальтены становятся более подвижными, что приводит к разрушению минеральных отложений и депарафинизации. Следовательно, применение акустических волн приводит к разрушению физических связей в пограничном слое между порами породы и жидкостью, изменяется реология нефтяных флюидов путём разрушения связи между крупными молекулами в высоковязкой и тяжёлой нефти, тем самым более твёрдые компоненты, такие как смолы, парафин и асфальтены становятся более подвижными. Это, в свою очередь, приводит к разрушению минеральных отложений и депарафинизации [9, 10].

Вязкость тяжёлой нефти – сложная физическая величина, зависящая от многих факторов и обычно уменьшающаяся с повышением температуры, что называется вязкостно-температурными свойствами жидкости. Волновые технологии также могут изменять вязкость тяжёлой нефти, но механизм изменения вязкости до сих пор не определён. Большинство учёных изучали изменения химического состава, микроскопической морфологии, вязкости и температуры замерзания тяжёлой нефти после воздействия ультразвука с целью анализа механизма изменения вязкости тяжёлой нефти под действием ультразвука. Учитывая, что вязкость тяжёлой нефти в процессе ультразвукового воздействия не является постоянной, то для анализа механизма изменения вязкости тяжёлой нефти под действием ультразвука необходимо использовать характеристику в реальном времени [11]. Например, эксперименты показали, что непосредственно после ультразвуковой обработки вязкой нефти наблюдается выраженное снижение вязкости, однако ослабление этого эффекта наблюдается в течение 48 ч, после чего вязкость возвращается к исходным значениям (рис. 2) [9].

Снижение вязкости происходит, в основном, за счёт повторного растворения асфальтенов, превращением молекул асфальтенов в другие молекулы путём дегидрирования или превращением асфальтенов в более лёгкие ароматические вещества. В любом случае, управление растворимостью асфальтенов под действием ультразвуку-

кового облучения может дать значительное представление о снижении вязкости битумов. Однако в большинстве работ акцент делается либо на частоте воздействия, либо на времени облучения (до 2 ч.) или даже на добавлении посторонних материалов [12, 13].

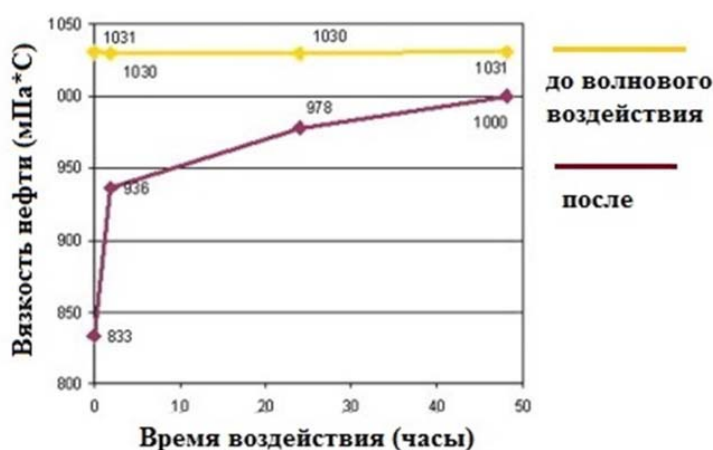


Рис. 2. Изменение динамической вязкости нефти после ультразвуковой обработки [9]

Механизмы повышения нефтеотдачи, такие как вибрация, кавитация пузырьков и трение, создаваемые ультразвуком, могут предотвратить коагуляцию тяжёлых нефтей и снизить вязкость нефти. Кроме того, ультразвуковые волны могут приводить к деформации пор, повышая нефтеотдачу и восстанавливая повреждённые пласты, а тепло, выделяемое при воздействии упругими волнами, также снижает вязкость и способствует разрыву. В сочетании с обработкой растворителями, состоящими из толуола и н-гептана, ультразвук может изменить агрегацию и химическую структуру асфальтенов в тяжёлых нефтях и дополнительно снизить вязкость по сравнению с образцами, обработанными только одним из методов [13].

В работе [14] авторы отмечают эффективность ультразвуковой обработки в диапазоне частот от 20 до 30 кГц, акустической интенсивности ниже критических значений, при увеличении времени облучения и прерывистом применении в полевых условиях и более низкой вязкости флюида. В работе рассматриваются технологии применения ультразвука в нефтегазовой промышленности, а именно на процессах эмульгирования, деэмульгирования и повышения нефтеотдачи, а также на исследованиях по оптимизации свойств флюидов и ультразвука.

Поскольку количество «стареющей» нефти продолжает ежегодно увеличиваться, а её сброс может привести к загрязнению окружающей среды и значительным энергетическим потерям, актуальным является вопрос обезвоживания и очистки остаточных нефтей. Метод ультразвукового деэмульгирования предлагает более новую, экологически чистую альтернативу с быстрой эффективностью, широкой применимостью и отсутствием загрязнения пласта. Этот метод может значительно улучшить физические свойства «стареющей» нефти и реализовать эффект обезвоживания при использовании в сочетании с другими методами деэмульгирования. Ультразвуковые волны создают локализованные высокие температуры, высокие давления, ударные волны и микроструи при излучении жидкостей, вызывая кавитационные, механические и тепловые эффекты, которые уменьшают поверхностное натяжение и вязкую силу на границе раздела нефть-вода, затем приводят к снижению стабильности границы раздела нефть-вода, разделению нефти и воды, агрегации капель воды и, в конечном итоге, оседанию на границе раздела нефть-вода под действием силы тяжести, тем самым изменяя форму существования эмульсий [4, 15].

В работе [16] предоставлена технология волнового воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Промысловые испытания излучателей, проведённые на двух участках Первомайского месторождения, показали: – среднее увеличение дебита при акустической обработке составило около 12%; – 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. 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 МУН [8, 16].

Применение волновых методов является перспективным направлением повышения нефтеотдачи пластов при разработке углеводородных залежей в низкопроницаемых коллекторах. Несмотря на то, что упругие волны не могут существенно улучшить компоненты лёгкой нефти, как компоненты тяжёлой нефти, такие изменения в составе всё же способствуют снижению вязкости нефти и межфазного натяжения системы «нефть-вода». Применение волнового воздействия может улучшить связность пор, а также на определённых (резонансных) частотах может вызвать образование микротрещин, что способствует фильтрации и эффективности вытеснения нефти в пласте.

Что касается механизма извлечения нефти за счёт волновых технологий, то убедительных и общепризнан-

ных выводов пока не существует. Невозможно подробно раскрыть механизм извлечения нефти в продуктивном пласте, а также трудно определить технические показатели нефтедобывающего оборудования и особенно обосновать отбор скважин для технической эксплуатации. Это всё значительно препятствует популяризации и применению волновых технологий добычи углеводородов. Поэтому необходимо продолжать углубленное изучение механизма волнового воздействия на нефтяной пласт и флюиды.

Литература

1. *Gbadamosi A.O., Junin R., Manan M.A., et al.* An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects // *Int Nano Lett.* – 2019 – V.9. – P. 171–202 – DOI: 10.1007/s40089-019-0272-8.
2. *Муслимов П.Х.* Перспективы использования первичных углеводородных ресурсов в условиях политики декарбонизации // *Нефтяное хозяйство.* – 2022. – № 2. – С. 10–15. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-2-10-14.
3. *Яценко И.Г.* Физико-химические и реологические свойства вязких парафинистых нефтей // *Химия в интересах устойчивого развития.* – 2023. – Т. 31. – № 2. – С. 243–254.
4. *Ma J., Yao M., Yang Y., Zhang X.* Comprehensive review on stability and demulsification of unconventional heavy oil-water emulsions // *Journal of Molecular Liquids.* – 2022. – V. 350. – 118510. – DOI:10.1016/j.molliq.2022.118510.
5. *Nguele R., Okawa H.* Effect of ultrasound irradiation on asphaltene aggregation and implications to rheological behavior of bitumen // *Ultrasonics Sonochemistry.* – 2021. – V. 80. – 105811. – DOI: 10.1016/j.ultsonch.2021.105811.
6. *Nesyn G.V., RSunagatullin.Z., Shibaev V.P., Malkin A.Ya.* Drag reduction in transportation of hydrocarbon liquids: From fundamentals to engineering applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering.* – 2018. – V. 161. – P.715–725. – DOI: /10.1016/j.petrol.2017.10.092.
7. *Taheri-Shakib J., Shekarifard A., Naderi H.* The experimental investigation of effect of microwave and ultrasonic waves on the key characteristics of heavy crude oil // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis.* – 2017. – V. 128. – P. 92–101. – DOI: 10.1016/j.jaap.2017.10.021.
8. *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.
9. *Abramov V.O., Abramova A.V., Bayazitov V.M., et al.* Sonochemical approaches to enhanced oil recovery // *Ultrasonics Sonochemistry.* – 2015. – V. 25(1). – P. 76–81. – DOI: 10.1016/j.ultsonch.2014.08.014.
10. *Galimzyanova A.R., Gataullin R.N., Stepanova Y.S. et al.* Elucidating the impact of ultrasonic treatment on bituminous oil properties: A comprehensive study of viscosity modification // *Geoenergy Science and Engineering.* – 2024. – V. 233. – 212487. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212487.
11. *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.
12. *Марфин Е.А., Галимзянова А.Р., Гатауллин Р.Н., Натфуллин Р.А.* Влияние ультразвуковой обработки на реологические свойства парафинистой нефти // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.* – 2024. – Т. 14. – № 1. – С. 74–83. – DOI: 10.28999/2541-9595-2024-14-1-74-83.
13. *Qajar J., Razavifar M., Riazi M.* A mechanistic study of the synergistic and counter effects of ultrasonic and solvent treatment on the rheology and asphaltene structure of heavy crude oil // *Chemical Engineering and Processing – Process Intensification.* – 2024. – V. 195. – 109619. – DOI: 10.1016/j.cep.2023.109619.
14. *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.
15. *Wu P., Wang X., Lin W., Bai L.* Acoustic characterization of cavitation intensity: A review // *Ultrasonics Sonochemistry.* – 2022. – V. 82. – 105878. – DOI: /10.1016/j.ultsonch. 2021.105878.
16. *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. – 110705. – DOI: 10.1016/j.petrol. 2022.110705.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ И ОПРОСА СЕЙСМОДАТЧИКОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МОНИТОРИНГА ГРП В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Л.Р. Гилязов¹, М.Э. Сибгатуллин^{2,3}, Р.Ф. Ахмеров³, И.Н. Плотникова², М.Х. Салахов^{2,3}

¹ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань, lgilyazo@gmail.com

²Академия наук Республики Татарстан, г. Казань

³Казанский федеральный университет, г. Казань

В настоящее время в мире активно развиваются системы мониторинга сейсмических событий в режиме реального времени. Подобные системы применяются при наблюдении процесса гидроразрыва пласта, что позволяет оценить геометрические параметры образующихся трещин [1,2], при контроле состояний подземных хранилищ газов [3,4], при разработке систем раннего оповещения об аварийных ситуациях в шахтах [5,6]. При этом особое внимание уделяется развитию систем беспроводной передачи данных, регистрируемых сейсмометрами [7,8], поскольку это позволяет оптимизировать расположение пунктов наблюдений при сложном рельефе местности и формировать группы наблюдений на месторождениях с повышенной техногенной нагрузкой.

Компания Геолтех разработала и реализовала прототип цифровой сейсмической станции [9], представляющей собой размещённые в едином компактном корпусе трёхкомпонентный сейсмический приёмник и цифровой регистратор. Данный цифровой сейсмоприёмник оснащен возможностью беспроводной передачи регистрируемых данных и может быть применён в качестве базового элемента системы мониторинга. Актуальной является задача по разработке программного обеспечения, позволяющего управлять работой сейсмометров беспроводным способом, проводить опрос сейсмоматчиков в режиме реального времени. В данной работе приведены результаты разработки и реализации подобного программного обеспечения.

Программа верхнего уровня цифрового сейсмометра выполняется на процессорном модуле соединённом с микроконтроллером блока управления и регистрации микросейсмических сигналов через последовательный интерфейс SPI, причём процессорный модуль имеет карту памяти, порты USB, модуль Bluetooth, модуль Wi-Fi и разъём RJ-45 сетевого приёмопередатчика Gigabit Ethernet, и реализует возможность взаимодействия цифрового сейсмометра с локальным или удалённым сервером сбора, управления и обработки данных.

Программное обеспечение верхнего уровня для процессорного модуля реализовано в виде скрипта, которое запускается во время загрузки операционной системы и обеспечивает выполнение следующих функций:

- считывание с карты памяти информации, определяющей текущую настройку режима работы цифрового сейсмометра и её передачу на микроконтроллер блока управления и регистрации по интерфейсу SPI;
- приём массива данных, отправленных микроконтроллером блока управления и регистрации, последующую запись на карту памяти microSD и/или потоковую передачу через разъём RJ-45 сетевого приёмопередатчика Gigabit Ethernet на внешнее устройство;
- приём команд управления с внешнего устройства;
- отправка команд на блок управления и регистрации.

Текущие настройки режима работы цифрового сейсмометра хранятся на карте памяти microSD процессорного модуля. Процессорный модуль работает на операционной системе GNU Linux и для сопряжения с внешними устройствами имеет на борту несколько портов USB, модуль Bluetooth Bluetooth 5.0 Low Energy, модуль Wi-Fi 2.4GHz/5GHz IEEE 802.11 b/g/n/ac и разъём RJ-45 сетевого приёмопередатчика Gigabit Ethernet.

Серверная программа реализована на языке Python при помощи фреймворка Django и выполняет функцию сбора данных от всех цифровых сейсмометров, установку режима работы комплекса и математическую обработку данных. На рис. 1 представлена страница панели управления оператора аппаратно-программным комплексом.

Number	Device ID	Frequency	Time	Start Time	Stop Time	Longitude	Latitude	SID
1	GEO_123	1000	06/04/3 08:41:00	20 - 8:40:0	20 - 10:40:0	04912.47E	5544.28N	specifi...

Рис. 1. Панель управления оператора аппаратно-программным комплексом

В правом верхнем углу панели отображается текущая дата и время по Гринвичу. Панель настроек частоты оцифровки аппаратно-программного комплекса позволяет в строке (Frequency, Hz) задать частоту оцифровки цифрового сейсмометра путём выбора значения частоты в выпадающем списке и возможны для выбора следующие значения частот 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. После включения аппаратно-программного комплекса, значение частоты по умолчанию 1000 Гц (рис. 2).



Рис. 2. Панель настроек частоты оцифровки аппаратно-программного комплекса

На рис. 3 представлена панель настроек расписания работы комплекса, где в строке Start Time задаётся дата и время начала, а в строке Stop Time задаётся дата и время остановки работы аппаратно-программного комплекса.

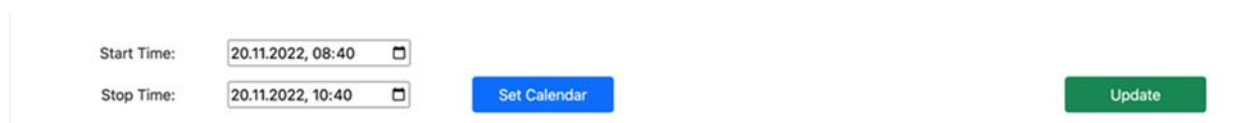


Рис. 3. Панель настроек расписания аппаратно-программного комплекса

Дата и время начала и остановки работы комплекса задаются по Гринвичу. Для установки времени и даты необходимо раскрыть вкладку календарь, а справа от него активизируется выбор времени (часы и минуты) рис. 4. Для установки расписания работы комплекса после выбора даты и времени необходимо нажать на кнопку Set Calendar.

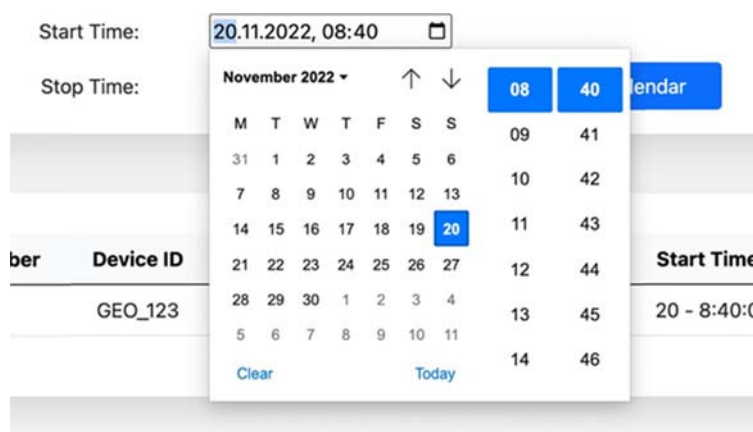


Рис. 4. Календарь и время для установки начала и остановки работы комплекса

На рис. 5 представлена таблица, где отображаются текущие настройки всех цифровых сейсмометров аппаратно-программного комплекса, подключённых на данный момент к локальному или удалённому серверу.

Number	Device ID	Frequency	Time	Start Time	Stop Time	Longitude	Latitude	SID
1	GEO_123	1000	06/04/3 08:41:00	20 - 8:40:0	20 - 10:40:0	04912.47E	5544.28N	specifi...

Рис. 5. Календарь и время для установки времени начало и остановки работы комплекса

Данная таблица содержит 9 столбцов, где Number – порядковый номер подключённого цифрового сейсмометра, Device ID – идентификационный номер цифрового сейсмометра, Frequency – частота оцифровки, Time – дата и время подключения цифрового сейсмометра по Гринвичу, Start Time – время начала работы цифрового сейсмометра, Stop Time – время остановки работы цифрового сейсмометра, Longitude – долгота местоположения цифрового сейсмометра, Latitude – широта местоположения цифрового сейсмометра, SID – служебные данные (имя канала связи).

Управление аппаратно-программным комплексом осуществляется при помощи отправки команд с браузера оператора при помощи JavaScript-кода. Команда, отправленная оператором, поступает на локальный или удалённый сервер и далее сервер формирует запрос, содержащий команду, который перенаправляется на цифровые сейсмометры. Ответ цифровых сейсмометров происходит в обратном направлении. С начала цифровые сейсмометры отправляют ответ на локальный или удалённый сервер и далее данный ответ отправляется сервером на браузер оператора, который подключён к данному серверу.

После установки частоты оцифровки, а также времени начала и остановки работы, комплекс переходит в режим ожидания. В момент наступления времени начала работы, все цифровые сейсмометры начинают измерение микросейсмического фона с последующей отправкой данных на локальный или удалённый сервер. На сервере создаётся папка Geofiles, внутри которой создаётся папка с названием даты и времени начала работы комплекса и внутри данной папки создаются бинарные файлы с названием идентификационного номера цифрового сейсмометра, в которые записываются данные измерения микросейсмического фона.

Данные измерения могут быть применены для определения координат сейсмических событий, которые в виде набора координат отправляются оператору комплекса, который может визуализировать их в виде таблицы содержащей координат X, Y локации сейсмических событий, либо в графическом формате, представляющем с собой изображение локации сейсмических событий на плоскости координат X, Y.

Литература

1. *Zhang L., Wang H., Cai J., Zhang S.* Application of Micro-Seismic Monitoring in Post-Fracturing Evaluation of Shale Gas: A Case Study of Well X from Puguang Area, China // *Processes*. – 2023. – № 11. – P.1863.
2. *Li Z., Eaton D., Davidsen J.* Short-term forecasting of Mmax during hydraulic fracturing // *Scientific Reports*. – 2022. – № 12. – P. 12509.
3. *Scala A., Adinolfi G., Picozzi M., Scotto di Uccio F., Festa G., De Landro G., Priolo E., Parolai S., Riccio R., Romanelli M.* Monitoring the Microseismicity through a Dense Seismic Array and a Similarity Search Detection Technique: Application to the Seismic Monitoring of Collalto Gas-Storage, North Italy // *Energies*. – 2022. – № 15. – P. 3504.
4. *Meng L., Zheng J., Yang R., Peng S., Sun Y., Xie J., Li D.* Microseismic Monitoring Technology Developments and Prospects in CCUS Injection Engineering // *Energies*. – 2023. – № 16. – P. 3310.
5. *Yu R., Qian J., Liu L., Zha H., Li N.* Microseismic Precursors of Coal Mine Water Inrush Characterized by Different Waveforms Manifest as Dry to Wet Fracturing // *International Journal of Environmental Research and Public Health*. – 2022. – № 19. – P. 14291.
6. *Sun H., He N., Gurkalo F.* Application and Research of Microseismic Monitoring System and Hydraulic Fracturing Technology in Coal Mines // *Water*. – 2024. – № 16. – P. 1062.
7. *Hongyuan Y., Fan W., Xunqian T., Hao L., Zhu H.* An Efficient Equal Air-Time Transmission Strategy for Wireless Seismometer Array Based on LoRaWAN With CuckooHash // *IEEE Access*. – 2020. – № 8. – P. 201713–201727.
8. *Shixue Lv et al* Development and prospect of the nodal cable-free seismograph: a review // *Meas. Sci. Technol.* – 2022. – № 33. – P. 102001.
9. *Gilyazov L.R., Sibgatullin M.E., Achmerov R.F., Plotnikova I.N., Salakhov M. Kh.* Development of a Broadband Seismic Receiver Based on GS-ONE LF Geophone // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils* – 2023. – № 53. – P. 58–64.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, argimaeva@yandex.ru, gguzelrafikovna@mail.ru

APPLICATION OF INTELLIGENT TECHNOLOGIES TO SOLVE PROBLEMS IN THE OFFSHORE FIELD'S EXPLORATION AND DEVELOPMENT

A.R. Gimaeva, G.R. Ganieva

Institut of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University, Kazan, argimaeva@yandex.ru,
gguzelrafikovna@mail.ru

Аннотация. Освоение углеводородных месторождений континентального шельфа представляет собой комплексную наукоёмкую техническую проблему и требует самое современное оборудование и технологии, особенно, когда речь идёт о работе на шельфе арктического региона. В статье рассмотрены аспекты применения новейших зарубежных и отечественных разработок искусственного интеллекта (ИИ) и робототехники для решения задач в области разведки и разработки морских месторождений в арктических условиях.

Ключевые слова: морские месторождения, Арктика, робототехника, искусственный интеллект, цифровизация.

Annotation. The development of hydrocarbon fields on the continental shelf is a complex science-intensive technical problem and requires the most modern equipment and technologies, especially on the shelf of the Arctic region. The article considers aspects of application of the latest foreign and Russian developments of artificial intelligence (AI) and robotics to solve problems in the field of exploration and development of offshore fields in Arctic conditions.

Key words: offshore fields, Arctic, robotics, artificial intelligence, digitalization.

Арктика является богатейшим энергетическим резервом России и одновременно самым сложным для исследования и освоения месторождений регионом в мире. Российская часть шельфа составляет приблизительно 1/5 часть от всего континентального шельфа и его запасы оцениваются экспертами в 153 млрд т нефтяного эквивалента. На Арктическом шельфе РФ открыто 26 месторождений нефти и газа, расположенных в акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей, из них 7 уже готовы к разработке. Запасы перечисленных акваторий содержат 0,6 млрд т нефти и 8,5 трлн куб. м газа.

Но несмотря на перспективность освоения шельфа для России, добыча арктических природных богатств – очень сложная задача. Все работы осложняются суровыми климатическими условиями, поскольку необходимо, чтобы адаптация к пониженным температурам была не только у людей, но и у использующейся техники [5]. Для успешного освоения Арктики необходимы специальные технологии, кадры и соответствующие условия, что в настоящее время является затруднительным и практически невозможным без современных, инновационных систем, на основе искусственного интеллекта (ИИ) и робототехники.

На рис. 1 представлена динамика революционного развития цифровых и интеллектуальных технологий нефтегазового производства, в основе которых лежит использование методов ИИ, за последние 15 лет [2]. За эти годы были созданы и внедрены следующие инновационные технологии: «умные» скважины; введение в разработку новых морских месторождений с элементами искусственного интеллекта; управление и оптимизация технологических операций в режиме реального времени; интегрированное моделирование нефтегазового производственного цикла и подводный нефтегазовый завод для подготовки товарной продукции на дне моря и др.

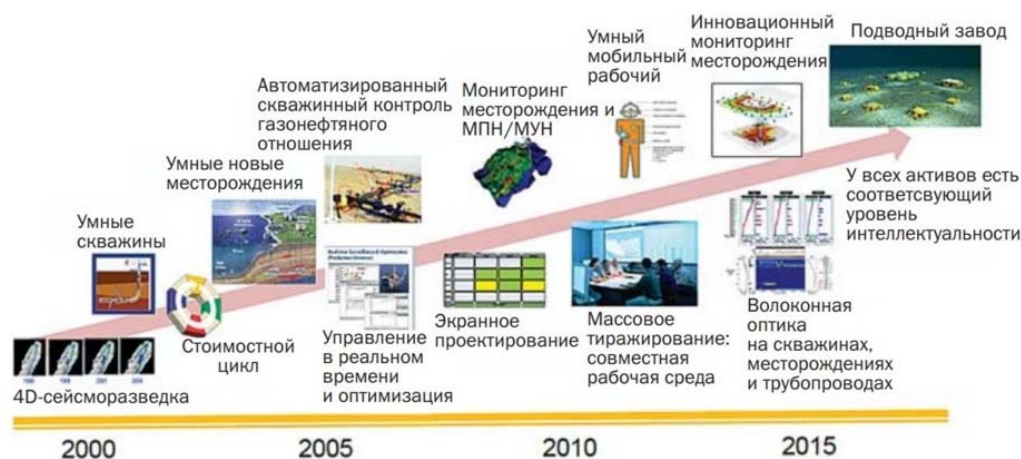


Рис. 1. Динамика внедрения цифровых и интеллектуальных технологий в нефтегазовое производство

Морская робототехника – одно из самых интенсивно развивающихся направлений в мире. Этому способствует несколько факторов:

- потребность в выполнении глубоководных работ в нефтегазовой сфере;
- необходимость снижения «углеродного следа» за счёт цифровизации морских операций;
- недостаточная изученность глубин Мирового океана.

Так, ведущая российская компания «Газпром нефть» является лидером в применении технологий ИИ и цифровизации в нефтегазовой промышленности. В 2019 г. компания разработала телеуправляемый необитаемый подводный аппарат (ТНПА) тяжёлого класса для выполнения подводно-технических работ при обустройстве и эксплуатации объектов подводной добычи. Пока ожидается, что у аппарата будут следующие характеристики: глубина погружения составит до 3 тысяч метров, масса до 100 тонн, температура эксплуатации – от -20 до +50°C. Опытный образец комплекса ожидается в 2024 году, а головной серийный образец с ТНПА – в 2025 году [1].

Также российские специалисты создали на основе технологий ИИ систему, позволяющую учитывать погоду, навигационные ограничения и другие факторы при проведении сейсморазведки в морских водах. Сейсморазведка используется для изучения глубинного строения земной коры, в том числе в целях поиска новых месторождений нефти и газа.

Специалисты Центра компетенций Национальной технологической инициативы (НТИ) «Искусственный интеллект» на базе МФТИ в 2022 году разработали экспертную систему планирования морской сейсморазведки в реальном времени Marine Seismic Logistics. Её внедрение позволит сократить время и финансовые затраты на проведение работ за счёт учёта влияющих на эти параметры факторов: изменение погоды, ледовой обстановки, наличия закрытых районов и выхода из строя оборудования. ИИ-система в режиме реального времени анализирует данные и составляет наилучший маршрут и график разведки. В основе системы, состоящей из комплекса программ и вычислительного центра, – созданные математиками алгоритмы обработки данных. Они позволяют не только вычислять наилучший маршрут для морских судов, но и автоматизировать процессы проверки сейсмических данных и уточнения расположения оборудования для разведки на морском дне. Данная разработка уже успешно прошла испытание на судне «Николай Трубяччинский» на Южно-Кирином месторождении и сейчас готовится к повторным натурным испытаниям, которые пройдут летом. На сегодняшний день прямых аналогов описанной российской системы не существует [2].

Китайские учёные, в свою очередь, также активно занимаются разработкой робототехнических средств для освоения Арктики. Так, в 2021 году автономный подводный робот «Таньсо 4500» успешно завершил научно-исследовательскую миссию. Благодаря его погружению в высокоширотной арктической зоне были получены важные статистические данные, необходимые для непрерывного углубления исследований и понимания геологических процессов в районе Срединно-Атлантического хребта [1].

Также известны многочисленные работы китайских учёных, связанные с применением ИИ в сфере подводного мониторинга, которые нашли своё отражение в проекте «Великая китайская подводная стена». Данный проект отражает концепцию построения единой инфраструктуры для подводного мониторинга Южно-Китайского моря, сочетающей в себе систему интеллектуального группового управления АНПА постоянного морского базирования со стационарными системами на искусственных островах [4].

В свою очередь в США также продолжается интенсивная проработка возможностей применения ИИ в области морской робототехники. К примеру, Управление перспективных исследовательских проектов Министерства обороны США заключило контракт на разработку подводной роботизированной системы новейшего поколения Angler, использующей ИИ для автономной навигации и исследования морского дна. Angler, представленный на рис. 2, способен перемещаться на большие расстояния даже в турбулентных и полупрозрачных морских условиях и физически манипулировать объектами на морском дне без связи и вмешательства человека.



Рис. 2. Концепция проекта Angler

Таким образом, реализация шельфовых нефтегазовых проектов невозможна без обновления технологических концепций и адаптации уже существующих подходов к добыче ресурсов в сложных климатических условиях. Создание благоприятной конъюнктуры для успешной реализации проектов по освоению минерально-сырьевой базы Арктики – задача, решить которую возможно лишь с применением цифровых технологий, способных повысить эффективность нефтегазовых проектов. На сегодняшний день ИИ имеет широкую область применения в процессах разведки, разработки и добычи углеводородного сырья. Нефтяное месторождение с ИИ – будущий тренд нефтяных предприятий [3], поскольку он позволит охватить все аспекты нефтяного месторождения на основе передовых компьютерных технологий (разведку, разработку, сбор, переработку, управление и т. д.), значительно снизить себестоимость добычи нефти, продлить жизненный цикл месторождения, улучшить среднюю нефтеотдачу, повысить эффективность управления предприятием и одновременно косвенно способствовать экономическому и социальному развитию.

Литература

1. Андрейчук А., Самыловская Е.А. Новейшие разработки и технологии робототехники в Арктике: мировые тренды и российский опыт // Проблемы минерально-сырьевого комплекса глазами молодых учёных. – Материалы Всероссийского научно-образовательного семинара обучающихся. – Санкт-Петербург, 2023. – С.45–51.
2. В России разработали ИИ-помощника, повышающего эффективность разведки морских недр. – Наука – ТАСС (tass.ru). [Электронный ресурс]: URL: https://nauka.tass.ru/nauka/14757053?ysclid=lx7pwkmyg6985573508&utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru (дата обращения: 10.06.2024).
3. Гаричев С.Н., Еремин Н.А. Технология управления в реальном времени: Учеб. пособие. В 2 ч. / М.: МФТИ. – 2015 – Ч. 2. – 304 с.
4. Маевский А.М., Кожемякин И.В. Применение систем искусственного интеллекта в морской робототехнике: мировой уровень и возможности развития в РФ. / Спб: Морские информационно-управляющие системы. – 2021. – № 1(19). – С. 24–33.
5. Николаева А. Б. Проблемы разработки углеводородных ресурсов Арктики в современных условиях // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – № 3. – С. 70–81. doi:10.37614/2220- 802X.3.2021.73.005

ТЕХНОЛОГИЯ «НЕЙРО-ГЕО», ОСНОВАННАЯ НА ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ПРИ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕОБРАБОТКЕ И ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ ПЛОЩАДНЫХ И СКВАЖИННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГРП, ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ИЗВЛЕКАЕМЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.Г. Грунис

НИИЦ «Нейросейсм» Татарского геологоразведочного управления ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Республика Татарстан, г. Казань, evgenii.grunis@mail.ru

NEURO-GEO TECHNOLOGY BASED ON THE APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE TECHNOLOGIES IN THE COMPLEX RE-PROCESSING AND REINTERPRETATION OF AREAL AND BOREHOLE GEOPHYSICAL ICTING FILTRATION-CAPACITIVE COLLECTOR PROPERTIES AND ESTIMATES

E.G.Grunis

Head of the Neuroseism Research and Production Center of the Tatar Geological Exploration Department of PJSC Tatneft named after V.D. Shashina, Republic of Tatarstan, Kazan, evgenii.grunis@mail.ru

Аннотация. В статье представлено краткое описание технологии «Нейро-Гео», предназначенной для комплексной переобработки и переинтерпретации площадных и скважинных геофизических методов ГРП, на основе применения технологий искусственного интеллекта.

Ключевые слова: сейсморазведка, каротаж, искусственный интеллект, подсчёт ресурсов углеводородов.

Annotation. The article presents a brief description of the Neuro-Geo technology, intended for complex reprocessing and reinterpretation of area and borehole geophysical exploration methods, based on the use of artificial intelligence technologies.

Key words: seismic exploration, logging, artificial intelligence, calculation of hydrocarbon resources.

Использование технологии «Нейросейсм», разработанной в ТГРУ ПАО Татнефть, позволяет значительно снизить риски при бурении поисково-разведочных скважин уже на стадии подготовки структур. Нейрокомпьютерная система «Нейросейсм» осуществляет прямое прогнозирование вероятности наличия нефти на основе данных сейсморазведки. Конечным результатом её работы являются прогнозные карты вероятности наличия нефти в исследуемых отложениях по линиям сеймопрофилей и по всей площади сейсмических исследований, и может использоваться для уточнения оптимальных мест заложения новых поисково-разведочных скважин.

В 2017 году сотрудниками «Института геологии и нефтегазовых технологий» ФГАОУ ВО КФУ началась разработка программного комплекса «Гиснейро», предназначенного для широкого круга специалистов и позволяющего оперативно получать информацию по скважинам на основе ГИС, керна и геологии месторождения без использования специализированных программных продуктов, требующих специфических компетенций.

В 2023 году технология «Нейросейсм» и программный комплекс «Гиснейро», а также ряд других программ собственной разработки сотрудников НПЦ «Нейросейсм» ТГРУ ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, написанных на языке программирования Python в дистрибутиве Anaconda, для языков программирования Python и R, включающим набор популярных свободных библиотек, объединённых проблематиками науки о данных и машинного обучения, стали основой нового программного комплекса «Нейро-Гео». Новая технология «Нейро-Гео» предназначена для комплексной переобработки и переинтерпретации площадных и скважинных геофизических методов ГРП, на основе применения технологий искусственного интеллекта.

Технология «Нейро-Гео» выполняется в четыре этапа:

- Получение прогнозных карт вероятности нефтеносности исследуемых отложений по технологии «Нейросейсм»;
- Прогнозирование каротажных диаграмм для исследуемого поднятия по сетке виртуальных скважин;
- Интерпретация в ПК «Гиснейро» полученных каротажных диаграмм для определения ФЕС продуктивных отложений;
- Построение 3D – геологической модели и подсчёт ресурсов извлекаемых углеводородов по категории D0.

В качестве объекта исследования были выбраны отложения между ОГ В (кровля верейского горизонта) и ОГ Б (кровля башкирского яруса) Западно-Курманаевского поднятия, расположенного на Курманаевском участке недр в границах работ МОГТ 3D Вишнево-Полянской сейсмопартии № 3/14-2 (рис. 1).

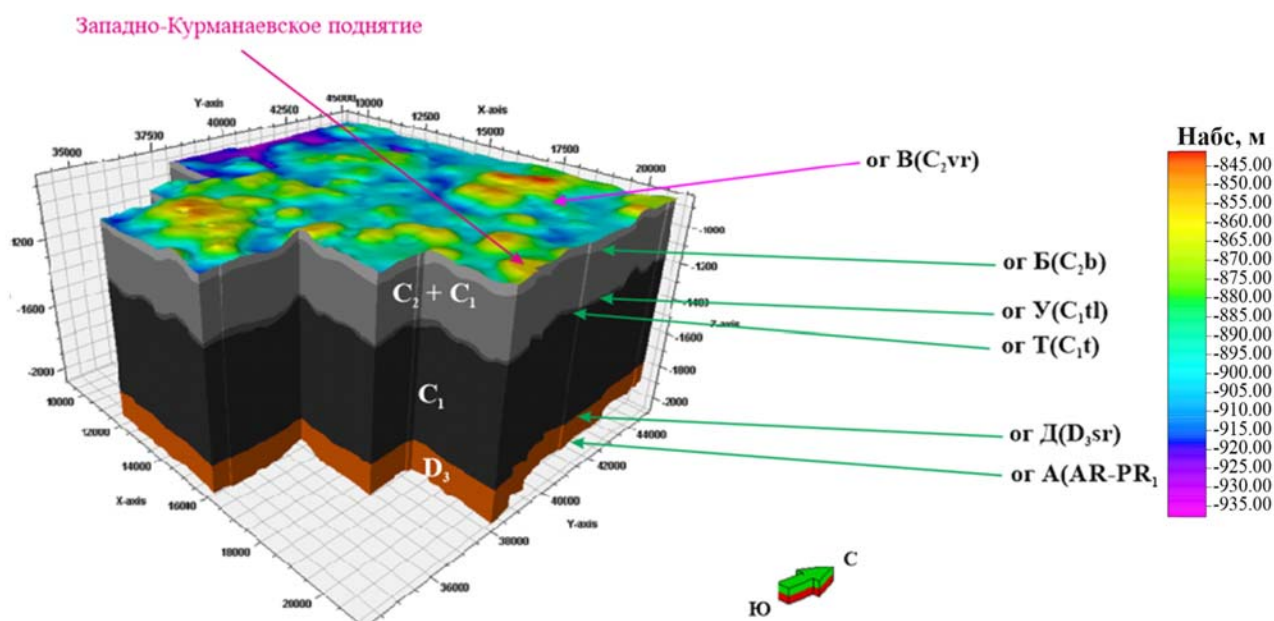


Рис. 1. 3D модель на Курманаевском участке работ МОГТ 3D Вишнево-Полянской сейсмопартии 3/14-2

В качестве обучающей скважины, по отложениям верейского горизонта среднего карбона использовалась скважина № 8006, в которой производится добыча нефти из данных отложений. Обучающее окно для скважины № 8006 было выбрано с центром на отражающем горизонте В (C2vr), в окрестности забоя данной скважины. Отражающая граница В приурочена к кровле верейского горизонта среднего карбона. Ширина окна обучения 28 мс, обучающая выборка содержит 15 сейсмических трасс в окрестности забоя скважины № 8006 (рис. 2).

Проведены прогнозы по сейсмическим данным Вишнево-Полянской сейсмопартии 3/14-2, с окном анализа шириной 60 мс, с центром на исследуемых отражающих горизонтах. Получены значения вероятности нефтеносности в районе Западно-Курманаевского поднятия. По результатам построены прогнозные карты поднятия.

На участке работ Вишнево-Полянской сейсмопартии 3/14-2 в районе Западно-Курманаевского поднятия наблюдается аномалия значением более 70% вероятности нефтеносности верейских отложений, где рекомендуется пробурить скважину по результатам прогноза по технологии «Нейросейсм» (рис. 3).

На участке работ Вишнево-Полянской сейсмопартии 3/14-2 был собран фактический материал по глубоким скважинам, пробурённым в зоне полной кратности сейсмического сигнала, а также отсутствия врезов и зон замещения.

Основным критерием отбора являлось наличие полевых данных в формате «LAS» по следующим скважинным методам промысловой геофизики: ГК, НГК, БК, ИК, КС, ПС, ДС. Исходя из вышеперечисленных критериев отбора, обучающий набор для машинного обучения состоял из материалов по 187 глубоким скважинам. Забои

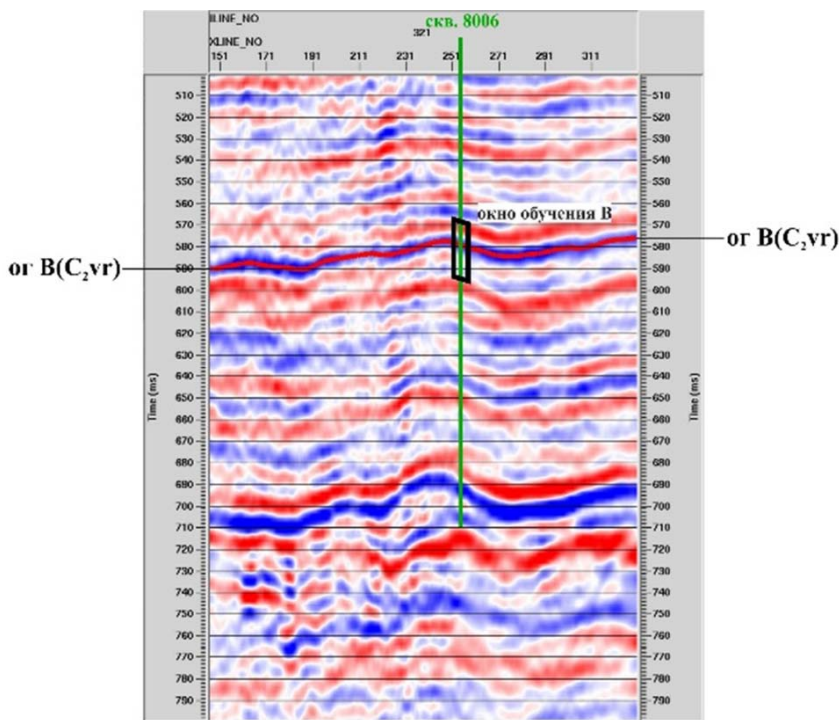


Рис. 2. Окно обучения системы нейрокомпьютерного прогноза по отложениям верейского горизонта среднего карбона в районе забоя скважины № 8006

этим методом.

На следующем этапе работы создаётся сетка прогнозируемых скважин в области вероятности нефтеносности исследуемых отложений более 50%, в районе Западно-Курманаевского поднятия (рис. 4).

С целью получения значений описательных статистик для верейских отложений: количество, среднее значение, стандартное отклонение, минимальное значение, 1, 2, 3 квартили и максимальное значение целевой переменной (target), для всех скважин были сформированы группы по значению вероятности нефтеносности продуктивных верейских отложений полученного по технологии «Нейросейсм», с разницей в 5% (1 группа от 50% до 55% вероятности нефтеносности верейских отложений, 2 группа от 55% до 60% и т.д.). После чего были получены все вышеперечисленные описательные статистики. В качестве целевой переменной (target) поочередно выступали основные виды коротажных диаграмм – ГК, НГК, БК, ИК, КС, ПС, ДС.

Итоговый датасет для машинного обучения формировался из следующих признаков:

- абсолютная отметка кровли верейских отложений, полученная в ПК «Гиснейро» в каждой скважине;
- мощность верейских отложений в каждой скважине (разница абсолютных отметок кровли верейского горизонта и башкирского яруса, полученные в ПК «Гиснейро»);
- значение вероятности нефтеносности верейских отложений по технологии «Нейросейсм» для каждой скважины;
- количество элементов в каждой группе сформированной по значению вероятности нефтеносности;
- среднее значение элементов в группе;
- минимальное значение элементов в группе;
- первая квартиль (25-я процентиль);
- вторая квартиль (медиана);
- третья квартиль (75-я процентиль);
- максимальное значение элементов в группе.

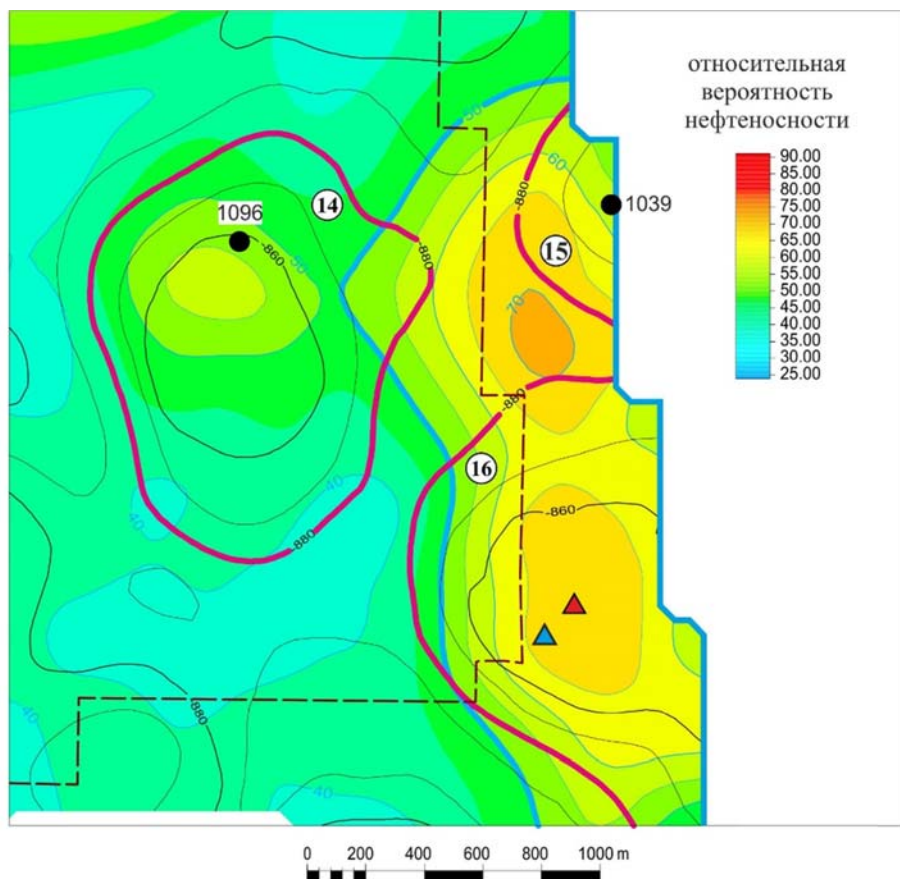
На этапе классического машинного обучения строится Pipeline (из библиотеки для машинного обучения Sklearn), в данном Pipeline обучающая выборка делится на обучающую и тестовую выборки в пропорции 4:1, для оценки качества предсказания. Затем по очереди используются методы стандартизации данных – StandardScaler и RobustScaler, а также методы нормализации – MinMaxScaler и MaxAbsScaler. Далее поочередно используются 43 модели классического машинного обучения, такие как KNN (метод ближайшего соседа), методы основанные на построении решающих деревьев (ExtraTree, DecisionTree, RandomForest и др.), а также методы основанные на градиентном спуске (GradientBoosting, XGB, LGBM и CatBoost) и многие другие. После оценивания 172 различных комбинаций метрикой R2, как с автоматическим подбором гиперпараметров, так и с дефолтными значениями, выбирается наилучшее сочетание для выполнения основного прогноза.

На этапе глубокого обучения в программе обучающая выборка также делится на обучающую и тестовую выборки по количеству скважин в пропорции 4:1, для оценки качества предсказания и оптимизации функции

всех скважин находятся ниже отражающего горизонта Б – кровли башкирского яруса.

Для получения точных глубин кровли верейского горизонта и башкирского яруса, все собранные скважинные материалы были загружены в программный комплекс «Гиснейро», где в модуле решателя «Стратиграфия» произведён расчёт данных параметров. Далее полученные значения точных глубин кровли верейского горизонта и кровли башкирского яруса были выгружены из ПК «Гиснейро» для замещения ими данных полученным по результатам интерпретации 3Д сейсморазведочных работ.

Для получения нормализованных данных по методам ГК и НГК был задействован модуль решателя «Нормировка», с помощью которого были нормализованы значения данных методов. Далее полученные значения нормированных ГК и НГК были выгружены из ПК «Гиснейро» для замещения ими данных исходных диаграмм по



Условные обозначения

- - изолинии отражающего горизонта В, С₂ вр, сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- - контуры локальных поднятий, сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- - изолинии 50% относительной вероятности нефтеносности
- - - зона полной кратности наблюдений
- 1039 - скважина с дебитом нефти в верейских отложениях по данным КИС «Армитс»
- ▲ - рекомендуемая скважина Нейросейсм
- ▲ - скважина, рекомендуемая ООО "ТНГ-Групп, 2014г."
- - площадь работ сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- ① - номера локальных поднятий

Локальные поднятия

- 14 - Караульное
- 15 - Трудовое
- 16 - Западно-Курманаевское

Рис. 3. Прогнозная карта вероятности нефтеносности верейских отложений среднего карбона Западно-Курманаевского поднятия по технологии «Нейросейсм»

ошибок нейросети. Затем также как в классическом обучении по очереди используются методы стандартизации данных – StandardScaler и RobustScaler, а также методы нормализации – MinMaxScaler и MaxAbsScaler. Далее подбирается наиболее подходящая конструкция нейронной сети, на основе применения библиотеки PyTorch, для текущего набора данных. Используются как полносвязные, так и одноуровневые сверточные – Conv1d (с различным значением скользящего окна), а также одно- и двухслойные рекуррентные нейронные сети – LSTM. После выполнения прогноза нейронной сетью, оценивается метрика R2, а также график значений метрики «train R2 – validation R2» и графики значений функции потерь (loss-функция) для значений обучающей (train) и тестовой (validation) выборок. На основе наилучших метрик качества производится основной прогноз для прогнозирования каротажных кривых для каждой прогнозной скважины. Ниже приведены методы машинного обучения, применённые для прогнозирования каротажных кривых.

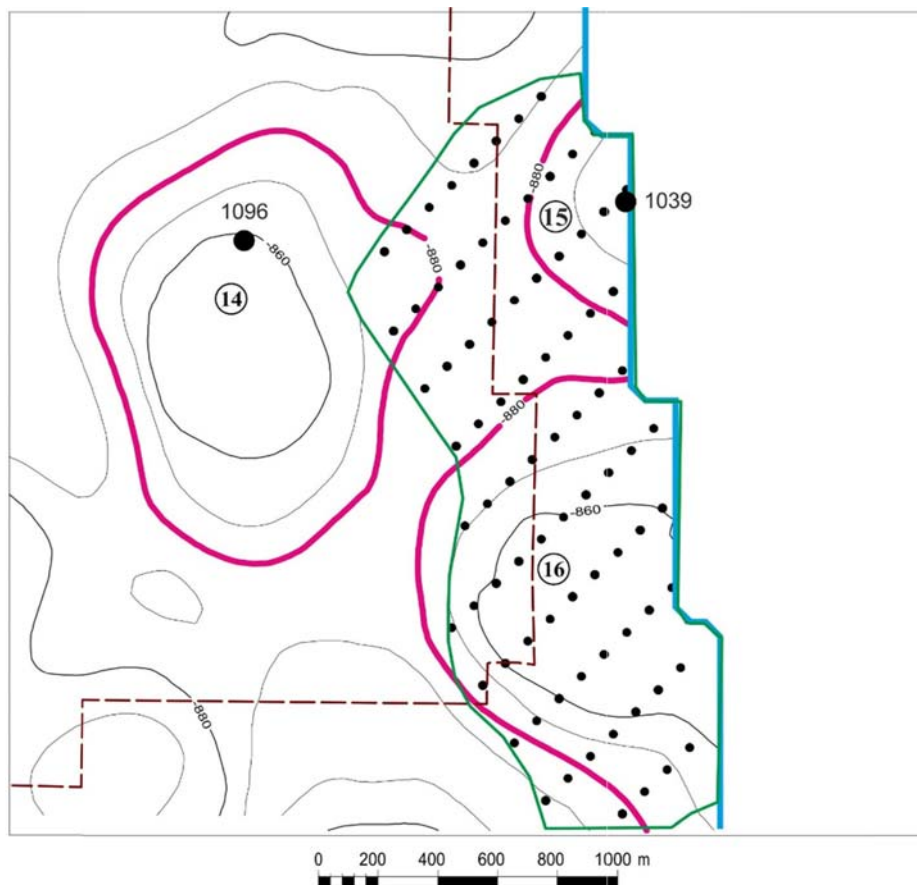
Для прогнозирования Гамма-каротажа показал наилучшие метрики качества и применен метод классического машинного обучения – ExtraTreesRegressor в сочетании с методом нормализации MaxAbsScaler, коэффициент

детерминации (R2) при данном сочетании методов на тестовых данных составил 0,94, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,96 и 0,85 соответственно.

Как и для прогнозирования Гамма-каротажа, для Нейтронного Гамма-каротажа применён метод классического машинного обучения – ExtraTreesRegressor в сочетании с методом стандартизации StandardScaler, коэффициент детерминации (R2) при данном сочетании методов на тестовых данных составил 0,80, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,88 и 0,73 соответственно.

Для прогнозирования Бокового каротажа наилучшее качество показала полносвязная нейронная сеть (четырёхслойный перцептрон) в сочетании с методом стандартизации RobustScaler. При данном сочетании методов на тестовых данных коэффициент детерминации (R2) составил 0,70, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,88 и 0,73, соответственно.

Для прогнозирования Индукционного каротажа наилучшее качество показал метод классического машинного обучения RandomForestRegressor в сочетании с методом нормализации MinMaxScaler. При данном сочетании методов на тестовых данных коэффициент детерминации (R2) составил 0,97, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,97 и 0,88 соответственно.



Условные обозначения

- - изолинии отражающего горизонта В, С₂ vr, сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- - контуры локальных поднятий, сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- - изолинии 50% относительной вероятности нефтеносности
- - - зона полной кратности наблюдений
- 1039 - скважина с дебитом нефти в верейских отложениях по данным КИС «Армитс»
- - прогнозная скважина Нейро-Гео
- - площадь работ сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- ① - номера локальных поднятий

Локальные поднятия

- 14 - Караульное
- 15 - Трудовое
- 16 - Западно-Курманаевское

Рис. 4. Сеть прогнозируемых скважин в области вероятности нефтеносности более 50% по верейским отложениям

Для прогнозирования значений метода кажущегося сопротивления, как и для метода Индукционного каротажа наилучшее качество показал метод классического машинного обучения RandomForestRegressor в сочетании с методом нормализации MaxAbsScaler. При данном сочетании методов на тестовых данных коэффициент детерминации (R2) составил 0,97, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,99 и 0,92 соответственно.

Для прогнозирования метода самопроизвольной поляризации наилучшее качество показал метод классического машинного обучения XGBRegressor в сочетании с методом стандартизации RobustScaler. При данном сочетании методов на тестовых данных коэффициент детерминации (R2) составил 0,99, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,98 и 0,94 соответственно.

Для прогнозирования результатов кавернометрии в скважине применён метод классического машинного обучения RandomForestRegressor, показавший наилучшее качество в сочетании с методом нормализации MaxAbsScaler. При данном сочетании методов на тестовых данных коэффициент детерминации (R2) составил 0,94, коэффициенты корреляции Спирмена и Кендалла составили 0,88 и 0,73 соответственно.

Все полученные результаты прогноза были загружены в программный комплекс «Гиснейро» и проинтерпретированы. На первом этапе рассчитываются фильтрационно-емкостные свойства: пористость и нефтенасыщенность. Все региональные коэффициенты введены согласно СТО ТН – 2013. По результатам проведённой интерпретации в ПК «Гиснейро», спрогнозированных данных промыслово-геофизических исследований скважин, были построены литологические (куб литологии, куб коллектор – неколлектор и куб насыщения, рис. 5) и петрофизические модели (кубы пористости и нефтенасыщенности, рис. 6) по сетке виртуальных скважин в области вероятности нефтеносности верейских отложений более 50%, в районе Западно-Курманаевского поднятия.

При построении литологических кубов применялся метод «Indicator kriging», для минимизации влияния стохастических процессов. Аналогично, при построении петрофизических кубов данных применялся метод «Moving average».

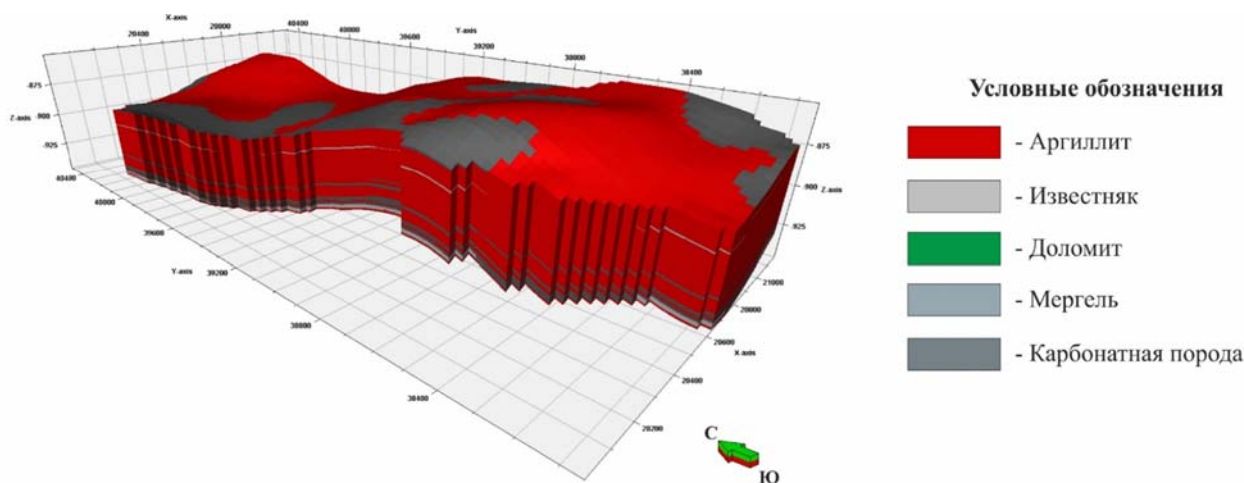


Рис. 5. Литологическая модель верейских отложений Западно-Курманаевского поднятия

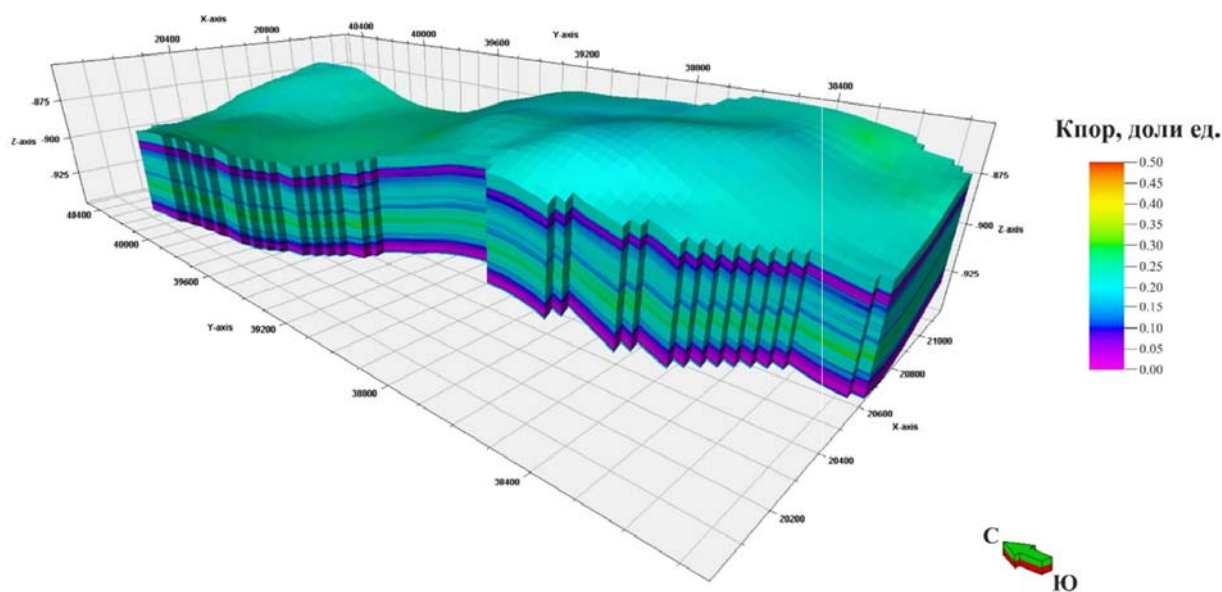
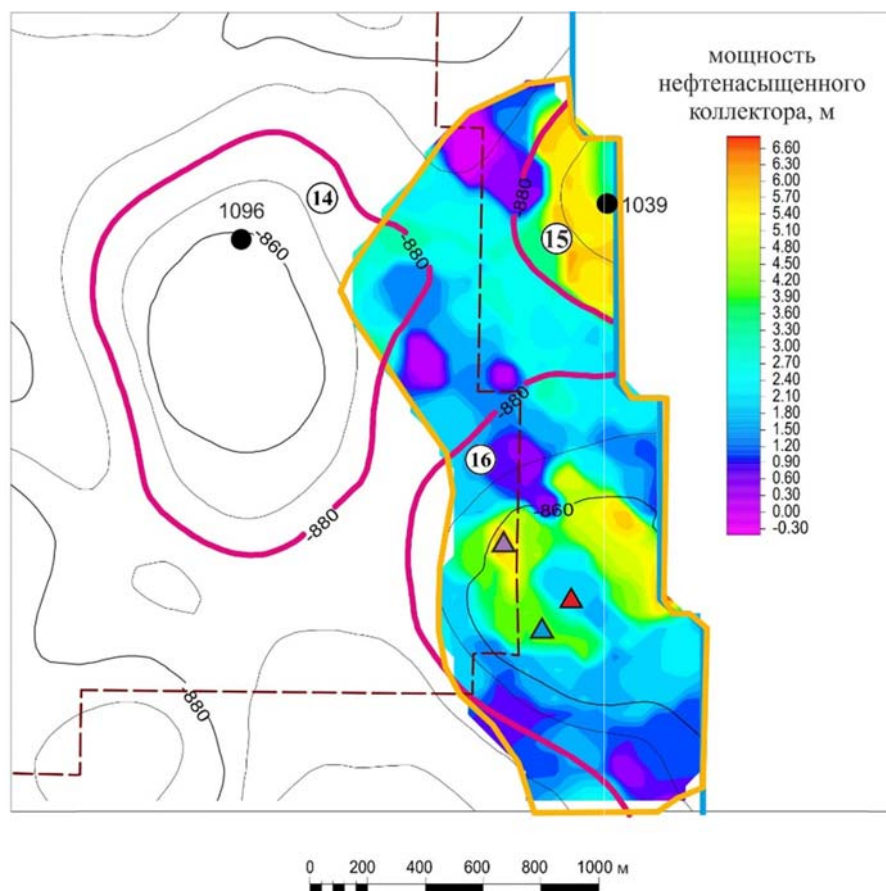


Рис. 6. Петрофизическая модель пористости верейских отложений Западно-Курманаевского поднятия

По результатам объёмного моделирования была построена карта мощности нефтеносных верейских отложений. Согласно полученной карты рекомендуемая точка для проведения поискового бурения по результатам технологии «Нейросейсм» была смещена в северном направлении из области значения мощности нефтенасыщенного коллектора 3,0–3,5 метров, в область значения мощности 4,5–5,0 метров (рис. 7).



Условные обозначения

- - изолинии отражающего горизонта B_2 *vr.*, сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- - контуры локальных поднятий, сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- - изолинии 50% относительной вероятности нефтеносности
- - - зона полной кратности наблюдений
- 1039 - скважина с дебитом нефти в верейских отложениях по данным КИС «Армитс»
- ▲ - рекомендуемая скважина Нейросейсм
- ▲ - скважина, рекомендуемая ООО "ТНГ-Групп, 2014г."
- ▲ - рекомендуемая скважина Нейро - Гео
- - площадь работ сп. 3/14-2 ООО "ТНГ-Групп"
- ① - номера локальных поднятий

Локальные поднятия

- 14 - Караульное
- 15 - Трудовое
- 16 - Западно-Курманаевское

Рис. 7. Мощность верейских продуктивных отложений Западно-Курманаевского поднятия

Спрогнозированные каротажные данные и результаты их интерпретации в ПК «Гиснейро» в рекомендованной точке для бурения верейских продуктивных отложений представлены на рис. 8.

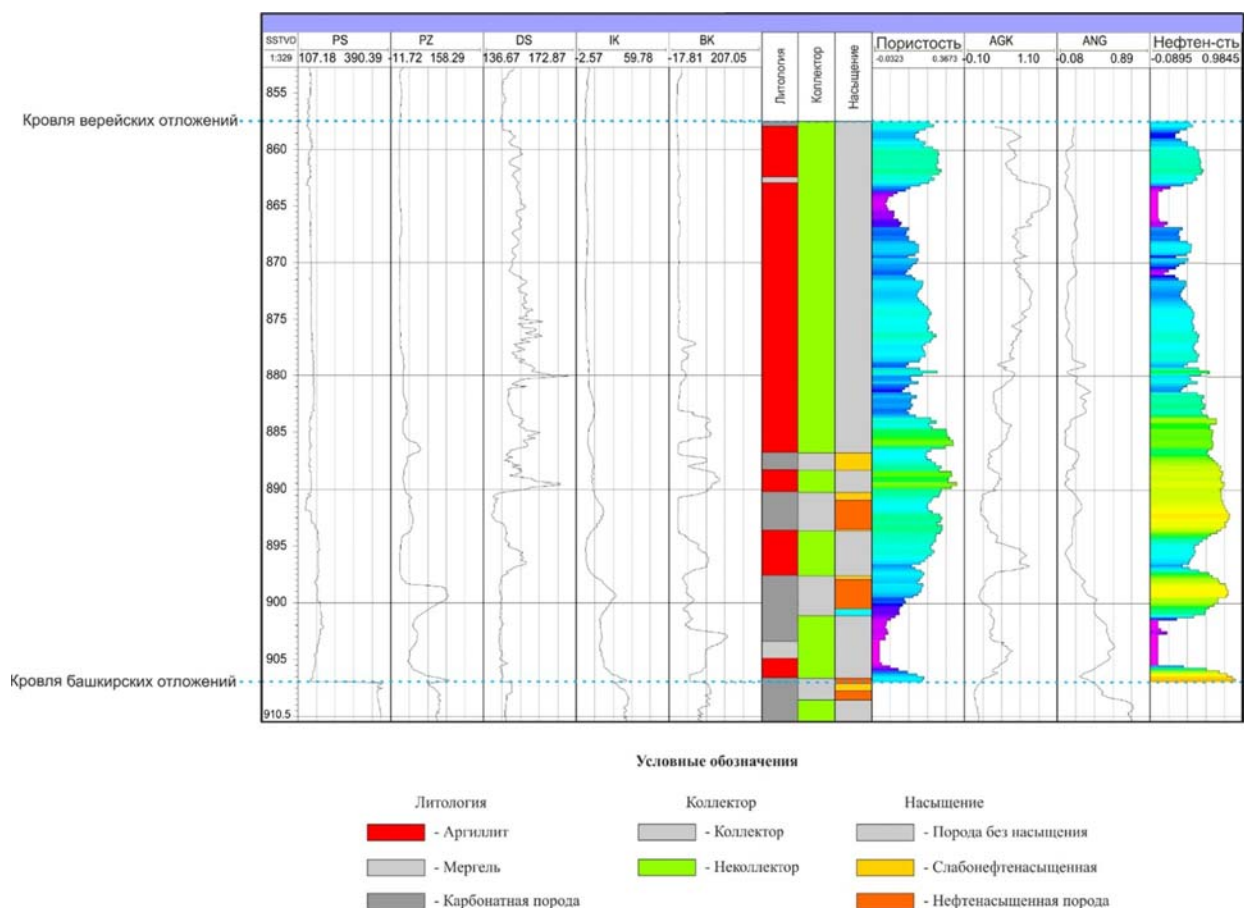


Рис. 8. Спрогнозированные каротажные данные и результаты их интерпретации в ПК «Гиснейро» в рекомендованной точке для бурения верейских продуктивных отложений

На заключительном этапе значения мощности продуктивного пласта, площади нефтеносности, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности взятые по аналогии с Вишнево-Полянской структуры были заменены на значения полученные на основе применения технологии «Нейро-Гео». В результате выполненного подсчёта оценка извлекаемых ресурсов на Западно-Курманаевском поднятии увеличилась в 1,5 раза.

Выводы

Разработка и внедрение разработанной технологии «Нейро-Гео» в технологический процесс работ научно-производственного центра «Нейросейсм», основанной на применении технологий искусственного интеллекта при комплексной интерпретации результатов скважинных и площадных методов поисков углеводородов способствует:

- Повышению качества изученности месторождений УВ;
- Повышению эффективности глубокого бурения;
- Уточнению ресурсной базы УВ;
- Повышению категоричности запасов по результатам успешного бурения.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЦЕНКИ КОЛЛЕКТОРСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

И.А. Довгань, Е.И. Грохотов, В.К. Волкова

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург,
dovgan_ia@pers.spmi.ru, grokhotov_ei@pers.spmi.ru, volkova_vk@pers.spmi.ru

PROSPECTS FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF ASSESSING THE RESERVOIR POTENTIAL OF FRACTURED ROCKS

I.A. Dovgan, E.I. Grokhotov, V.K. Volkova

St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg

Аннотация. В докладе рассмотрена проблема изучения отложений, обладающих повышенной трещиноватостью. Несмотря на обширное распространение коллекторов трещинного типа и значительное влияние трещиноватости на анизотропию проницаемости, оценка трещиноватости остаётся сложной задачей. В работе рассмотрены основные методики исследования трещиноватости и перспективы применения современных методов при прогнозе параметров трещиноватости.

Ключевые слова: углеводороды, трещиноватость, фильтрационно-ёмкостные свойства, геофизические исследования скважин, сейсморазведочные работы 3D.

Annotation. The article reviews the problem of studying sediments with increased fracturing. Despite the extensive occurrence of fracture-type reservoirs and considerable effect of fracturing on permeability anisotropy, estimation of fracturing remains a difficult task. The paper considers the basic techniques of fracturing research and prospects of application of modern methods in predicting fracturing parameters.

Key words: hydrocarbons, fracturing, filtration-capacitance properties, geophysical well surveys, 3D seismic surveys.

В условиях сокращения сырьевой базы углеводородов разрабатываемых месторождений, освоение малоизученных участков [11] и территорий, находящихся в сложных физико-географических условиях [18], а также изучение отложений сложного геологического строения [1, 2], залежей плотных коллекторов [14] и отложений больших глубин [9] становится критически важным для поддержания и развития нефтегазовой отрасли. В таких условиях актуальным вопросом становится комплексное исследование пустотного пространства, при этом неоднозначным вопросом является изучение трещиноватости, обусловленное как методическими аспектами оценки параметров трещиноватости, так и сложностью оценки её влияния на процессы фильтрации флюидов [3]. Стоит отметить, что роль трещиноватости в процессах фильтрации возрастает в перспективных поисковых объектах – плотных разностях, отложениях больших глубин и карбонатных коллекторах, обладающих сложной структурой пустотного пространства. Согласно разным точкам зрения, можно дать различные определения трещин, но со строго геомеханической точки зрения трещина представляет собой поверхность, по которой произошло нарушение сплошности или потеря сцепления материала [7]. Наличие трещин обуславливает высокую степень анизотропии проницаемости коллекторов [17], что заметно, например, при проведении фильтрационных экспериментов на керне кубической формы (рис. 1). Для анализа из открытых источников собрана база данных коллекторов, обладающих повышенной трещиноватостью, как видно на рис. 1, проницаемость коллекторов по 3 направлениям существенно отличается, что объясняется в первую очередь наличием развитых систем трещин и вторичными изменениями.

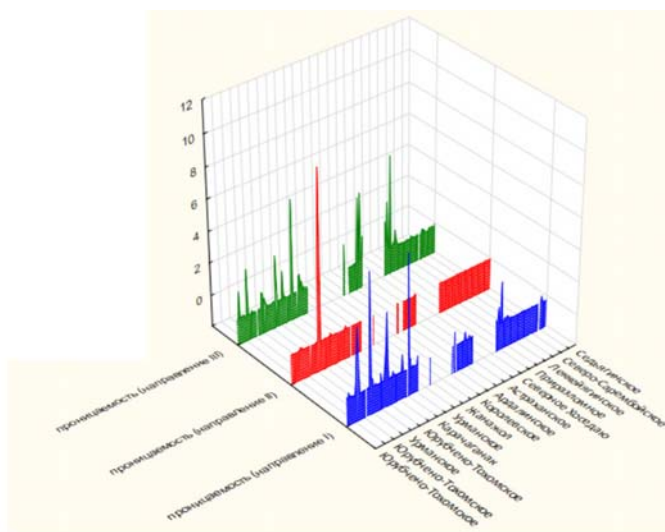


Рис. 1. Анализ анизотропии проницаемости по данным керна

Трещинные коллекторы характеризуются сложной структурой и изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств, что затрудняет их изучение и разработку. Поэтому важно развивать теоретические представления и методологию изучения таких коллекторов, а также разрабатывать новые методы и способы их комплексных исследований. Отмечается, что достоверная оценка пустотного пространства трещинного коллектора осложняется рядом факторов:

1. Размеры трещин зачастую превосходят размеры образцов керна стандартного размера.
2. Данные о естественном пустотном пространстве породы искажаются в процессе бурения скважин и отбора керна, происходит образование техногенных трещин.
3. Неориентированный отбор керна определяет сложность прогноза конфигурации трещин в пространстве.
4. Сильно трещиноватые интервалы в процессе бурения подвергаются разрушению, вынос керна для изучения при этом зачастую недостаточен (по ВНИИБТ трещиноватые породы относятся к 3 из 4 категории сложности).
5. Крайняя неоднородность распространения и параметризации трещин и связанная с ней проблема сопоставимости результатов исследования пустотного пространства различными методами.

В целях формирования целостного представления о возможности прогноза параметров трещиноватости рассмотрены основные методики изучения пустотного пространства трещиноватого коллектора по данным керна, площадных геофизических исследований и геофизических исследований скважин.

Исследования керна. При лабораторном изучении трещиноватости используются различные методики (рис. 2), основными из которых являются макроописание керна, компьютерная томография, фильтрационные эксперименты, исследование керна методом капиллярной дефектоскопии (метод Багринцевой), изучение шлифов (стандартные петрографические шлифы и большие шлифы (метод, разработанный ВНИГРИ)), растровая электронная микроскопия [16]. Основные параметры трещиноватости, получаемые в процессе исследований керна – ориентация трещин, размер, густота трещин и интенсивность трещиноватости, раскрытость трещин, ёмкость трещин и трещинная проницаемость.

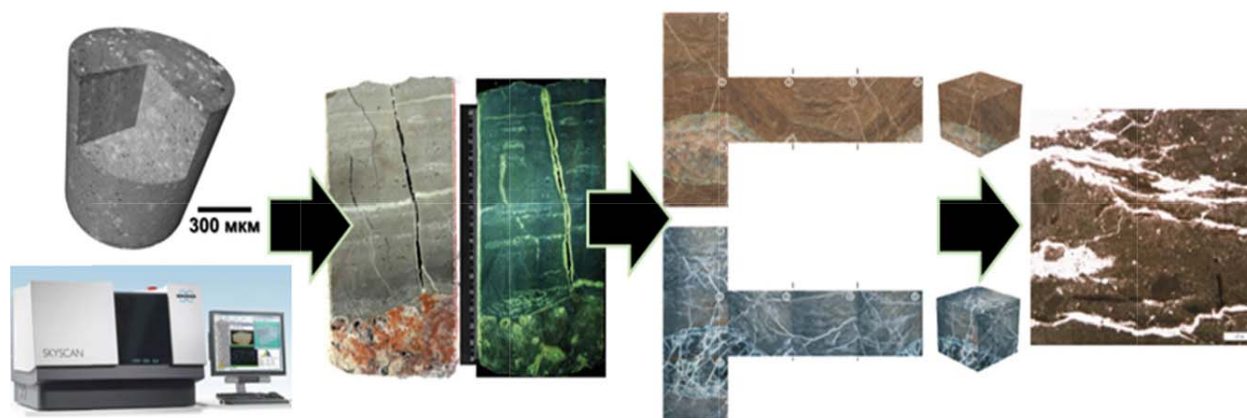


Рис. 2. Мультимасштабные исследования параметров трещиноватости керна ([15] с дополнениями)

Отмечается, что перспективным методом для снижения неопределённости при изучении трещиноватости по данным керна является моделирование деформирования керна, позволяющее провести оценку изменения фильтрационно-ёмкостных свойств при извлечении керна на поверхность путём, например, путём прямого конечно-элементного моделирования процессов деформирования керна [8] на основе данных керна и геофизических исследований скважин (ГИС).

Геофизические исследования скважин. Следует отметить, что в настоящее время существует множество расчётных методов для определения параметров трещиноватости по данным стандартного комплекса ГИС (в первую очередь, на основе акустических и электрических методов) и гидродинамических исследований.

Наиболее эффективным методом определения параметров трещиноватости в скважине в настоящее время является использование микроимджеров. Применяются азимутальный электрический микроимджер (FMI), азимутальный электромагнитный микроимджер (ОВМИ), азимутальный электромагнитный микроимджер (Quanta Geo) и акустическое сканирование (Sonic Scanner). По данным исследований строятся стереограммы, которые используются для дальнейшего этапа прогноза развития трещиноватости по данным площадных геофизических исследований.

Полученные данные о трещиноватости могут быть использованы для создания комбинированной модели трещиноватости. Например, модуль Fracture Modeling в ПО Petrel позволяет выполнять анализ скважинных данных по трещинам, моделирование сети трещин стохастическим методом и моделирование сети трещин геомеханическим методом. Также модуль позволяет включать проинтерпретированные трещины в модель и осуществлять пересчёт атрибутов трещин в свойства 3D модели. Важно отметить, что модуль имеет переход к гидродинамичес-

кому моделированию за счёт интеграции модели трещиноватости с моделями двойной и тройной пористости.

Геомеханическое моделирование. Геомеханическое моделирование также является эффективным методом для прогноза зон развития трещиноватости и основано на анализе упруго-механических свойств пород, основными используемыми параметрами являются коэффициент Пуассона и модуль Юнга. Например, прогноз развития зон трещиноватости может выполняться на основе расчёта поля деформации методами кинематического моделирования, геомеханического восстановления и угловых дислокаций [6] и на основе моделирования упруго-механических свойств по данным сейсморазведки и скважин [10].

Сейсморазведка. В условиях ограниченности данных исследований ядра и специальных исследований скважин (FWI, АКШ, ГДИС и ПГИ) наиболее применимым методом латерального прогноза зон повышенной трещиноватости является сейсморазведка. Эффективность использования данных сейсморазведочных работ определяется наличием аномалий акустических параметров, так как трещины могут существенно влиять на распространение сейсмических волн, приводя к их затуханию и возникновению рассеянных волн, однако интерпретация трещиноватых зон характеризуется большой степенью неопределённости. Неоднозначность конечных результатов интерпретации и прогноза коллекторских свойств трещиноватых коллекторов может быть снижена за счёт введения в граф интерпретации новых систематических подходов и комплексирования всей имеющейся геолого-геофизической информации о параметрах трещин и их роли в процессах фильтрации. Например, высокую эффективность показывают анализ атрибутов суммарного куба, изучение вариаций скоростей и параметров изменения амплитуд отражений с удалением/углом отражения, выделение аномалий дифрагированного волнового поля (diffraction imaging) [20], математическое сейсмо моделирование – методы картирования зон наличия, отсутствия или невозможности прогноза трещиноватости, основанные на отличии величин интервальных скоростей, амплитуд на больших удалениях и AVO-градиентов [4], использование плагина Fracture detect (FD) в ПО Petrel [5], полно-азимутальные сейсмические исследования [12] и сейсмическая инверсия [19].

Таким образом, локализация коллекторов с улучшенными коллекторскими свойствами в случае пород трещинного, каверно-трещинного и порово-трещинного типа является сложной задачей, требующей комплексного подхода и привлечения всей доступной геолого-геофизической информации. Перспективы изучения коллекторского потенциала трещиноватых пород связываются с применением современных методов геофизических исследований и технологий искусственного интеллекта [13], позволяющих находить скрытые закономерности между петрофизическими параметрами отложений и сейсмическими атрибутами, выполнять комплексирование информативных атрибутов, классифицировать зоны и выполнять площадной прогноз распространения фильтрационно-ёмкостных свойств, связанных с развитием трещиноватости, на основе множества данных (рис. 3).

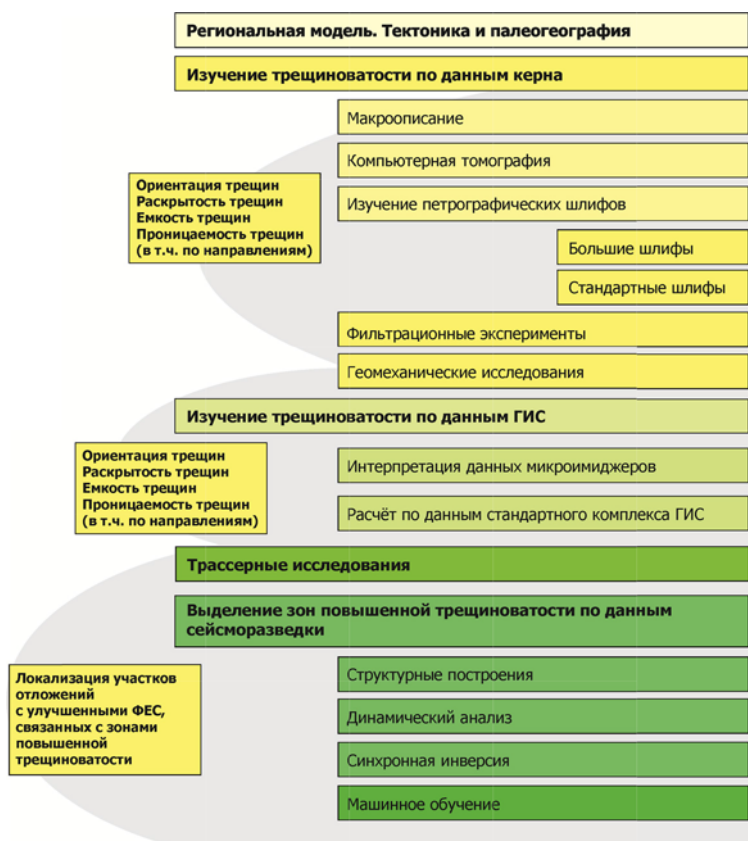


Рис. 3. Анализ существующих подходов к изучению трещиноватости

Выводы

Таким образом, изучение трещиноватых коллекторов при поиске и разведке месторождений нефти и газа является важной задачей цикла геологоразведочных работ. Трещиноватые породы являются сложным объектом изучения, представляющим повышенный интерес в связи с высоким коллекторским потенциалом пород, в особенности при поисках и разведке залежей углеводородов на больших глубинах. Выполненный анализ существующих методик изучения параметров трещиноватых пород показывает важность комплексирования различных методов анализа и интегрированной интерпретации результатов. Перспективным направлением при этом является применение методов искусственного интеллекта, в первую очередь, технологий нейросетевого анализа, позволяющих анализировать множество параметров и находить скрытые закономерности между петрофизическими параметрами, полученными при изучении трещиноватости комплексом методов, и сейсмическими данными. Применение современных методов анализа и углубленное изучение параметров трещиноватых сред позволит повысить точность прогноза трещиноватости и, следовательно, оптимизировать разработку месторождений нефти и газа, снижая риски и повышая экономическую эффективность проектов.

Литература

1. Egorov A., Antonchik V., Senchina N., Movchan I., Oreshkova M. Impact of the Regional Pai-Khoi-Altai Strike-Slip Zone on the Localization of Hydrocarbon Fields in Pre-Jurassic Units of West Siberia // Minerals 2023. Vol. 13. P. 1511. DOI: 10.3390/min13121511
2. Nefedov Y.V et al. Analysis of Oil and Gas Controlling Factors of Lower Silurian and Upper Ordovician Sediments of Wufeng-Longmaxi Formation in Sichuan Basin // International Journal of Engineering, Transactions A: Basics. 2024. Vol. 37. №10. P. 2066-79. DOI: 10.5829/ije.2024.37.10a.17
3. Wei W., Xia Y. Geometrical, fractal and hydraulic properties of fractured reservoirs: A mini-review // Adv. Geo Energy. – 2017. – Т. 1. – №. 1. – С. 31–38.
4. Авербух А.Г. и др. Математическое сейсмо моделирование для прогноза трещиноватости по отражённым волнам // Геофизика. – 2017. – №. 5. – С. 43–53.
5. Васильев М.А., Серопян Р.Ю., Тряпичко М.В. Выжать максимум. Прогноз трещиноватости в условиях ограниченности данных // геоСОЧИ-2022. Актуальные проблемы геологии и геофизики в нефтегазовой отрасли. – 2022. – С. 75–79.
6. Гайдук В.В. и др. Прогноз открытой трещиноватости на основе структурно-кинематических данных // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 11. – С. 27–31. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-27-31
7. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского/Под ред. А.Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
8. Грищенко А.И., Семёнов А.С., Мельников Б.Е. Моделирование процессов деформирования и разрушения керна при его извлечении с больших глубин // Записки Горного института. – 2021. – Т. 248. – С.243–252. DOI:10.31897/PMI.2021.2.8
9. Двойников М.В., Сидоркин Д.И., Юртаев С.Л., Грохотов Е.И., Ульянов Д.С. Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с целью поиска и разведки новых месторождений полезных ископаемых. Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 945–955. DOI: 10.31897/PMI.2022.55
10. Екименко В.А., Добровольская Ж.К., Белоусова Н.Н., Мартынов К.Н. Прогноз зон трещиноватости и флюидонасыщения карбонатных пород рифея Куямбинского месторождения на основе моделирования упруго-механических свойств (Обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 3D на Куямбинском репрезентативном участке Красноярского края) // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч.2. – С. 314–318. DOI: 10.18599/grs.18.4.9
11. Мартынов А.В., Жарков А.М., Николаева А.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности южной части гряды Чернышева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – №. 1. – С. 2. DOI: 10.17353/2070-5379/2_2021
12. Парасына В.С. и др. Полно-азимутальные сейсмические исследования трещинных коллекторов рифея Восточной Сибири. технологии и результаты // ГеоЕвразия-2022. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес. – 2022. – С. 133–136.
13. Потехин Д.В., Галкин С.В. Применение технологии машинного обучения при моделировании распределения литотипов на пермокарбоневой залежи нефти Усинского месторождения // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – С. 41–51. DOI:10.31897/PMI.2022.101
14. Прищепина О.М., Сеница Н.В., Ибатуллин А.Х. Оценка влияния литолого-фациальных условий на распределение органического углерода в «доманиковых» верхнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции // Записки Горного института. – 2024. – С. 1–17. EDN JPUKCM
15. Сауткин Р.С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения // Георесурсы. – 2015. – Т. 2. – №. 4 (63). – С. 25–34.
16. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. – Л., Недра, 1974, 200 с.

17. Соколянская Е.В., Федорова А.А. Бudyко А.И., Янышев А.Г. Методы моделирования трещиноватости на карбонатных отложениях осинского горизонта // «Экспозиция Нефть Газ». – 2023. – № 8. – С. 75–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-75-79

18. Таловина И.В., Крикун Н.С., Юрченко Ю.Ю., Агеев А.С. Дистанционные методы исследования в изучении структурно-геологических особенностей строения о. Итуруп (Курильские острова) // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 158–172. DOI: 10.31897/PMI.2022.45

19. Шахов А.В., Елишева О.В., Кондрашова Н.Н. Особенности прогноза коллекторов в верхней части ДЮК на территории центральных районов Увата по данным инверсии и геологического моделирования // Сейсморазведка в Сибири и за её пределами. – 2023. – С. 77–83.

20. Яковлев И.В., Смирнов К.А. Современное состояние методов прогноза трещиноватости по сейсмическим данным // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8. – №. 3. – С. 84–92. DOI:10.51890/2587-7399-2023-8-3-84-92

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

М.А. Еремеева, И.Ю. Чернышов, В.В. Виноградов¹, А.Х. Кабирова, В.М. Хусайнов, О.С. Сотников, И.Г. Фаттахов²

¹Университета ИТМО, г. Санкт-Петербург, eremeeva_maria@scamt-itmo.ru

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск

APPLICATION OF MACHINE LEARNING METHODS TO IDENTIFY THE TEMPERATURE DEPENDENCE OF OIL VISCOSITY

M.A. Eremeeva, I.Yu. Chernyshov, V.V. Vinogradov¹, Dr.Sc., Director, A.Kh. Kabirova, V.M. Khusainov, O.S. Sotnikov, I.G. Fattakhov²

¹ITMO University, Saint Petersburg, eremeeva_maria@scamt-itmo.ru

²TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk,

Аннотация. Данная работа посвящена разработке способа прогнозирования температуры структурного фазового перехода нефти на основе данных о её физико-химическом составе и термобарических условиях залегания. Предлагается использовать методы машинного обучения для построения предиктивной модели вязкости нефти в пластовых условиях, что позволит косвенно определять температуру структурного фазового перехода нефти по анализу температурной зависимости вязкости. Разработанный подход реализован в виде интерактивного приложения, доступного пользователю для оценки риска возникновения структурно-фазовых переходов в нефти. Полученные результаты могут способствовать повышению эффективности проектирования разработки нефтяных месторождений за счёт предварительной оценки соответствующих рисков.

Ключевые слова: фазовый переход в нефти, температура структурного фазового перехода, вязкость, асфальтены, смолы, парафины.

Annotation. The research is concerned with development of a method for prediction of structural phase transition temperature (SPTT) of oil based on oil physical and chemical composition data and reservoir temperature and pressure conditions. It is proposed to use machine learning methods to build a predictive model of oil viscosity under reservoir conditions, which will indirectly determine SPTT by analyzing the temperature dependence of viscosity. The developed approach is implemented in the form of an interactive application available to the user for assessing the risk of structural phase transitions in oil. The obtained results can contribute to increased efficiency of oil field development planning due to preliminary assessment of relevant risks.

Key words: phase transition in oil, structural phase transition temperature, viscosity, asphaltenes, resins, paraffins

Разработка нефтяных месторождений – это сложный процесс, требующий глубокого понимания физико-химических свойств нефти и их влияния на добычу. Одними из ключевых факторов, определяющих эффективность разработки, являются структурно-механические свойства нефти, тесно связанные с фазовым состоянием высокомолекулярных соединений: асфальтенов, смол и парафинов, содержащихся в нефти, которые могут переходить в различные фазы при изменении температуры и давления.

Структурный фазовый переход (СФП) – это результат изменения фазового состояния высокомолекулярных компонентов нефти, который характеризуется резким изменением её вязкости. В результате СФП нефть переходит в более вязкое состояние, в связи с чем затрудняется её извлечение.

Понимание и предсказание СФП имеет критическое значение для оптимизации процесса разработки месторождений. Своевременное выявление и учёт СФП позволяет снизить риски потери извлекаемых запасов, оптимизировать методы добычи и увеличить экономическую эффективность разработки.

В настоящее время определение температуры СФП проводится в лабораториях с помощью реологических

исследований. Однако эти методы требуют значительных затрат времени и ресурсов, а также не всегда достаточно точны и не учитывают все нюансы состава и термодинамических условий залегания нефти. Кроме того, процесс отбора пластовой пробы достаточно трудоёмкий и не позволяет оперативно оценивать СФП.

В данной работе рассмотрен разработанный на основе машинного обучения способ для предсказания температуры СФП с использованием доступных данных о составе нефти и термобарических условиях её залегания, который позволит повысить эффективность проектирования разработки нефтяных месторождений за счёт предварительной оценки рисков, связанных с СФП в нефти.

Для построения надёжной модели машинного обучения, позволяющей предсказывать температуру СФП нефти, необходимо формирование всеобъемлющей базы данных, отражающей взаимосвязь физико-химических свойств нефти и термобарических условий её залегания. Как показано ранее, прямые измерения температуры СФП в пластовых условиях крайне редки, что затрудняет построение модели для непосредственного предсказания этого параметра. Альтернативным подходом является создание предиктивной модели вязкости нефти в пластовых условиях, которая позволит косвенно определять температуру СФП на основе анализа температурной зависимости вязкости (рис. 1).

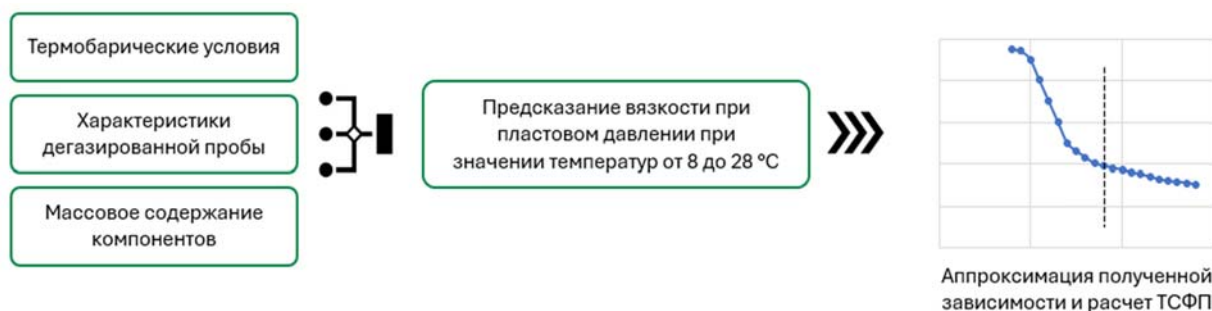


Рис. 1. Предлагаемый путь решения задачи предсказания температуры СФП

Для формирования базы данных использованы результаты ретроспективных исследований нефти залежей Республики Татарстан за период с 1956 г. по настоящее время. Несмотря на объём исходных данных, превышающий 25 000 строк, в них присутствовало большое количество пропущенных значений, достигающее 80–90% для ряда параметров. Это затрудняло применение стандартных методов экстраполяции и ограничивало возможности использования данных.

После удаления строк с недостаточным количеством характеристик итоговая база данных включала 2509 образцов нефти, охарактеризованных температурой и давлением пласта, массовым содержанием асфальтенов, смол, парафинов и серы, а также плотностью и кинематической вязкостью дегазированной нефти при 20°C. Распределение термобарических условий в данной выборке имело выраженные пики, что могло ограничивать способность модели к генерализации и вызывать проблемы с предсказанием вязкости при значениях температуры, лежащих в мало представленных диапазонах (рис. 2).

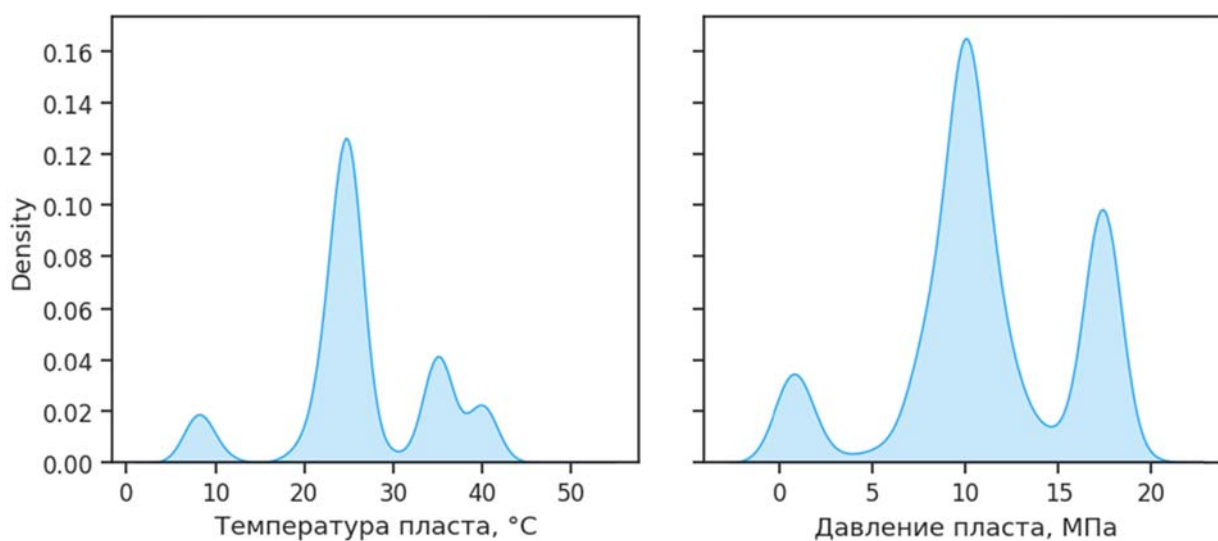


Рис. 2. Распределение параметров термобарических условий

Для устранения этой проблемы база данных была дополнена результатами специальных исследований температуры СФП, содержащими по ~20 точек значений вязкости нефти при различных температурах для каждого

образца. Это позволило расширить итоговый набор данных до почти 3000 строк и обеспечить более равномерное покрытие диапазона температур.

На этапе построения модели нами были использованы 8 ключевых параметров, влияющих на вязкость нефти:

- 1) давление пласта;
- 2) температура пласта;
- 3) плотность дегазированной нефти при 20°C;
- 4) кинематическая вязкость дегазированной нефти при 20°C;
- 5) массовое содержание асфальтенов;
- 6) массовое содержание смол;
- 7) массовое содержание парафинов;
- 8) массовое содержание серы.

Целевой параметр – вязкость нефти в пластовых условиях.

Данные были разделены случайным образом на тренировочную (70%) и тестовую (30%) выборки. Для обучения модели использовались 2000 строк, оставшиеся 1000 – для проверки точности модели. Наиболее подходящие модели для подобных табличных данных – это ансамблевые алгоритмы на основе деревьев решений и градиентного бустинга (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение точности различных моделей машинного обучения

Модель МО	R^2_{test}	RMSE _{test}
RandomForestRegressor	0.924	640.6
LGBMRegressor	0.917	666.7
BaggingRegressor	0.916	670.4
HistGradientBoostingRegressor	0.915	676.0
XGBRegressor	0.912	685.5

На этапе тестирования лучше всего себя показала модель случайного леса, поэтому она была использована в качестве финального решения. После оптимизации гиперпараметров точность модели (коэффициент детерминации) составила 0.977 на тренировочной выборке и 0.924 на тестовой (рис. 3).

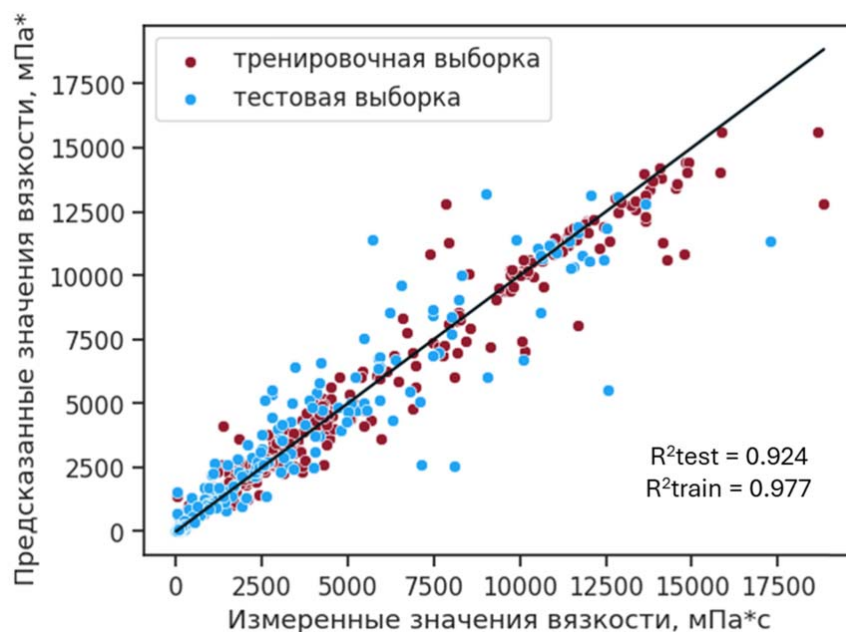


Рис. 3. График предсказанных и реальных значений вязкости нефти

Оптимизированная модель была использована для моделирования температурной зависимости вязкости нефти. Для каждого значения температуры в диапазоне от 8 до 28°C было предсказано значение вязкости нефти на основании физико-химических характеристик. Полученные зависимости аппроксимированы при помощи экспоненциальных зависимостей и рассчитана точка, где характер зависимости меняется, это и была температура СФП. Точность метода оценена путем сравнения полученных значений температуры СФП с измеренными ранее.

Описанный выше подход реализован в формате десктопного приложения для прогнозирования СФП нефти, где пользователь может вводить вручную требуемые параметры или загружать в табличном виде (рис. 4).

Результаты данной работы демонстрируют эффективность применения методов машинного обучения для

прогнозирования температуры СФП нефти на основе её физико-химических свойств и термобарических условий залегания. Разработанная предиктивная модель вязкости позволяет косвенно определять температуру СФП с высокой точностью, что подтверждается сравнением с результатами лабораторных измерений.

Предлагаемый подход имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными методами оценки температуры СФП:

- 1) позволяет автоматизировать и ускорить процесс прогнозирования температуры СФП;
- 2) даёт возможность оперативно оценивать риски СФП для существующих нефтяных залежей на основе данных об их составе и термобарических условиях;
- 3) может применяться на этапе проектирования разработки месторождений для выбора оптимальных технологий добычи и повышения её эффективности.

Давление пласта, МПа	Массовое содержание, % серы
10 - +	4 - +
Дегазированная нефть при 20 °С плотность, кг/м3	Массовое содержание, % асфальтенов
912 - +	2.58 - +
Дегазированная нефть при 20 °С кинематическая вязкость, мм2/с	Массовое содержание, % смол
81 - +	21.29 - +
	Массовое содержание, % парафинов
	1.29 - +

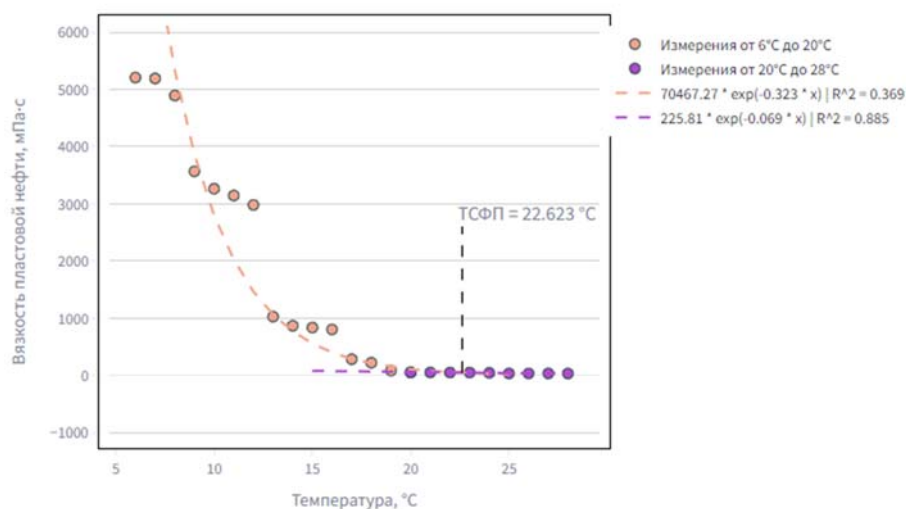


Рис. 4. Веб-страница приложения для расчёта температуры СФП

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ОСНОВЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

К.М. Идрисов, Р.А. Зинюков

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, idrisovkami@yandex.ru

Аннотация. Исследование направлено на изучение оптимальных режимов работ скважин для увеличения нефтеотдачи пластов без дополнительных затрат на МУН. В работе указаны различные сценарии с различными свойствами пластов и скважин. Также оценивалась возможность применения данной технологии на девонских отложениях Республики Татарстан.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, циклическое заводнение, анализ, терригенный коллектор.

В настоящее время во всём мире отмечается стремительный рост энергопотребления. В связи с этим для нефтяной промышленности большую актуальность приобретает задача обеспечения максимальной выработки углеводородного сырья.

Одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи, не требующим при этом значительных финансовых затрат является метод циклического воздействия. Этот метод направлен на увеличение упругого запаса в горных породах путём циклического изменения давления с использованием воды под давлением. Переменное давление в процессе циклического орошения создаёт условия для изменений давления и потока жидкости между слоями с различной проницаемостью. Увеличение давления воды способствует проникновению её в слой с более высокой проницаемостью, в то время, как снижение давления способствует перемещению нефти из менее проницаемых слоёв в более проницаемые части коллектора.

За основу взята концептуальная модель размером 700×700×3 метра. По оси Z задано 16 слоёв, 12 из которых имеют свойства низкопроницаемого коллектора, а 4 – высокопроницаемого. Соответственно, насыщенность этих слоёв также отличается. Распределение насыщенности отображено на рис. 1.

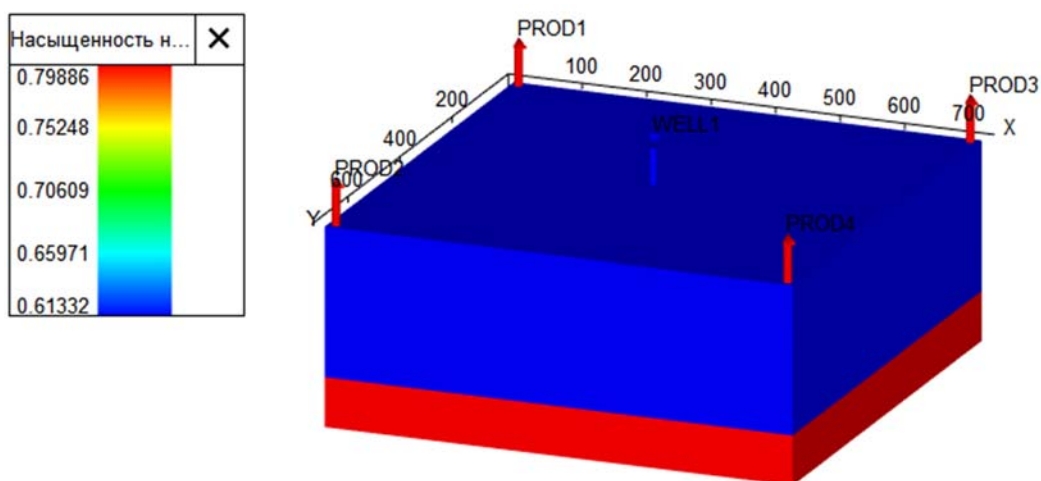


Рис. 1. Куб нефтенасыщенности

За период исследования было проведено одиннадцать экспериментов. Они включали периоды полуциклов, соотношение вязкости, сжимаемости, проницаемости и мощности низкопроницаемых и высокопроницаемых пластов, изменение положения пласта, размера сетки, сетки скважин, сжимаемости и смачиваемости породы.

Для определения оптимального периода полуцикла были проведены расчёты для периодов полуцикла 1, 3, 5, 15, 30 и 60 дней на основе базовой модели. Результаты показали, что наиболее оптимальным является 3 дня, при этом кумулятивное содержание нефти увеличивается более чем на 3%.

Эксперименты с различными соотношениями вязкости позволили сделать вывод, что циркуляционное заводнение является положительным при любом соотношении, если вязкость нефти больше вязкости воды.

Другим исследуемым параметром было соотношение сжимаемости нефти и воды. По результатам моделирования был сделан вывод, что изменение коэффициента сжимаемости не оказывает сильного влияния на относительный прирост накопленной нефти и проявляется исключительно в положительном направлении.

Для определения оптимального коэффициента сжимаемости были проведены расчёты на основе базовой модели. Рассматривались следующие варианты соотношения: 15/1, 3/1, 1/1 и 1/3. Экспериментальные результаты показали, что оптимальным соотношением производительности является 3/1.

При проведении экспериментов с обратным расположением пластов эффективность снизилась. Это означа-

ет, что циклическое заводнение эффективно при постоянном расположении высоко- и низкопроницаемых пластов.

В следующем эксперименте размер ячеек изменялся вдоль оси Z. В этом эксперименте полупериод циклического затопления варьировался от 1 дня, 3 дней, 10 дней, 30 дней и 60 дней. Результаты показали, что эффект был выше, чем в предыдущих экспериментах, но три дня оставались наиболее эффективным полупериодом.

Эксперименты с увеличением сжимаемости породы показали, что циклическое заводнение дало положительный эффект, хотя относительный выигрыш был несколько ниже. В целом результаты оставались на уровне около 3%.

Следующие два эксперимента были проведены для изучения влияния ориентации сетки скважин на относительный прирост добычи нефти. На первом этапе сетка была изменена таким образом, чтобы скважина располагалась в центре границы модели. Полуцикл в 10 дней показал наибольший прирост. На втором этапе скважины были расположены на некотором расстоянии от границы модели. Результаты остались такими же, как и в базовой модели, причём наилучшие результаты были получены для полупериода в 3 дня. Этот эксперимент позволяет предположить, что ориентация сетки скважин влияет на результаты циклического заводнения.

Такие параметры, как пористость, нефтенасыщенность и водонасыщенность, учитывались при варьировании проницаемости низкопроницаемых и высокопроницаемых коллекторов. Результаты экспериментов показали, что относительная скорость увеличения проницаемости высока при высоком соотношении и снижается до нуля по мере уменьшения соотношения.

На одном из этапов было проведено испытание циркуляционного заводнения гидрофобной породы. Результаты моделирования показали, что циклическое заводнение может применяться к пластам с любой смачиваемостью.

По результатам экспериментов были предложены два комплексных критерия применимости циркуляционного заводнения. Данная классификация позволяет оценить применимость циклического подтопления с учётом уровня изученности участка, стадии разработки, наличия необходимой технической информации и результатов анализа разработки.

По результатам предыдущих исследований была разработана концептуальная модель на основе модели одного нефтяного месторождения в Татарстане. Поскольку параметры пласта известны, дальнейшие эксперименты связаны только с изменением режима работы скважины. К ним относятся изменения циклов пуска и остановки скважины, а также изменения темпа закачки.

Первая серия экспериментов основана на изменении периода цикла работы скважины. В качестве продолжительности полуцикла рассматривались колебания в 1, 3, 10 и 30 суток. Наибольшее увеличение наблюдалось у сорта с продолжительностью полуцикла 10 дней. Этот эксперимент демонстрирует эффективность циклического заводнения на данном месторождении.

Вторая серия экспериментов была основана на изменении количества закачиваемой в пласт воды. Этот эксперимент показал, что оптимальный объём закачки для применения циклического заводнения составляет 200 м³/сут.

** 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. Сургучев М.Л. Циклическое (импульсное) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи при заводнении / Сургучев М.Л. // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3.
2. Сургучев М.Л. Циклическое заводнение нефтяных пластов / Сургучев М.Л., Цыпкина О.Э., Шарбатова И.Н. и др. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1977.
3. Шарбатова И.Н. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты / Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. – М.: Недра. – 1988. – 121 с.
4. Аубакиров А.Р. Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования / Аубакиров А.Р. // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 7. – С.40–44.
5. Ахметов Н.З. Повышение эффективности регулирования выработки остаточных запасов из многопластового объекта циклическим заводнением. / Ахметов Н.З. – Автореферат

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СИМУЛЯТОРОВ ПЛАСТА

Р.И. Мухаммед (М.Р. Ислам)¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент Emertec Research and Development Ltd., Канада,

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

NEW GENERATION OF RESERVOIR SIMULATORS

R.I. Muhammad (M.R. Islam)¹, D.G. Yarakhanova²

¹President Emertec Research and Development Ltd., Canada, president@emertec.ca

²Kazan Federal University, Kazan, Russia, dilyara.yar@mail.ru

Аннотация. Любой инженерный проект требует планирования. Это планирование основано либо на дедуктивной, либо на индуктивной логике. В век информации имеется огромный поток данных, доступных с помощью многочисленных инструментов мониторинга. Нефтяная промышленность является доминирующим поставщиком энергии, поэтому симуляторы работы пластов составляют львиную долю вычислительного арсенала современной инженерии с помощью квантовых вычислений. Искусственный интеллект используется на двух этапах: обучение гибкости управляющих уравнений и фильтрация входных данных.

Ключевые слова: нефтяной пласт, неосимулятор, моделирование, квантовые вычисления, искусственный интеллект, программирование, двухшаговый алгоритм.

Annotation. Any engineering project requires planning. This planning is based on either deductive or inductive logic. In the information age, there is a huge flow of data available through numerous monitoring tools. The oil industry is a dominant energy supplier, so reservoir simulators make up the lion's share of the computing arsenal of modern quantum computing engineering. Artificial intelligence is used at two stages: training the flexibility of control equations and filtering input data.

Key words: oil reservoir, neosimulator, modeling, quantum computing, artificial intelligence, programming, two-step algorithm.

Нефтяная промышленность является крупнейшим пользователем компьютеров и высокопроизводительных вычислительных средств. Компьютерные симуляторы используются для контроля и проектирования всех аспектов добычи нефти, от бурения до оптимизации пласта, оборудования и процессов, которые используются для добычи нефти и газа, а также обращения с полученной продукцией. Самым сложным из таких симуляторов является симулятор пласта. Это связано с отсутствием данных из пласта, доступ к которым очень ограничен и мониторинг которых в режиме реального времени весьма затруднителен. Все современные коммерческие компьютерные симуляторы (например, Eclipse, CMG Suite, Tempest MORE, ExcSim, Nexus, FlowSim и другие) в нефтяной промышленности решают набор определяющих уравнений путём линеаризации нелинейных определяющих уравнений, тем самым используя ряд допущений, которые часто нереалистичны [1-2].

Отметим, что традиционные симуляторы пласта страдают от нескольких ограничений и недостатков, таких как:

1. Отсутствие надлежащего представления основных уравнений;
2. Отсутствие средств нелинейной фильтрации данных;
3. Неумение решать нелинейные уравнения;
4. Неспособность предложить несколько решений с вероятностью их появления;
5. Неправильное составление отдельных уравнений баланса массы и энергии.

Эти недостатки адекватно рассмотрены, чтобы очертить структуру наиболее полного резервуара, о котором сообщалось на сегодняшний день.

Наличие детальных данных позволило описать пластовую систему с большой точностью и достоверностью.

Такие данные полезны для разработки индуктивных моделей. Основные уравнения, используемые при моделировании пласта, не разрабатываются с помощью индуктивной логики.

В результате избыток информации не улучшил качество прогнозов с помощью симуляторов пласта. Здесь представлена структура комплексного симулятора пласта, использующего инженерный подход для построения основных уравнений [1-3].

Такое программирование «двухшаговых алгоритмов» является беспрецедентным. Этот новый метод моделирования позволит ввести новые основные уравнения в зависимости от сложности проблемы, показаны преимущества нового метода.

Литература

1. *Abou-Kassem, J.H., Islam, M.R., Farouq-Ali, S.M.*, 2019, Petroleum Reservoir Simulation: The Engineering Approach, 2nd edition, Nov. 1.
2. *Deb, P.K et al.*, 2017, Nonlinearity and solution techniques in reservoir simulation: A review, Journal of Natural Gas Science and Engineering, Volume 46, Pages 845–864.
3. *Ebadi, M. et al*, 2024, Bridging the gap: Connecting pore-scale and continuum-scale simulations for immiscible multiphase flow in porous media, Physics of Fluids 36, 033305.

КОНСТРУКЦИИ И ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕМЕННЫХ ПЕРЕДАЧ В КОНТУРЕ КОНСТРУКТИВНОЙ ЦЕПИ МЕХАНИЗМА ПЕРЕДАЧИ

И.М. Каримова

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку,
irada.kerimova1993@gmail.com.*

CONSTRUCTIONS AND OPTIMAL DESIGN OF BELT TRANSMISSIONS IN THE CONTOUR OF THE STRUCTURAL CHAIN OF THE TRANSMISSION MECHANISM

I.M. Karimova

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, irada.kerimova1993@gmail.com.

Аннотация. Нефтепромысловое оборудование различных характеристик (стационарные устройства и машины) широко применяется в процессах разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Машины и оборудование, используемые при добыче нефти, должны регулярно совершенствоваться и обеспечивать их рациональное использование. Поскольку существует большая потребность в неувеличении энергопотребления, способы использования центробежных и винтовых насосов не нашли широкого применения среди нефтепромыслового оборудования и машин. Более 70% нефти, добываемой 5,5 миллионами скважин в мире, в настоящее время приходится на штанговые скважинные насосы.

Ключевые слова: штанговые скважинные насосы, нефтепромысловое оборудование, машины и агрегаты, механические передачи, передаточный механизм, ременная передача.

Annotation. Oilfield equipment of various characteristics (stationary devices and machines) is widely used in the processes of development and exploitation of oil and gas fields. Machines and equipment used in oil extraction should be regularly improved and their rational use should be ensured. Since there is a great demand for not to increase energy consumption, the methods of using centrifugal and screw pumps have not found wide application among oilfield equipment and machines. More than 70% of the oil produced by 5.5 million wells in the world is currently accounted by rod well pumps.

Key words: rod well pump, oil field equipment, machines and aggregates, mechanical transmissions, transmission mechanism, belt transmission

Известно, что как темпы роста добычи нефти, так и её стабилизация обеспечиваются не только началом разработки новых месторождений нефти и газа, но и более рациональным освоением давно разрабатываемых нефтяных месторождений, а значит, что огромные скважины с низкой добычей, собранные в старых нефтедобывающих районах, невозможны без рациональной эксплуатации фонда. Во многих нефтедобывающих районах мира фонд этих скважин преобладает. Так, например, средний дебит скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами, на суше составляет 0,6 т/сут, а это значит, что практически весь парк штанговых насосных устройств относится к категории малodeбитных скважин, а штанговые насосные устройства, работающие в эти скважины имеют очень низкий показатель КПД. Поэтому особое внимание следует уделить изучению вопросов рационального использования малodeбитных скважин как с целью увеличения добычи нефти, так и с точки зрения повышения низкого уровня технико-экономических показателей эксплуатации. С этой точки зрения целесообразнее определять эффективность новых производств, прежде всего, исходя из их энергоэффективности.

Машины и агрегаты имеют кинематические связи, согласовывающие параметры движения при передаче от электродвигателя к исполнительному механизму, в том числе механическим передачам. В большинстве случаев используются ременные передачи, которые отличаются простой конструкцией и надёжностью. В зависимости от конкретных условий эксплуатации оборудования для обеспечения безопасности, надёжности, долговечности и экономичности следует провести комплексный инженерный анализ проектируемого объекта и выбрать оптимальные характеристики из совокупности предлагаемых решений. Оптимальные параметры конструкции определяются исходя из минимума (максимума) принятого критерия (целевой функции) и выполнения ограничительных условий в вопросе выбора рациональных схем конструкций ременных передач в 1-м контуре. Структурная цепочка передаточного механизма и их оптимизация, проектируется на этой основе.

Ременная передача современных передаточных механизмов получает движение от электродвигателя и обеспечивает передачу на входной вал редуктора. В основном для этой цели используется клиноременная передача. Однако тяговая способность, долговечность ременной передачи, а также ограниченность и нестабильность передаточного числа не в полной мере отвечают требованию оптимальной конструкции передачи станка качалки.

Для удовлетворения этих условий рассмотрена возможность использования плоских, многоклиновых и зубчатых ремней. Зубчатые ремни считаются перспективным видом гибкого соединения благодаря высокой прочности на разрыв, стабильности передаточного числа и высокому КПД. Передачи работают без смазки, устойчивы к воздействию абразивных и агрессивных сред, имеют возможность синхронизировать движение точек входа и выхода, просты в эксплуатации, в связи с чем их применение в трансмиссионных механизмах можно считать основой снижения металлоёмкости.

В отличие от плоских, клиновых и многоклиновых передач, в зубчатоременных передачах движение передаётся не за счёт трения, а за счёт зацепления зубьев ремня и шкива. Зубчатые ремни создают достаточно жёсткую кинематическую связь между приводной и ведомой точками механизма и характеризуются высоким КПД (до 98%). Зубчато-ременные передачи, сочетающие в себе положительные стороны цепной передачи, плоскоременной и клиноременной передачи, достаточно дешёвы, удобны в изготовлении и технологически просты. Шкивы зубчатого ремня могут быть изготовлены из пластических масс или из сплавов лёгких металлов методом литья или штамповки. Применение этого типа гибкой передачи в трансмиссионных механизмах может стать вкладом в создание конкурентоспособных механизмов.

Следует отметить, что гарантированный срок службы клиновых ремней находится в пределах 200–300 часов для условной расчётной длины ремней разных типов по их паспортным данным. Расчётный срок службы не превышает 500–600 рабочих часов. В это время в процессе эксплуатации наблюдается разрыв ремня и его замена на новый, длина которого не соответствует длине остальных ремней, установленных в предыдущей передаче. Это приводит к непропорциональному распределению нагрузки на ремни и их неравномерному износу. Частые перемены в рабочем процессе с целью замены ремней снижают эффективность использования глубинного насосного агрегата. Замена клиновых ремней на многоклиновые распространена в трансмиссиях машин, хотя и может несколько увеличить запас ремня, но не приводит к желаемым результатам. Именно поэтому некоторым компаниям-производителям пришлось освоить выпуск станков качалок, не использующих ременные передачи. Однако такое решение проблемы привело к увеличению передаточного номера редуктора, увеличению массы коробки передач и удорожанию продукции.

Указанные результаты требуют определения потенциальных возможностей зубчато-ременных передач в передаточных механизмах и, как следствие, создания эффективных образцов передаточных механизмов.

Для решения задач производства, применения и эксплуатации надёжных и долговечных машин и оборудования для нефтегазопереработки в соответствии с современными требованиями необходимо бурение, эксплуатация и освоение глубоких нефтяных и газовых скважин.

В настоящее время, хотя падение цен на нефть в мире в некоторой степени снизило спрос на углеводороды, вышеуказанные проблемы всегда актуальны и являются основой будущих исследований.

Существуют разные методы добычи углеводородных ресурсов на суше и в море. Эксперименты показали, что наиболее удобным из этих способов является работа со скважинной штанговой насосной установкой. В настоящее время в качестве наземного оборудования используются машины, работающие механизированным способом. Эти машины представляют собой комплекс, состоящий из наземного и подземного оборудования. Наземное оборудование состоит из 1-го контура, состоящего из электродвигателя, ременной передачи, шестеренчатого редуктора и 2-го контура передаточных механизмов, состоящего из 4-х ступенчатых преобразовательных механизмов.

В современных качалках применяются двухскоростные редукторы и 2–8 шкивно-ременные передачи. Число передач варьируется в пределах 80–90. В это время мощность, необходимая электродвигателю, и частота вращения вала уменьшаются, а также КПД увеличивается.

На современных станках-качалках рекомендуется использовать 3-скоростной редуктор. Эти машины в настоящее время используются в Российской Федерации. Поскольку передаточное число 3-ступенчатого редуктора увеличивается, увеличивается и общее передаточное число трансмиссии. В это время число тактов двигателя уменьшается, а КПД увеличивается.

В результате трансмиссии станка-качалки была изучена как двухзвенная схема – двигатель-редуктор и система редуктор-качалка, в отличие от существующих исследовательских работ. Определены кластеры параметров, определяющих эффективную работу контуров передачи. Исследован баланс мощности входного и выходного частей гибкого элемента ременной передачи в контуре двигатель-редуктор и подтверждена возможность повышения энергетических возможностей передачи. С целью повышения баланса мощности передачи определено многократное увеличение коэффициента трения в механизме углового соединения конических клиновидных ремней.

Литература

1. Каримов З.Х., Мамед-заде О.А., Каримова И.М. Выбор оптимального варианта ременной передачи ткацкого станка // Баку: Новости ВТУ Азербайджана. – 2010. – № 3(67). – С. 26–29.
2. Каримова И.М. Исследование системы передачи с многоклиновыми ремнями // Баку: Научные труды НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии». – 2018. XVIII в. – С. 179–183.
3. Гурбанов Х.Ю., Каримова И.М., Аллахвердиева А.Т. Применение и оптимизация конструкции трехступенчатых редукторов на машине Манджанак // Баку: Научные труды Азербайджанской государственной морской академии. – 2009. – № 1. – С. 72–75.
4. Гурбанов Р.С., Бахшалиев В.И., Каримова И.М. Механические параметры ременной передачи и критерии подобия // Баку: Научные труды Азербайджанской государственной морской академии. – 2015. – № 1. – С. 105–108.
5. Джанахмадов А.Х., Гумбатов Х.Х., Вахидов М.А. [и др.], Устройство скважинного штангового насоса: учебник. – Баку: Чашиоглу. – 1999. – С. 464.

РЕАЛИЗАЦИЯ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА КЕРОГЕНА КАРБОНАТНЫХ И КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТЫХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД В ПРОЦЕССАХ СУБ- И СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ВОДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Г.П. Каюкова¹, З.Р. Насырова², Э.И. Шмелева², Г.Г. Исламова³, А.Н. Михайлова², А.В. Вахин²

¹Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН,
г. Казань, Татарстан, Россия,

²Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета,
г. Казань, Татарстан, Россия,

³Институт нефти, химии и нанотехнологии Казанского национального исследовательского технологического университета, г. Казань, Татарстан, Россия, stasu07@mail.ru

Отличительной особенностью низкопроницаемых плотных пород доманиковых отложений, повсеместно распространённых на территории Волго-Уральского бассейна, является то, что процесс преобразования органического вещества (ОВ) в нефть ещё не завершён. Поэтому в коллекторе наряду с лёгкой нефтью (tight oil), в составе породообразующей части содержится нерастворимое ОВ – кероген, который многими исследователями рассматривается в качестве основного источника нефти и природного газа [1-4]. Химическое строение углеводородных и гетероатомных структурных фрагментов керогена зависит от условий формирования осадка и состава исходного ОВ. В последние годы химический состав керогена активно изучают с использованием различных химических, физических и спектральных методов [4-6]. В одной из последних работ [7] с помощью электронной томографии показано, что керогены отличаются наноструктурой. У молодых керогенов более крупные поры, между которыми отсутствуют какие-либо связи, у зрелых керогенов – более мелкие поры, связанные между собой сетью малопроницаемых каналов. Поэтому для добычи нефти из керогенсодержащих пород необходимы специальные технологии, включающие бурение горизонтальных скважин, проведение гидроразрыва разрабатываемых пластов, а также применения тепловых методов [1-3]. Одним из перспективных направлений эффективной разработки плотных низкопроницаемых пород доманиковых и сланцевых отложений, представляется применение элюэнтных технологий и рациональное использование энергии закачиваемых в пласт суб- (СБВ) и сверхкритических (СКВ) водных флюидов [3, 7].

Цель исследования – сравнительный анализ вещественного состава керогенсодержащих доманиковых пород разных литологических типов в процессах реализации их генерационного потенциала в сланцевую нефть при разных температурах в суб- и сверхкритических водных системах.

Объектом исследования служили образцы пород из различных литологических зон накопления ОВ на территории Татарстана, а также продукты их преобразования в среде СБВ и СКВ. Образец 1 ($C_{\text{орг}} 7,07\%$) отобран с глубины 1720 м из карбонатно-кремнисто-глинистых отложений семилукского (доманикового) горизонта Чишминской площади, расположенной в северной части Ромашкинского месторождения. Образец 2 ($C_{\text{орг}} 0,33\%$) отобран из карбонатной породы с глубины 1719 м франско-фаменских отложений верхнедевонской системы Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения, расположенного в юго-восточной части территории Татарстана [3, 6].

Серия лабораторных автоклавных экспериментов в СБВ и СКВ проведена при температурах 320, 374 и 420°C и давлениях от 17 до 24.6 МПа. Основным породообразующим минералом образца 1 из карбонатно-кремнистых-глинистых отложений является кварц SiO_2 (43%), поровое пространство вокруг кристаллов которого заполнено кальцитом (19%) с включениями кристаллов доломита (6%). Значительная часть породы приходится на группу силикатов: микроклин – полевошпат (19%) и слюда – алюмосиликат слоистого строения (12%). Образец 2 карбонатной породы, в основном, представлен кристаллами микрозернистого кальцита (89%), 10% приходится на доломит и 1% – на кварц.

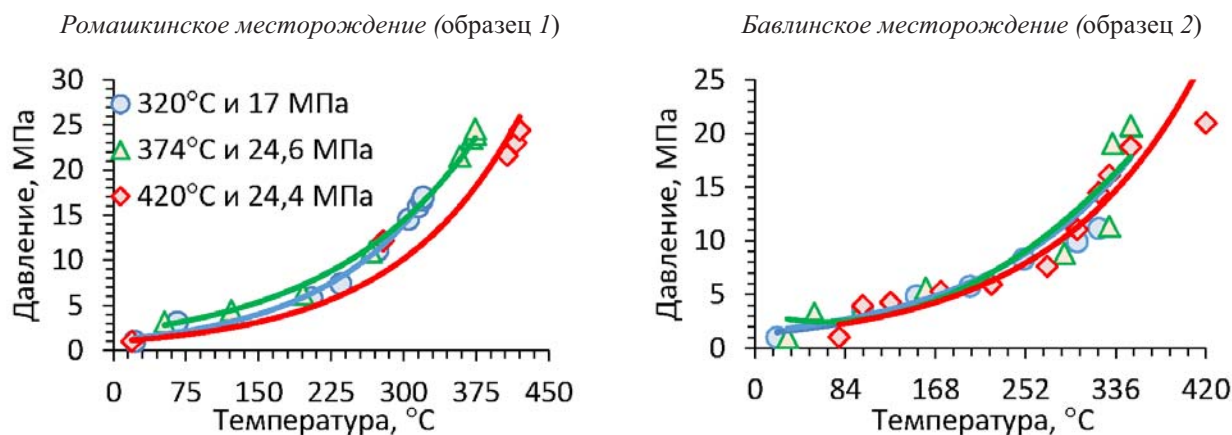


Рис. 1. Термодинамические кривые автоклавных экспериментов

Фотографии, полученные методом СЭМ, показывают существенные различия в морфологии поверхности и поровом пространстве исследованных образцов пород после воздействия СБВ и СКВ (рис. 2). Порода после обработки в СБВ при 320°C приобретает несколько иную окраску, но сохраняет свою первичную структуру. Наиболее заметны микроструктурные изменения минерального состава пород по мере увеличения температуры водной среды от 374 до 420°C.

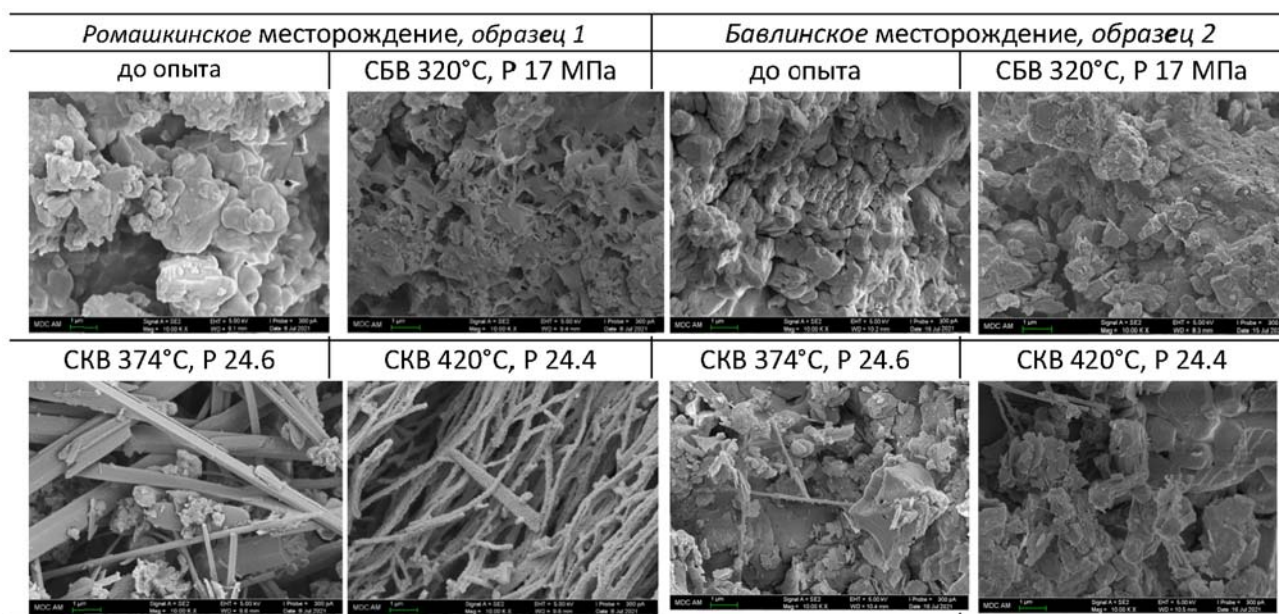


Рис. 2. Фото СЭМ образцов пород из карбонатно-кремнистых отложений Чишминской площади Ромашкинского (образец 1) и карбонатных отложений Западно-Коробковской площади Бавлинского (образец 2) месторождений при увеличении в 10 000 раз

Преобразование карбонатных пород происходит иначе, чем терригенных и глинистых [13-15]. Существенные изменения пустотного пространства карбонатных пород происходят на стадиях диа-, ката- и гипергенеза, вследствие протекания процессов уплотнения и цементации, перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания, кальцитизации и сульфатизации, трещинообразования. В работе [3] показано, что после гидротермальной обработки карбонатной породы в восстановительной среде при температуре 360°C в ней присутствуют кристаллы доломита и перекристаллизованного кальцита, образуются корродированные поры, способствующие нефтеизвлечению. Эти изменения имеют место и в карбонатном образце породы 2. При температурах 374 и 420°C в результате растворения в СКВ порода теряет свою первичную структуру и карбонатный материал, по-видимому, вновь кристаллизуется, что приводит к укрупнению размеров кристаллов и к формированию более крупных межкристаллических пор и, соответственно, поровых каналов, появляется сеть сообщающихся пор и в отдельных участках можно идентифицировать микротрещины.

Выделенные из пород разных типов керогены (табл. 1) представляют собой высокоуглеродистые вещества примерно с равным содержанием углерода и водорода. Отношение $N/C_{ат}$ в образце 1 составляет 0.91, а в образце 2 – 1.05. С увеличением температуры и давления, в отличие от пород, значения $N/C_{ат}$ снижаются, структура керогенов становится более карбонизированной. В керогенах концентрируется значительная часть серы и азота. Более

высокое содержание азота и серы в керогене из карбонатной породы (образец 2), по сравнению с образцом 1 (2.03 против 1.93 и 24.26 против 11.97%, соответственно). В керогенах в значительных количествах присутствует пирит, в керогене из карбонатно-кремнисто-глинистая породы на пирит приходится 20%, среди других минералов присутствуют ферригидрит, марказит и оксид железа [3].

Таблица 1

Характеристика керогенов, выделенных из доманиковых пород до и после их обработки в среде СБВ и СКВ

Объект	Элементный состав, % мас.					Параметры Rock-Eval анализа*					
	C _{орг}	H/C _{ат}	N	S	O	T _{max}	S ₁	S ₂	GP	PI	HI
1. Чишминская площадь Ромашкинского месторождения (1720 м), образец 1											
<i>Карбонатно-кремнисто-глинистая порода</i>											
Исх.	55.69	0.91	1.93	11.97	5.67	431	0.33	159.38	159.71	0	286.19
320°C	59.77	0.81	2.05	11.10	6.07	434	0.09	134.87	134.96	0	225.65
374°C	66.89	0.67	2.33	5.87	6.86	436	0.33	12.26	12.59	0.03	18.33
420°C	70.67	0.42	2.73	3.24	10.84	429	1.01	1.06	2.07	0.49	1.50
Западно-Коробковская площадь Бавлинского месторождения (1719 м), образец 2											
<i>Карбонатная порода</i>											
Исх.	57.13	1.05	2.03	24.26	5.45	427	25.65	72.07	97.72	0.26	126.15
320°C	62.29	0.90	2.56	18.73	5.74	435	4.37	38.86	43.23	0.10	62.39
374°C	70.74	0.78	2.80	9.50	6.42	411	3.26	1.29	4.55	0.72	1.82
420°C	75.84	0.48	2.89	4.94	7.54	430	0.61	1.11	1.72	0.35	1.46

* *Параметры:* S₁ – количество свободных УВ в породе, мг УВ/г породы; S₂ – количество УВ, образующихся в ходе деструкции керогена, мг УВ/г породы; T_{max} – температура, при которой отмечается максимальный выход УВ; GP = S₁+S₂ – нефтегенерационный потенциал породы, мг УВ/г породы; PI = S₁/(S₁+S₂) – индекс продуктивности, мг УВ/г породы; HI = S₂/C_{орг} · 100% – водородный индекс, мг УВ/г C_{орг}.

По мере повышения температуры СКВ до 420°C, в керогенах содержание серы снижается: в образце 1 с 11.97 до 3.24%, а в образце 2 с 24.26 до 4.94%. Особенно заметно это снижение в керогене карбонатной породы в СБВ при 320°C, подтверждая наличие в его структуре термически малоустойчивых серосодержащих связей. После обработки пород в СКВ содержание азота и кислорода в керогенах увеличивается. По данным табл. 1, из-за низкого содержания свободных углеводородов в керогене образца 1 (S₁ 0.33 мг УВ/г породы) его высокий генерационный потенциал определяется значением S₂ (159.38 против 72.07, мг УВ/г породы). В керогене карбонатной породы, в отличие от образца 1, в значительных количествах присутствуют свободные углеводороды (S₁ 25.65 против 0.33 мг УВ/г породы). СКВ приводит к снижению генерационного потенциала керогенов, их водородного индекса и возрастанию индекса продуктивности.

Выявлена общая закономерность: чем выше температура и давление автоклавных экспериментов, тем интенсивнее газообразование. Однако, образование углеводородных (CH₄, C₂H₆, C₃H₈, i-C₄H₁₀) и неорганических (H₂, O₂, N₂, CO, CO₂) газов приводит к снижению выхода сланцевой нефти из пород по мере увеличения температуры автоклавных экспериментов (табл. 2). Максимальный выход нефти (3.98%) из доманиковой породы Ромашкинского месторождения (образец 1) наблюдается после её обработки в СБВ при 320°C. В СКВ при 374°C выход нефти снижается до 3.03%, а при более высокой температуре 420°C – до 0.91%. Аналогичная закономерность прослеживается и с карбонатной породой Бавлинского месторождения (образец 2).

Таблица 2

Выход газа и сланцевой нефти из образцов пород до и после экспериментов

Выход, мас. %	Ромашкинское месторождение, образец 1				Бавлинское месторождение, образец 2			
	Исходный	320°C	374°C	420°C	Исходный	320°C	374°C	420°C
Газ	0	2.26	2.65	3.14	0	0.01	0.42	0.55
Нефть	3.12	3.98	3.03	0.91	0.22	0.23	0.16	0.04

Образующиеся газы, растворяясь в водной среде и углеводородах, могут снижать вязкость и плотность тяжёлой нефти, а также способствуют расширению пустотного пространства в низкопроницаемых породах и, следовательно, более полному извлечению из них углеводородов (УВ). Реакционная среда СБВ при 320°C более полно извлекает из породы свободные УВ, а также высокомолекулярные асфальтеновые соединения и твердые n-алканы, содержание которых в экстрактах из пород увеличивается вследствие разрыва их связей с породой. Процессы деструкции керогена и высокомолекулярных гетероатомных соединений, интенсивно протекающие при 374°C, приводят к увеличению в составе нефти из доманиковых отложений Ромашкинского месторождения содержания насыщенных УВ с 14.81 до 33.91% и снижению содержания ароматических УВ с 19.17 до 14.33%, смол – с 37.00 до

13.49% и асфальтенов – с 29.02 до 23.78%. При 420°C наблюдается дальнейшее снижение содержания асфальтенов, по сравнению с исходной породой, почти в 4 раза, до 7.34% и увеличение содержания насыщенных УВ до 36.16%, увеличивается и содержание ароматических соединений до 32.56%. Образование твёрдой высокоуглеродистой фазы (типа карбенов/карбоидов) в количестве 14.45% при 374°C свидетельствует о протекании процессов деструкции фрагментов керогена с отрывом алкильных заместителей с образованием не только УВ, но и продуктов уплотнения – начальной стадии образования кокса [11, 12].

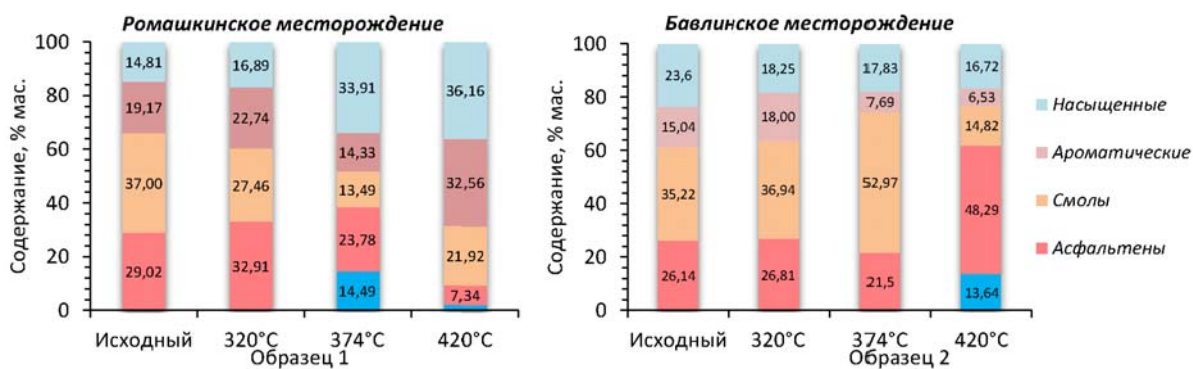


Рис. 3. Групповой состав извлекаемых из пород фракций сланцевой нефти до и после автоклавных экспериментов

Несколько иной характер деструкции битуминозных компонентов и керогена в карбонатной породе Бавлинского месторождения. В среде СКВ при 374°C в составе извлекаемой из породы сланцевой нефти увеличивается содержание смол с 35.22 до 52.97%, а при 420°C – содержание асфальтенов с 26.14 до 48.29%. Образование карбенов/карбоидов в количестве 13.64% происходит лишь при самой высокой температуре эксперимента – 420°C.

Таким образом, установлено, что в процессах преобразования высокоуглеродистой карбонатно-кремнистоглинистой породы из семилукского (доманикового) горизонта Чишминской площади Ромашкинского месторождения в СБВ при 320°C происходит частичная деструкция керогена с отрывом алкильных заместителей, в основном, по серосодержащим связям, а также более эффективное извлечение из пород высокомолекулярных n-алканов и асфальтенов, что приводит к максимальному выходу сланцевой нефти при данной температуре, по сравнению с исходной породой и более высокотемпературными экспериментами. В среде СКВ при 374 и 420°C более интенсивно протекают процессы деструкции смолисто-асфальтеновых веществ и керогенов пород. В керогенах снижается содержание водорода, общей серы и увеличивается содержание углерода, азота и кислорода, их структура становится более карбонизированной, что приводит к увеличению более чем в 2 раза доли лёгких насыщенных и ароматических фракций в составе сланцевой нефти. По мере увеличения температуры СКВ выход нефти снижается, увеличивается содержание нерастворимых карбенов/карбоидов, а также выход углеводородных и неорганических газов. В карбонатной породе из низкоуглеродистых франско-фаменских отложений верхнего девона Бавлинского месторождения в аналогичных условиях СБВ при 320°C, практически наблюдается полная деструкция керогена с максимальным выходом нефти. С увеличением температуры до 374°C увеличивается доля смол более чем в 1,5 раза, а при 420°C, более чем в 2.2 раза – асфальтенов. Начальная стадия образования карбенов/карбоидов смещается с 374°C в более высокотемпературную область – 420°C. В отличие от высокоуглеродистой доманиковой породы, заметное снижение серы в керогене карбонатной породы при 320°C, подтверждает наличие в его структуре термически малоустойчивых серосодержащих связей, обуславливающих более низкую его термическую стабильность, а в сочетании с разным содержанием ОВ в исследованных породах, то, следовательно, и разный их генерационный потенциал.

* Работа Насыровой З.Р., Шмелевой Э.И., Михайловой А.Н. и Вахина А.В. 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». Работа Каюковой Г.П. выполнена в рамках государственного задания Института органической и физической химии им. Арбузова ФНЦ «Казанский научный центр» РАН.

Литература

1. Хисамов Р.С. Стратегия разработки месторождений на поздней стадии, перспективы добычи углеводородных ресурсов из нетрадиционных источников углеводородов в Республике Татарстан // Бурение и нефть. – 2015. – № 1. – С. 40–44.
2. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. О сланцевой нефти Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 12–15.
3. Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Насырова С.Р., Вахин А.В. Гидротермальные преобразования органического вещества доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть. – М.: ГЕОС, 2022. – 328 с.

4. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – 254 с.
5. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shanina S.N., Makarova E.S. Generation of hydrocarbons and hetero compounds by sulfur-rich oil shale in hydrous pyrolysis // *Petroleum Chemistry*. 2004. Vol. 44. No 6. P. 416–425.
6. Nasyrova Z.R., Kayukova G.P., Shunina E.N., Islamova G.G., Batalin G.A., Morozova E.V., Vakhin A.V., Nurgaliev D.K. Thermal decomposition of kerogen in high-carbon Domanic rock of the Romashkino oilfield in Sub- and Supercritical water // *Energy & Fuel*. 2022. Vol. 36. No 7. P. 3549–3562. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c04415.
7. Berthonneau J., Obliger A., Valdenaire P.-L., Grauby O., Ferry D., Chaudanson D., Levitz P., Kim J. J., Ulm F.-J., and Pellenq R. J.-M. Mesoscale structure, mechanics, and transport properties of source rocks' organic pore networks // *PNAS*. November 15, 2018. Vol. 115. No. 49. P. 12365–12370 <https://doi.org/10.1073/pnas.1808402115>.
8. Yan T., Xu J., Wang L., Liu Y., Yang C., Fang T. A review of upgrading heavy oils with supercritical fluids // *RSC Advances*. 2015. V. 5. P. 75129–75140. DOI: 10.1039/c5ra08299d.

О СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАНИЦАХ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЫ ПО ДАННЫМ МОГТ (В РАЙОНЕ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ)

А.М. Кузин

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, amkouzin@ya.ru

ON THE SEISMIC BOUNDARIES OF THE CONSOLIDATED CRUST ACCORDING TO CDP DATA (IN THE REGION OF ROMASHKINSKIY OIL DEPOSIT)

A.M. Kouzin

Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), Moscow, Russia, amkouzin@ya.ru

Аннотация. В статье описана методика построения схемы отражающих границ в консолидированной коре в районе Ромашкинского месторождения нефти. Перечислены особенности сейсмических границ, фиксируемых в консолидированной коре. Сделаны рекомендации по совершенствованию методики региональных наблюдений МОГТ.

Ключевые слова: отражение, отражающая граница, консолидированная кора, месторождение, нефть, разрывные нарушения, сейсмический метод.

Annotation. The article describes the construction procedure of a scheme of reflecting boundary in consolidated crust in the region of Romashkinskiy oil deposit. Special aspects of seismic boundaries fixed in the consolidated crust which are listed. Recommendations on development of methodology of regional observations by MOGT are made.

Key words: reflection, reflecting boundary, consolidated crust, deposit, oil, faults, seismic method.

Геологическое строение осадочного чехла Южно-Татарского свода и его обрамление детально изучены сейсмическими методами, а геологическое строение верхней части кристаллического фундамента хорошо исследовано глубоким бурением. Однако глубины свыше 1,5–2,0 км остаются в основном малоизученными, как и все территории, перекрытые осадочным чехлом при достаточно густой сети сейсмических профилей. Одной из причин, по мнению автора, является методика обработки и интерпретации, не учитывающие изменение сейсмических свойств. В слоистой среде по отражающим свойствам и доминируют границы перерывов осадконакопления, деформирование происходит в основном по вертикали. Границы в консолидированной коре по сравнению с границами осадочного чехла сейсмически менее контрастны.

К факторам влияющих на сейсмические границы в консолидированной коре можно отнести: физико-химические свойства воды, фазовый состав флюида, реологию разрушения пород, образование наклонных и листрических разрывных нарушений.

О свойствах флюида. В горных породах могут реализоваться два типа влияния влаги на понижение прочности [16]. В первом случае оно связано с трещинно-пористым пространством, в котором внедрение жидкости создаёт концентраторы напряжений. Во втором – является универсальным, всегда присутствующим в горных породах – это воздействие на межзеренные границы. Установлено, что действие активных сред на поликристаллы любой химической природы сопровождается переходом к разрушению их кристаллической решётки [14]. Если поверхностная энергия может снизиться до порогового уровня, то границы зерен начнут раскрываться самопроизвольно, без приложенного напряжения. При определённом уровне поверхностной энергии, обеспечивающем образование и термодинамическую устойчивость связанной сети жидких межзеренных прослоек, по ним может реализоваться массоперенос вещества твёрдой матрицы.

Следовательно: 1 – вода и газ вне экстремальных условий образуют вместе с твёрдой фазой устойчивое многофазное образование, которое способно накапливать и передавать упругую энергию; 2 – с ростом температуры и давления влияние флюида на сейсмические свойства в целом не должны уменьшаться; 3 – преимущественно

кислый состав верхней части консолидированной коры предопределяет возможность фильтрации воды и газа в зонах разрывных нарушений.

Наклонные и листрические разрывные нарушения (отражающие границы) идентифицируют современную тектоническую активность. Обобщение результатов экспериментальных и теоретических исследований, а также данных полевых геолого-геофизических наблюдений дало основание считать зоны милонитизации в качестве основной транспортной сети флюидных потоков из верхней мантии и нижней части земной коры [15]. Главная роль зонам милонитизации как канала послышной миграции мантийных флюидов отводится в работах Ф.А. Летникова, посвящённым петрологии тектонитов. В зонах бластомилонитов вдоль плоскостей расщепления обеспечивается универсальный и интенсивный массоперенос флюидных, петрогенных, рудных компонентов и углеводородов [10, 11]. Милониты в зонах разрывных нарушений представлены обычно прослоями ультрамелкозернистых пород с проявлениями рекристаллизации и флюидизации. Можно предполагать, что отражающие границы в нижней части коры и верхней мантии (например, секущие поверхность Мохоровичича) в зонах милонитизации содержат воду, которая увеличивает контрастность отражений.

Для геологической среды разрывные нарушения и флюид образуют присущий только геологической среде парагенезис. По своей природе разрывные нарушения гетерогенны (по структуре и составу слагающих их пород, по флюидо- и энергонасыщенности). Анализ картины разрывной тектоники по сейсмическим данным в нефтегазоносных и рудоносных районах даёт основание к рассмотрению такой функции разрывных нарушений, как фокусирование и рассеяние вещества и энергии флюидного.

По данным сейсмических наблюдений во многих случаях нефтяные и рудные месторождения находятся в обрамлении наклонных и листрических разломов – отражающих границ. Подобная форма разрывной тектоники наблюдается на глубинных сейсмических разрезах на месторождениях углеводородов Ромашкинском, Карачаганакском, на рудных месторождениях Южного Урала, Северного Казахстана [8].

Экранирующая роль разрывных нарушений неоднократно отмечалась во многих работах по изучению месторождений углеводородов и руд. Представленная ниже сейсмическая модель глубинного строения Ромашкинского месторождения создавалась, учитывая перечисленные особенности отражённых волн в консолидированной коре и необходимость наличия объективной картины распределения отражающих границ в пространстве.

Влияние флюида на параметры и характеристики сейсмического поля

Результаты экспериментов по изменению упруго-деформационных свойств осадочных и кристаллических пород при различном содержании воды, приведённые в книге [2] показали следующее. В насыщенных образцах осадочных пород значения V_p/V_s (V_p – скорость продольной волны, V_s – скорость поперечной волны) сначала уменьшаются, затем возрастают или остаются постоянными. Для отдельных образцов пород наблюдаются отклонения. Общей тенденцией при насыщении для V_s является её неизменность или уменьшение, V_p может, как увеличиваться, так и уменьшаться. Уменьшение V_s при насыщении всегда больше, чем V_p .

Влияние давления на скорость при водонасыщении всегда выше, чем в сухих образцах или остаётся в пределах ошибки измерения. В кристаллических породах влияние водонасыщения на зависимости скоростей от давления качественно одинаково: величины dV_s/dp и dV_p/dp при каждом данном давлении (p) всегда меньше в водонасыщенных. С позиции интерпретации данных отражённых волн это означает, что водонасыщенная среда становится менее рассеивающей.

Уменьшение рассеивающих свойств горных пород при водонасыщении подтверждается результатами лабораторных экспериментов по исследованию влияния жидкости на рассеивающие свойства шероховатой границы [13]. При смачивании маслом гофрированного контакта двух пластин резко снижается рассеяние, потери упругой энергии на контакте резко уменьшаются. Этим можно объяснить появление зон «рефлексивности» в нижней части консолидированной коры.

Сейсмическая модель разрывных нарушений в методе отражённых волн. Регистрируемые в консолидированной коре отражения по методу отражённых волн формируются границами значительного разуплотнения и/или в результате интерференционного сложения колебаний от пачки тонких слоёв. В конце 60-х годов прошлого века В.П. Номоконовым была предложена сейсмическая модель разрывного нарушения, как тонкослоистого пласта пониженной скорости волны. В целом, в силу своей природы, разрывные нарушения представляют собой тонкослоистые неоднородные по упругим свойствам и структуре пласты с шероховатыми контактами с вмещающей средой и зональным распределением упругих свойств. Интенсивные отражения, выделяемые по Р-волнам в породах кристаллического фундамента, соответствуют разрывным нарушениям, которые, независимо от петрографического состава контактирующих пород, представлены зонами дробления, интенсивного выщелачивания и сильной трещиноватости. Коэффициенты отражения для разрывных нарушений, полученные по глубоким и сверхглубоким скважинам, лежат в интервале значений 0,4–0,6, что соответствует сильным отражающим границам.

Впервые на временных разрезах МОГТ наклонные отражения от наклонных и листрических разрывных нарушений по данным МОВ были выделены Н.Е. Галдиным в начале 60-х годов. Помимо наклонных отражений на временных разрезах широко представлены горизонтальные и субгоризонтальные отражения. Образование горизонтальных границ может быть связано со следующими причинами: 1 – воздействием тектонических волн, их интерференцией; 2 – реологией разрушения горных пород; 3 – колебаниями флюидного режима земной коры, в первую очередь, вызванного вертикальными движениями земной коры.

Формирование горизонтального или субгоризонтального отражения, кроме геологических причин может быть связано с ориентацией профиля вдоль простирания отражающей наклонной поверхности (вплоть до вертикальной), что достаточно часто встречается на практике.

Преломление на границе фундамент-чехол других резких границ осадочного чехла ведёт к уменьшению интенсивности отражённой волны от наклонного контакта [1], что помимо удаления от источника колебаний способствует фильтрации отражённых волн по амплитуде. Кроме того, верхняя часть разреза является поляризационным фильтром, даже при мощности осадков в десятки метров может почти до нуля уменьшить амплитуду волны.

Детализация сейсмической модели внутреннего строения разрывного нарушения была разработана в инженерной сейсморазведке [9]. По мере удаления от разлома или мощной трещины наблюдается закономерное увеличение межтрещинного расстояния, которое не зависит от источника возмущения, типа породы и структурно-тектонических условий. При удалении от магистральной крупной трещины V_p (скорость продольной волны) определяется зависимостью: $V_p = a_1 \exp b_1 S$, где a_1 – скорость в элементарном блоке вблизи зоны дробления; b_1 – быстрота возрастания скорости удаления от разлома; S – удаление от разлома. На основании этой закономерности было предложено определять зону влияния тектонического напряжения как интервал, на котором выполняется экспоненциальная зависимость расстояния между трещинами [9]. Эта зависимость не противоречит результатам моделирования, полученным на основе модели, составленной по данным акустического, плотностного каротажа, ВСП [6]. Было установлено, что большинство отражений формируется пачкой тонких слоёв с количеством пропластков более 15, только в редких случаях интенсивные отражения формируются от толстых слоёв при изменении скорости не менее, чем на 1 км/с и плотности на 0,1–0,2 г/см³. При этом наибольшим коэффициентом отражения обладает модель с экспоненциальным изменением скорости и плотности, соответствующая результатам, полученным из полевых измерений в работе [9].

Прерывистый характер корреляции отражённых волн. Отражающие границы могут быть гетерогенными по структуре и упругим свойствам. Помимо этого они могут обладать разной по величине шероховатостью. Шероховатые отражающие границы будут характеризоваться прерывистой корреляцией на временном разрезе МОВ. В общем случае, чем больше будет отличаться угол падения волны на границу от нормали, тем «зеркальнее» будет отражение на временном разрезе.

Другим существенным моментом при интерпретации данных МОГТ является неоднозначность определения истинного положения отражающей границы только по одному профилю в случае, если геологический разрез характеризуется негоризонтальным залеганием отражающих границ. Причём, неоднозначность определения элементов залегания нередко сохраняется и при построении отражающей границы по двум пересекающимся профилям, в случае неуверенной идентификации волны на встречном профиле.

В первую очередь, как уже отмечалось выше, это связано с неоднородностью и анизотропией упругих свойств разрывных нарушений и её проявления во внутреннем строении и на границе с вмещающей средой. Сейсмической моделью для неё является модель гофрированной границы. От такой границы при различном угле падения волны будет формировать зеркальная отраженная (большой угол падения) и/или рассеянная отраженная волна (при углах падения близких к нормали).

Перечисленные факторы приводят к тому, что фазовая корреляция отраженной волны от таких границ невозможна, поэтому, как правило, используется групповая корреляция отражений. Групповая корреляция отражений вызвана не только гетерогенностью упругих свойств в зонах разрывных нарушений, но и нелинейностью самой геологической среды. При ультразвуковом моделировании в среде с одной системой трещин [12] было замечено, что с увеличением базы измерения значения скорости уменьшаются. Аналогичная закономерность уменьшения V_p исследовалась при изучении нелинейных эффектов в рамках перколяционной теории [18]. Скорость волны V_p измерялась в пачке пластин оргстекла размером 100 x 100 мм при фиксированном давлении. Когда число пластин ($50 < n$) уменьшалось, значения V_p увеличивались, при увеличении числа пластин, V_p – уменьшались, а при $n = 30$ V_p становилась постоянной. Объяснение этого эффекта заключается в том, что с ростом числа пластин на пути волны встречается все большее количество «рыхлых» контактов, а начиная с $n = 30$ исчезает сквозной путь из «плотных контактов» и остаётся только сквозной путь из «рыхлых» контактов. Проявление этого нелинейного эффекта в распространении упругих волн может служить объяснением появления мерцающих сейсмических границ при незначительных изменениях напряженного состояния массива пород (мерцающими границами называют также границы, которые меняют угол простирания вдоль линии наблюдения [3]).

Методика построения отражающих границ в консолидированной коре в пределах Южно-Татарского свода (Ромашкинское месторождение и его обрамление). Для получения достоверной картины пространственного положения отражающей границы необходима непрерывная корреляция отраженной волны, желательно по трём взаимно пересекающимся между собой профилям, образующим замкнутый полигон. В целом интерпретация данных сейсмических наблюдений по консолидированной коре отличается от интерпретации принятой в нефтяной сейсморазведке. Первое, самое существенное отличие – это то, что построение глубинных разрезов сейсмических границ возможно только по системе пересекающихся профилей. Второе отличие заключается в использовании, в основном, групповой корреляции отражений, поскольку преобладающий тип отражающих границ – это тектонические границы, как правило, разрывные нарушения. Третье отличие состоит в том, что корреляция отражений должна проводиться по комплексу процедур обработки, в первую очередь, набора полосовых фильтров.

Перечисленные отличия, по сути, являются основными методическими положениями при интерпретации данных МОВ-МОГТ в рудных районах.

Выбор района для построения схемы был продиктован наличием сети региональных профилей МОГТ, с длительностью регистрации более 10 с и хорошим качеством временных разрезов, а также имеющимися на этой территории профилями ГСЗ. Данные ГСЗ были необходимы для задания обобщенной скоростной модели, согласования схемы отражающих границ с глубинной моделью ГСЗ.

Глубинные построения отражающих границ выполнялись с одним осреднённым графиком скорости $V(T_0/2)$, взятым на интервале пикетов 2350–2450 геотраверса «Гранит», соответствующих центральной части Ромашкинского месторождения [4]. Выбор отражений и корреляция осуществлялись по временным разрезам, полученным на различных полосовых фильтрациях и различных удалениях. Выбирались наиболее протяжённые и интенсивные отражения. Базовым временным разрезом служил разрез по геотраверсу «ТАТСЕЙС». Сводные временные разрезы использовались для межпрофильной корреляции и построения предварительных глубинных разрезов. Предварительные глубинные разрезы позволили получить общее представление о параметрах залегания основных структур и сопоставить их с результатами ранее выполненной интерпретации гравитационного поля вдоль геотраверса Гранит [5].

Далее в точках пересечения профилей выбирались отражения, для которых значения времени отражения (T_0) с большей вероятностью подходили к одной и той же волне, затем эти отражения прослеживались по замкнутому контуру, образованному пересекающимися профилями. Корреляция отражений велась с двух сторон по каждому профилю в замкнутом контуре. Кроме того, были построены границы уверенно, прослеживаемые на значительных интервалах двух пересекающихся профилей, сопоставимых с длиной используемого для корреляции всей протяжённости фрагмента профиля.

Построение глубинных границ выполнялось по методике, изложенной в учебнике по сейсморазведке [7].

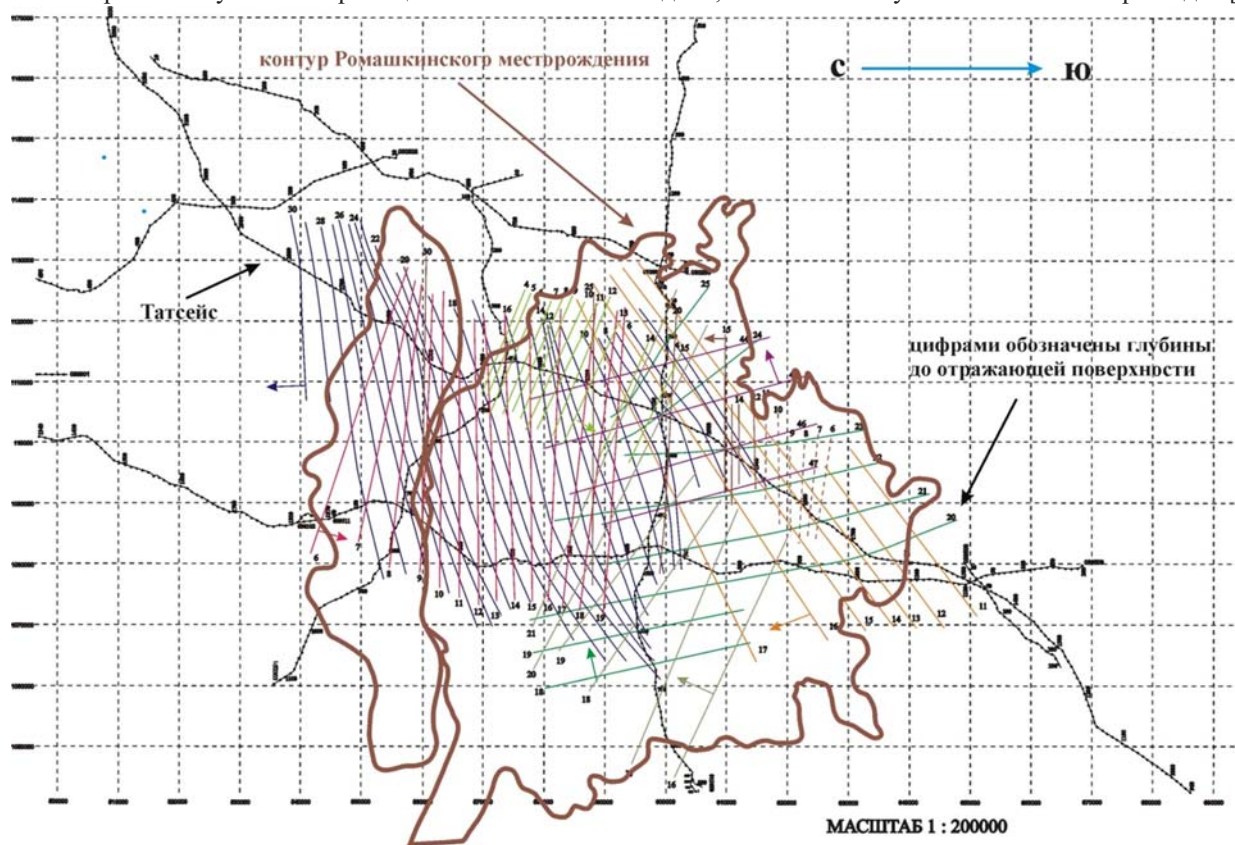


Рис. 1. Схема отражающих поверхностей в консолидированной коре Южно-Татарского свода в районе Ромашкинского месторождения нефти, построенная по данным региональных профилей МОГТ (Татнефтегеофизика), совмещённая с контуром Ромашкинского месторождения нефти

Впервые для консолидированной коры, залегающей под толщей осадочных пород, по данным региональных наблюдений МОГТ была построена схема пространственного расположения отражающих границ (рис. 1). Для отражающих границ истинные углы падения и простираения в отдельных случаях изменились на 90 градусов по сравнению с кажущимися углами падения. В частности, отражающие границы (А) и (Б) на сейсмическом разрезе (рис. 2) образуют пласт с почти параллельными границами, тогда как на схеме это две поверхности, углы падения которых различаются на 90 градусов (рис. 1). Этот пример ещё раз доказывает, что нельзя делать выводы о глубинном строении без знания истинных элементов залегания отражающих границ.

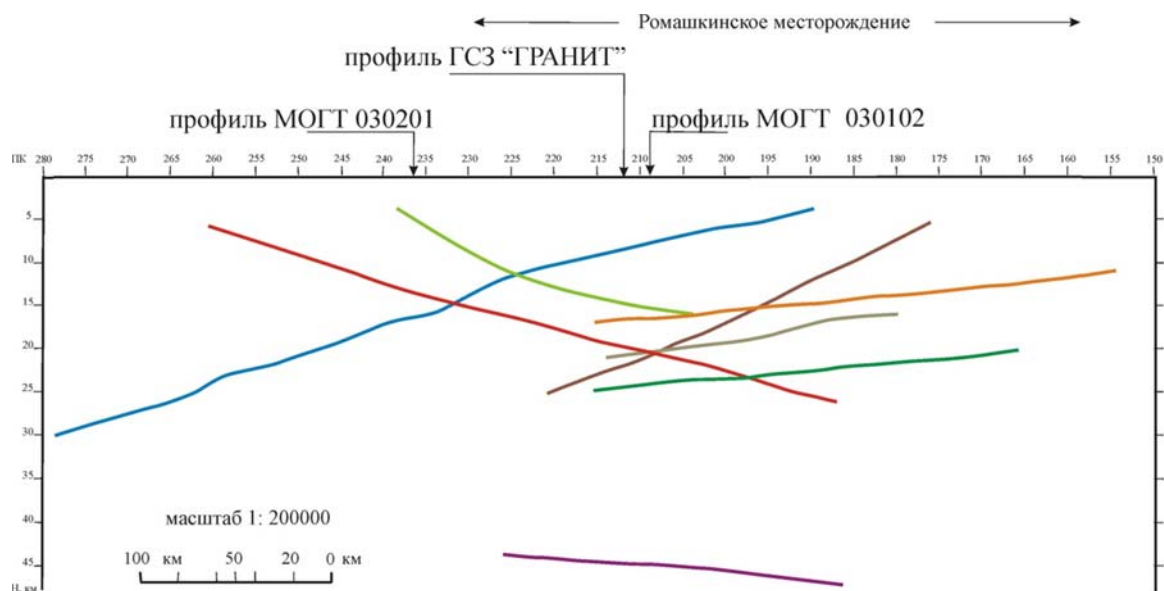


Рис. 2. Глубинный разрез по геотраверсу Татсейс, построенный на основе схемы отражающих поверхностей консолидированной коры

Анализ пространственного расположения отражающих поверхностей показывает, что они обтекают фрагмент консолидированной коры, на котором находится Ромашкинское месторождение. Это означает, что наиболее крупные разрывные нарушения – отражающие границы, выходят за контур Ромашкинского месторождения.

В результате построений оказалось, что количество построенных отражающих границ только 8 (рис. 1), что в сопоставлении со всеми прокоррелированными отражениями на временных разрезах приводит к выводу о необходимости проектирования в 2–3 раза более плотной сети профилей на предполагаемых участках детализации и в масштабах превышающих интересующий объект 2–3 раза для опорных сейсмических профилей.

Краткие рекомендации по методике полевых наблюдений, обработке и интерпретации данных региональных исследований МОГТ. Система полевых наблюдений не должна быть фланговой. Желательно, чтобы длина годографа и кратность прослеживания превосходила приблизительно в 1,5 раза, расчётные значения по априорной модели. Отдельный региональный профиль не может однозначно решать задачи по изучению глубинного строения. Сеть взаимно пересекающихся профилей проектируется, исходя из оценки средней протяжённости отражающего элемента и глубин исследований, поэтому необходима этапность проведения полевых работ для обоснованного выбора точек пересечения в сети профилей.

В графе обработки сейсмических данных необходимо учитывать сложную природу отражающих границ, поэтому граф должен иметь две составляющие поля отражённых волн, зеркальную и рассеянную. В отчётных материалах, как и отчётах по исследованиям в осадочных бассейнах, как правило, представляется один глубинный и один временной мигрированный разрез, что для волнового поля консолидированной коры недостаточно. Как минимум нужны временные разрезы (в электронном виде), полученные на двух-трех полосовых фильтрациях.

Для проведения глубинных региональных исследований по МОГТ необходима подготовка специалистов отличная от подготовки для работы в сейсморазведке осадочных бассейнов. В настоящее время таких специалистов практически нет. Решением этой проблемы могли бы послужить сейсмические полигоны на рудных месторождениях. На таких полигонах отработывались бы вопросы методики полевых наблюдений, их обработки и интерпретации, осуществлялась подготовка специалистов.

Значительным геологическим результатом построения структурной схемы отражающих границ явилось подтверждение отсутствия выхода отражающих границ под Ромашкинское месторождение. Согласно методике интерпретации данных это означает некорректность гипотетического продолжения отражающей границы по востоку. Другими словами, в случае прохождения сейсмического профиля неортогонально к простиранию отражающей поверхности, точки пересечения с линией проекции поверхности кристаллического фундамента или какой-либо иной реперной поверхностью может не существовать на линии профиля. Это положение крайне важно, поскольку в абсолютном большинстве случаев кажущиеся элементы залегания наклонных границ фундамента доминируют на глубинных сейсмических разрезах МОГТ [8].

Особое внимание заслуживает задача отработки методики многоволновых наблюдений по методу многократных перекрытий, которая также должна решаться на полигонах. Без многоволновых сейсмических наблюдений дальнейший прогресс в изучении консолидированной коры невозможен.

Эффективность МОГТ может возрасти в несколько раз при комплексировании с ГСЗ и/или МОВЗ.

Выводы

Схема отражающих поверхностей позволила:

- 1 – Построить глубинные разрезы отражающих границ с истинными параметрами залегания (что до настоящего времени не было осуществлено), и тем самым исключить ошибки в структурных построениях;
– получить пространственную схему активных и потенциально активных (незалеченных) разрывных нарушений разрывных нарушений;
– выделить возможные каналы миграции флюидов в консолидированной коре.
- 2 – Согласно пространственной схеме отражающих границ, Ромашкинское месторождение лежит в обрамлении отражающих поверхностей – разрывных нарушений, образующих лепестковую структуру;
– региональные сейморазведочные исследования в осадочных бассейнах объединяют методики сейсмических исследований в осадочного чехла и кристаллического фундамента.
- 3 – При изучении тектонического строения консолидированной коры осадочных бассейнов по сети пересекающих сейсмических профилей с увеличенным интервалом полезной записи возможно объёмное картирование отражающих границ кристаллического фундамента.

* Работа выполнена в рамках госзаказа. Рег. номер Минобрнауки России – FMME-2022-0004. Номер гос. НИОКТР в РосРИД – 122022800270-0

Литература

1. Берзон И.С. Сейсмическая разведка вертикально-слоистых сред фундамента. – М.: Недра, 1977. – 320 с.
2. Волярович М.П., Томашевская И.С., Будников В.А. Механика горных пород при высоких давлениях. – М.: Наука, 1979. – 152 с.
3. Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических исследований. – М.: Недра, 1977. – 277 с.
4. Геотраверс «ГРАНИТ»: Восточно-Европейская платформа-Урал-Западная Сибирь (строение земной коры по результатам комплексных геолого-геофизических исследований)/Под ред. – С.Н. Кашубина Екатеринбург: Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Свердловской области, ФГУГП «Баженовская геофизическая экспедиция», 2002. – 312 с.
5. Готих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалиев Д.К. Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его сателлитов // Отечественная геология. – 2005. – № 3. – С. 3–11.
6. Гринь Н.Е., Литвиненко Е.Р. К методике построения сейсмических моделей разрезов Печенгского района // Записки Ленинградского горного института. – 1981. – Т. LXXXIX. – С. 34–39
7. Гурвич И.И. Сейсмическая разведка. Изд. 2-е, переработанное и дополненное. – М.: Недра, 1970. – 552 с.
8. Кузин А.М. Геологическое строение консолидированной коры в районе Ромашкинского месторождения по данным сейсмических наблюдений. Часть 1 // Актуальные проблемы нефти и газа. – Вып. 1(20). – 2018 • <http://oilgasjournal.ru>
9. Куринов М.Б., Никитин В.Н. Распределение трещин и скоростей упругих волн в зонах влияния тектонических нарушений // Инженерная геология. – 1982. – № 3. – С. 17–22.
10. Летников Ф.А., Савельева В.Б., Балышев С.О. Петрология, геохимия и флюидный режим тектонитов. Новосибирск: Наука, 1986. – 223 с.
11. Летников Ф.А. Флюидный механизм деструкции континентальной земной коры и формирование осадочных нефтеносных бассейнов // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых: Тез. Докл. Междунар. конф. – М.: ГЕОС, 2006. – С. 6–9.
12. Урупов А.К., Трушников Э.Б. Двухмерное ультразвуковое моделирование распространения продольных волн в среде с одной системой трещин // Физика Земли. – 1992. – № 11. – С. 29–53.
13. Ушаков Г.Д., Ушаков М.Г. Экспериментальное изучение рассеивания упругих волн на шероховатой границе раздела // Геология и геофизика. – 1993. – № 2. – С. 103–111.
14. Ребиндер П.А., Шукин Е.Д. Поверхностные явления в твёрдых телах в процессах их деформации и разрушения // Успехи физ. наук. – 1972. – Т. 108. – № 1. – С. 3–42.
15. Родкин М.В. Роль глубинного флюидного режима в геодинамике и сейсмотектонике. – М.: Национальный геофизический центр РАН. – 1993. – 194 с.
16. Траскин В.Ю., Скворцова З.Н. Эффект Ребиндера в геодинамических процессах // Флюиды и геодинамика: Сб. ст. – М.: Наука. – 2006. – С. 147–164.
17. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М.: ГЕОС, 2014. – 202 с.
18. Челидзе Т.Л., Черголейшвили Т.Т. Теория неупорядоченных сред и некоторые проблемы нелинейной сейсмики // Проблемы нелинейной сейсмики: Сб. ст. – М.: Наука. – 1985. – С. 41–50.

К ВОПРОСУ О ГЕНЕЗИСЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ ВОЛГО-КАМСКОГО РЕГИОНА

Р.Г. Лукьянова, Р.А. Мударисова, Б.В. Успенский

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, rezeda-l@yandex.ru, rayshania@mail.ru, borvadus@rambler.ru

ON THE QUESTION OF THE GENESIS OF OIL DEPOSITS IN CARBONATE RESERVOIRS OF THE PERMIAN SYSTEM OF THE VOLGA-KAMA REGION

R.G. Lukyanova, R.A. Mudarisova, B.V. Uspensky

Department of Petroleum Geology Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga) Federal University, rezeda-l@yandex.ru, rayshania@mail.ru, borvadus@rambler.ru

Аннотация. В статье представлены взгляды авторов на проблему образования залежей нефти в карбонатных резервуарах пермской системы Волго-Камского региона. Палеогеографические условия в среднепермское время способствовали формированию рифовых и органогенных ловушек, а последующая миграция углеводородов из более древних переформированных залежей происходила циклично в мезозойско-кайнозойское время.

Ключевые слова: пермская система, карбонатные резервуары, залежи углеводородов, Камско-Кинельская система прогибов, доманиковая толща.

Annotation. The article presents the authors' views on the problem of the formation of oil deposits in carbonate reservoirs of the Permian system of the Volga-Kama region. Paleogeographic conditions in the Middle Permian contributed to the formation of reef and organogenic traps, and the subsequent migration of hydrocarbons from older reformed deposits occurred cyclically in the Mesozoic-Cenozoic time.

Key words: Permian system, carbonate reservoirs, hydrocarbon deposits, Kama-Kinel trough system, Domanik formation

Ещё академик И.М. Губкин в своих трудах отмечал, что генерация углеводородов (УВ) – это циклический, пульсационный и многократно повторяющийся процесс, возникающий при погружении нефтегазоматеринских толщ до глубин более чем 1,5 км, где рассеянное органическое вещество преобразуется в углеводороды различного фазового состояния.

Предметом изучения в статье являются карбонатные резервуары в отложениях пермской системы, повсеместно представленные в центральной и южной частях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Пермское время характеризуется развитием крупных осадочных бассейнов, таких как Джунгарский в Китае и Пермский в США, Волго-Уральский, Тимано-Печорский и Прикаспийский в России и Казахстане. Все они являются значительными в нефтегазоносном отношении. В строении природных резервуаров этих бассейнов преобладают карбонатные горные породы с хорошими коллекторскими свойствами и перекрывающими их покрышками. Для многих из них характерно морское осадконакопление: развитие карбонатных платформ, террас, рифов, биогермов и т.д., а основные залежи уникальных и крупных месторождений, таких как Кептен, Тенгиз, Оренбургское и др. приурочены к рифовым отложениям [4].

Вопросами генезиса карбонатных резервуаров Волго-Камского региона в разные годы занимались: В.И. Троепольский, Н.П. Лебедев, С.С. Эллерн, Г.В. Виноходова, И.М. Акишев, Ф.С. Гилязова, Б.В. Успенский, Н.Г. Нурғалиева, Г.А. Петров, Е.Д. Войтович, Р.С. Хисамов, В.К. Утопленников и многие другие. Указанными авторами был проведён ряд крупных исследований: литолого-фациальных, геоструктурных, палеотектонических, а также изучена морфология отложений пермской системы, уточнены перспективы локализации ловушек углеводородов и нефтеносности изучаемых отложений. Однако, многочисленные исследования нефтегазоносных отложений пермской системы, проведённые в предыдущие годы, не привели к единому мнению о закономерностях формирования резервуаров УВ, особенно карбонатных.

В пермское время Восточно-Европейская платформа испытывала активное влияние Палеотетического, Бо-реального и Уральского поясов, что проявлялось в широком развитии трансгрессий на платформу. В силу этого, в сакмарское, артинское и раннеказанское время на большей части платформы накапливались карбонатные осадки. В результате воздымания Палеотетиса и Урала изменилась структурная позиция окраинных частей платформы в связи с образованием краевых прогибов. В их пределах создавались обстановки глубоководья, как следствие, недостаточная компенсация осадочным материалом, так как терригенный материал не достигал этих зон, а карбонатный не восполнял их полностью. В краевых частях некомпенсированных прогибов (в пределах шельфа) формировались мелководно-морские карбонатные отложения, отделённые от области глубоководья барьерно-рифовой полосой или одиночными рифами [7].

Проведённый авторами комплекс палеотектонических и литолого-фациальных исследований для казанских отложений Волго-Камского региона показал, что карбонатные резервуары среднепермского возраста имеют органогенную природу и некоторые из них развивались унаследованно от рифогенных структур позднедевонско-раннекаменноугольного возраста, образовавшихся на структурно-фациальных бортовых зонах внутриформационных прогибов Камско-Кинельской системы (ККСП) [1]. Также установлено, что среднепермские карбонатные резерву-

ары УВ имеют крайне сложное строение и представлены, в основном, по Данхему [8], доломитовым баундстоуном и доломитовым оолитовым пакстоуном.

Исследованиями многих учёных установлена генетическая связь распространения залежей углеводородов в пермских отложениях с девонскими и каменноугольными [5, 6], о чем экспериментально доказано в работе [3] путём моделирования биогенного окисления нефти ряда месторождений Волго-Камского региона. Залежи нефти пермской системы – это результат разрушения и переформирования более глубоководных залежей и восходящей миграции УВ.

Формирование залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях связано с доманиковой толщей, являющейся нефтематеринской и сформировавшейся в осевых и бортовых частях Камско-Кинельской системы прогибов. Наибольшие массы жидких углеводородов мигрировали из областей интенсивного прогибания нефтематеринских доманиковых толщ, в современном тектоническом отношении, приуроченных к Бузулукской впадине. Для Волго-Камского региона в зонах развития органогенных построек, приуроченных к бортовым зонам ККСП, вертикальное размещение залежей нефти в разных горизонтах верхнепалеозойских отложений, лишь за редкими исключениями, характеризуется плановым совпадением. Вследствие очередного цикла трансгрессии моря, залежи, сформированные в девонских и каменноугольных отложениях, разрушались или переформировывались, углеводороды мигрировали в верхние нефтегазоносные комплексы и заполняли существующие ловушки в пермских отложениях, в частности, и карбонатные резервуары казанского яруса. Этот процесс сопровождался также очередным циклом нефтегенерации. Для незначительных глубин залегания казанских отложений характерны активный водонапорный режим, наличие окислительной геохимической среды и высокая минерализация пластовых вод. В процессе геологического развития жидкие УВ подвергались гипергенным изменениям, дегградации со значительным увеличением плотности и вязкости и другим сопутствующим процессам с образованием сверхвязких нефтей. Карбонатные породы-коллекторы среднепермских отложений также испытывали постседиментационные изменения, что подтверждено петрографическими исследованиями авторов [2]. Карбонатные резервуары пермской системы, расположенные на больших глубинах не испытывали таких значительных изменений, вследствие чего углеводороды в них не подвергались биодеградации. Углеводороды в таких резервуарах находятся в жидком и газообразном фазовом состоянии, например, Ишимбайская группа нефтяных месторождений в России, Каменско-Тепловско-Токаревская группа нефтегазоконденсатных месторождений в Казахстане и многие другие.

Выводы

Геологические и палеотектонические обстановки осадочного бассейна создали соответствующие условия для формирования рифовых ловушек в казанских отложениях пермской системы, миграции в них нефти и последующих биогеохимических процессов, которые происходили в зоне окисления. Образование подобных месторождений возможно в условиях, когда имеется надёжная и довольно значительная по мощности покрывка над нефтегазодержащей толщей, в данном случае это породы татарского яруса толщиной до 180 метров, которая лишь частично нарушена отдельными вертикальными каналами (палеодолины до ачкагыльских рек).

Массовый приток нефти в верхние горизонты осадочного чехла, очевидно, происходил в мезозойско-кайнозойское время, когда территория испытывала высокую тектоническую подвижность, которая приводила к растрескиванию пород, повышению вертикальной проницаемости разреза и разрушению существовавших зон нефтегазонакопления, а доманиковые отложения испытали очередной этап нефтегенерации с образованием новых залежей нефти в основных нефтегазоносных комплексах осадочного чехла.

Литература

1. Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г., Успенский Б.В. Палеотектонические реконструкции условий формирования Горского месторождения сверхвязкой нефти / Нефтяное хозяйство. – № 6. – 2021. – С.27–31.
2. Мударисова Р.А., Лукьянова Р.Г. Особенности геохимического состава карбонатных пород камышлинского горизонта казанского яруса Горского поднятия / Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2024. – № 1(34). – С. 52–64.
3. Норенкова И.К., Архангельская Г.А., Гольдберг И.С. и др. Роль биогенного фактора в формировании пермских битумов Татарии / в кн.: Закономерности формирования и размещения скоплений природных битумов. – Ленинград. – 1979. – С. 116–134.
4. Ратнер В.Я., Булатов Н.Н., Зубова М.А., Польстер Л.А. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник / Под. ред. В.В. Семеновича // Москва: изд-во Недра. – 1982. – 189 с.
5. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан / под ред. И.А.Ларочкиной. / Казань: Изд-во ПФ «ГАРТ», 2008. – 347 с.
6. Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е., Ахметшин А.З., Сухов К.А. Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Казань: Наследие нашего народа, 2022. – 184 с.
7. Эллен С.С. Условия образования палеогеоморфологических ловушек нефти и газа в верхнепермских отложениях Волго-Уральской области / Труды ВНИГНИ. – М., 1980. – Вып. 216: Палеогеоморфологические методы в нефтяной геологии. – С. 38–44.
8. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture R.J. Dunham // Classification of carbonate rock / ed. W.E. Ham. – American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1962. – P. 108–121.

ТЕХНОЛОГИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ КИСЛОТНЫХ СИСТЕМ С ВЯЗКОУПРУГИМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева

Казанский федеральный университет, г. Казань, ildarmannanov@mail.ru

TECHNOLOGY OF SELECTIVE OIL PRODUCTION STIMULATION BASED ON ACID SYSTEMS WITH VISCOELASTIC SURFACTANTS IN TERRIGENOUS RESERVOIRS

I.I. Mannanov, G.R. Ganieva

Kazan Federal University, Kazan, ildarmannanov@mail.ru

Аннотация. Актуальной задачей выполнения кислотных обработок скважин является создание условий обеспечения селективности воздействия на пласты с учётом характера насыщения призабойной зоны.

Идеальным решением при выполнении подобных технологий является создание принципиально новых жидкостей, обеспечивающих синергетический эффект обработки призабойной зоны, позволяющей решить задачу интенсификации притока нефти в нефтенасыщенной части пласта за счёт удаления кольматантов и частичного растворения породы и обеспечения изоляции притока попутной воды за счёт создания изоляционного экрана при реакции с минерализованной водой.

Ключевые слова: интенсификация, терригенный коллектор, кислота, вязкоупругий ПАВ, синергетический эффект.

Annotation. The urgent task of acid treatment of wells is to create conditions for ensuring selectivity of impact on formations taking into account the nature of bottomhole zone saturation.

The ideal solution when performing such technologies is the creation of fundamentally new fluids providing synergetic effect of bottom-hole zone treatment, allowing to solve the problem of oil inflow intensification in the oil-saturated part of the formation due to the removal of colmatants and partial dissolution of the rock and providing isolation of associated water inflow due to the creation of an insulating screen when reacting with mineralized water.

Key words: Intensification, terrigenous reservoir, acid, viscoelastic surfactant, synergetic effect.

Совершенствование выполнения работ по интенсификации добычи является одной из важных задач разработки терригенных коллекторов. Современные решения в области оптимизации технологий интенсификации добычи основаны на избирательном – селективном воздействии на пласт, синергетическом обеспечении условий одновременной изоляции водонасыщенных пропластков и интенсификацией добычи в нефтенасыщенных пропластках при выполнении работ по обработке призабойной зоны скважин.

Одним из методов, позволяющих решить данную сложную задачу, является использование кислотных систем с вязкоупругими поверхностно-активными веществами (ВУПАВ), которые позволяют обеспечить селективность воздействия и интенсифицировать добычу нефти из терригенных коллекторов с учётом влияния на внутривластовые процессы таких факторов как: характер насыщения пластов, свойства пластовых флюидов, минерализация пластовых вод, степень дифференцированности коллекторских свойств и др. факторов. Использование в составе кислотных систем ВУПАВ позволяет обеспечить селективность воздействия за счёт формирования в водонасыщенной зоне пласта при взаимодействии с минерализованной водой устойчивой вязкой структуры, отклоняющей кислоту в нефтенасыщенные интервалы. При этом подобная структура не формируется при взаимодействии с нефтью, но позволяет снизить величину поверхностного натяжения на границе раздела фаз [1]. (рис. 1)

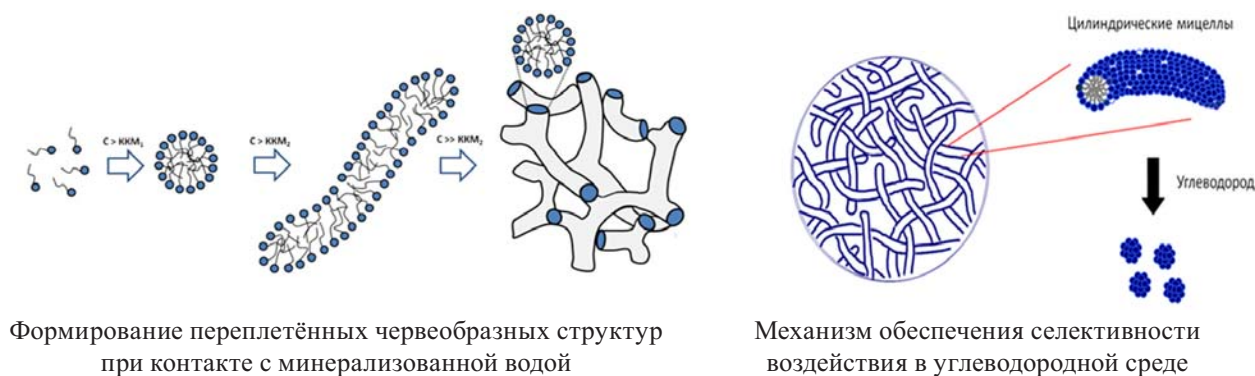


Рис. 1. Механизм селективного воздействия кислотных систем с ВУПАВ в условиях дифференцированного насыщения

Известно, что при контакте ВУПАВ с ионами минерализованной воды, вязкость раствора увеличивается. Сферические мицеллы переходят в более сложные, длинные и гибкие червеобразные, переплетённые между собой структуры, что способствует повышению вязкости [2]. Мицеллярная запутанность придаёт раствору упругие

свойства. Управление формой мицелл позволяет создавать палочкообразные, ленточные и пластинчатые мицеллы с резко выраженной асимметрией, которая приводит к образованию пространственной структуры и ориентационных эффектов, связанных с аномалией вязкости, в отличие от полимерных систем, в ПАВ молекулы образуют слабые связи, что приводит к изменению длины и формы мицелл с изменением состава раствора, концентрации компонентов, температуры. Данная восприимчивость к внешним воздействиям позволяет рассматривать ПАВ как селективную технологию, так как появляется возможность подобрать систему, наиболее подходящую под параметры коллектора, свойства флюида, пластовых вод и т.д.

Задачей исследования ставилось моделирование поведения кислотных систем в условиях смешения кислотных композиций с ВУПАВ с пластовыми водами и естественном снижении концентрации кислотного состава при смешении с пластовыми водами.

Известным фактом является необходимость выполнения работ, связанных с предварительной обработкой терригенного коллектора соляной кислотой перед выполнением основной обработки глинокислотными составами. Необходимость данной обработки связана главным образом с рисками образования нерастворимых осадков и необходимостью поддержания необходимого значения pH для исключения рисков в первичных, вторичных и третичных реакциях (рис. 2). Ключевую роль при этом играет характеристика минералогического состава пласта и проницаемость [3-6].

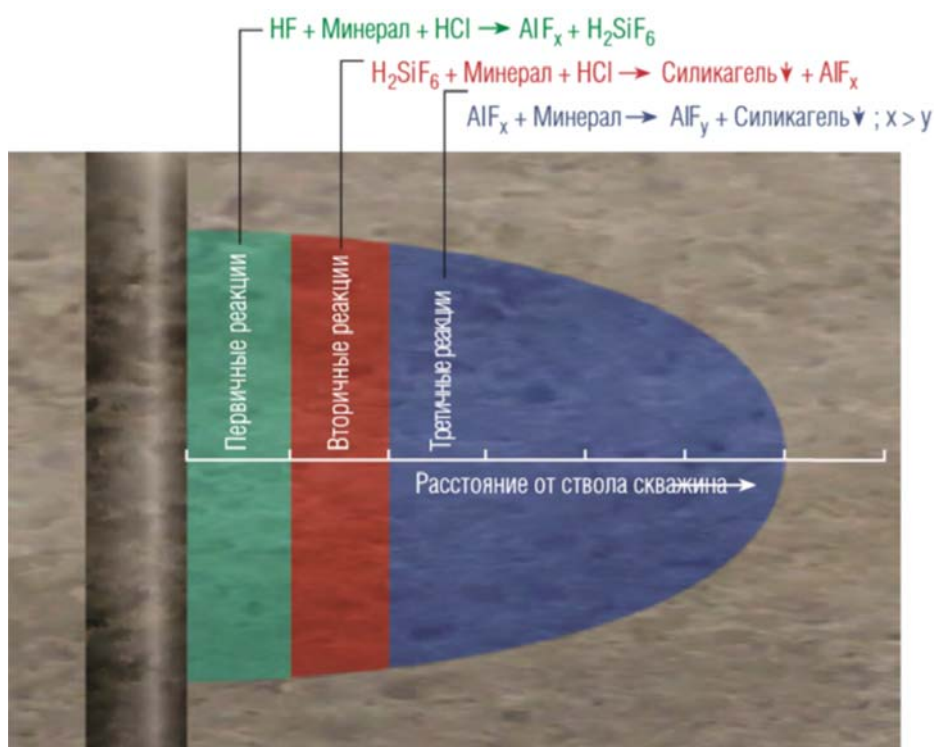


Рис. 2. Зоны рисков формирования нерастворимых осадков при глинокислотной обработке

В качестве предварительной обработки пласта предлагается использование многофункционального состава, свойства которого позволят решить одновременно задачу ограничения самой кислотной обработки водонасыщенной зоны пласта и последующего движения попутных вод при вызове притока за счёт образования вязкоупругой массы.

Исследования оценки влияния кислотных систем в ВУПАВ на вязкостные характеристики при нейтрализации в карбонатных системах изучены многими авторами [7,8]. Аналогичные исследования были выполнены в рамках данной работы с получением характерной кривой поведения системы (рис. 3).

Приготовление кислотных систем с ВУПАВ на 100 мл предусматривало использование 95 мл 15% соляной кислоты (HCl) с добавлением 5 мл раствора ВУПАВ (олеиламидопропилбетаина) с перемешиванием до полного растворения с помощью верхнеприводной мешалки. Кинематическая вязкость исходной кислотной композиции соответствовала значению $2,78 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Приготовленные кислотные системы на основе цвиттер-ионного ПАВ были гомогенными и прозрачными, и совместимыми с нефтью без образования, каких-либо пространственных структур. Было отмечено значительное снижение межфазного натяжения на границе раздела фаз, которое свидетельствует о большей проникающей способности кислотного состава с ВУПАВ.

Модель взаимодействия кислотного состава с содержанием ВУПАВ и пластовой воды предусматривало имитацию их смешения при различных концентрациях ионов активных солей от пресных до рассолов с минерализацией до 1 г/л (или 1000 мг/л); 2) солоноватые (слабоминерализованные) – от 1 до 10 г/л (1000–10 000 мг/л);

3) солевые (минерализованные) – от 10 до 50 мг/л (10 000–50 000 мг/л) и 4) рассолы, минерализация выше которых 50 г/л (50 000 мг/л.) Исследования предусматривали смешение кислотной композиции на основе соляной кислоты и цвиттерионных ПАВ с минерализованной жидкостью с последующей оценкой изменения вязкости в условиях свободного объема при температуре 25°C.

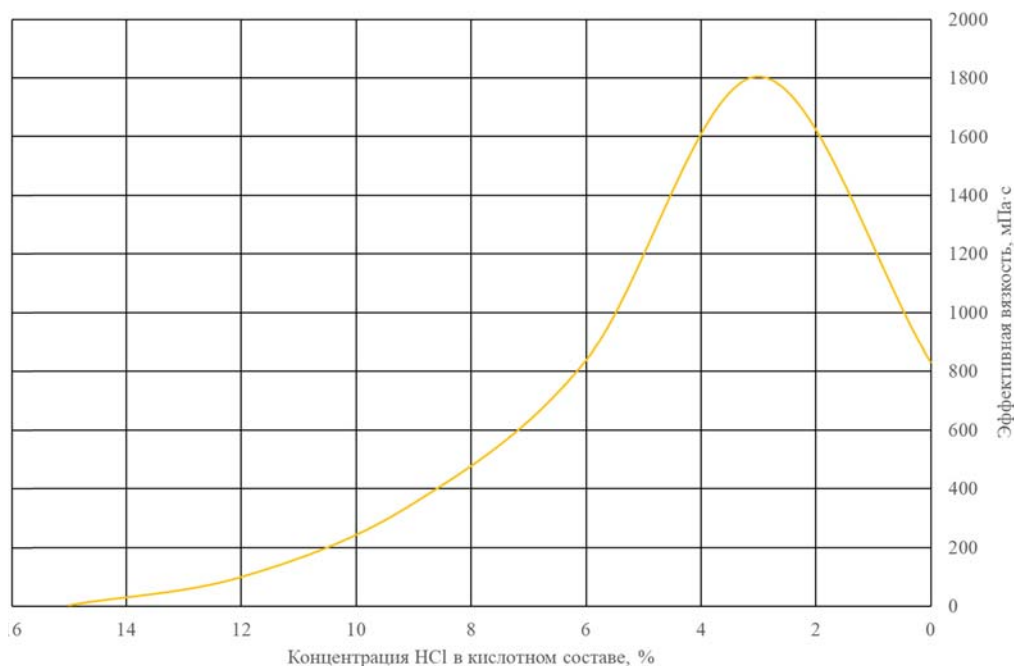


Рис. 3. Зависимость эффективной вязкости нейтрализованного CaCO_3 кислотного состава от концентрации HCl. Скорость сдвига 100 c^{-1}

Таблица 1

Характеристика изменения вязкости кислотного раствора соляной кислоты с ВУПАВ при смешении с минерализованной водой

Насыщающие соли						Вязкость растворов, мПа·с,		
CaCl ₂ ,		NaCl,		KCl,		CaCl ₂	NaCl	KCl
г/л	%	г/л	%	г/л	%			
1	0,10	1	0,10	1	0,10	3	4	3
5	0,50	5	0,50	5	0,50	10000	215000	34500
10	0,99	10	0,99	10	0,99	20000	43000	69000
20	1,96	20	1,96	20	1,96	43000	52000	91000
30	2,91	30	2,91	30	2,91	70000	72000	97000
40	3,85	40	3,85	40	3,85	88000	91000	87000
50	4,76	50	4,76	50	4,76	107000	111000	67000
60	5,66	60	5,66	60	5,66	83000	75000	51000
70	6,54	70	6,54	70	6,54	60000	68000	39000

Присутствие электролита т.е. минерализация смещает значения критической концентрации мицеллообразования (ККМ) в область более низких концентраций для ВУПАВ (олеиламидопропилдиметилбетаина) со значения 3·10-2% мас. в пресной воде до значения 1·10-3% мас. при 4% минерализации. При взаимодействии образовывалась структурная жидкость, вязкостные характеристики которой представлены на рис. 4. Согласно полученным данным, отмечается рост вязкости приготовленных систем в диапазонах концентраций смешения от 1 до 5% масс.

Прослеживается неизменность вязкости состава на протяжении 120 минут, что свидетельствует об устойчивости тестируемого состава.

При контакте с углеводородной фазой в системе на основе ВУПАВ наблюдается полное разрушение структуры, что объясняется переходом мицелл из цилиндрической в сферическую форму, что позволяет очистить призабойную зону пласта.

Полученные в лабораторных условиях данные поведения кислотных систем с ВУПАВ позволяют рекомендовать подобные системы для регулирования охвата кислотным воздействием в терригенных коллекторах. Различие в поведении кислотной системы в нефтенасыщенной и водонасыщенных частях пласта, доказанное в лабораторных условиях позволяет рекомендовать применение кислотных систем с ВУПАВ для селективных технологий

воздействия на пласт. Особенностью взаимодействия является формирование структуры в момент закачки, т.е. в результате непосредственно кислотной обработки под давлением.

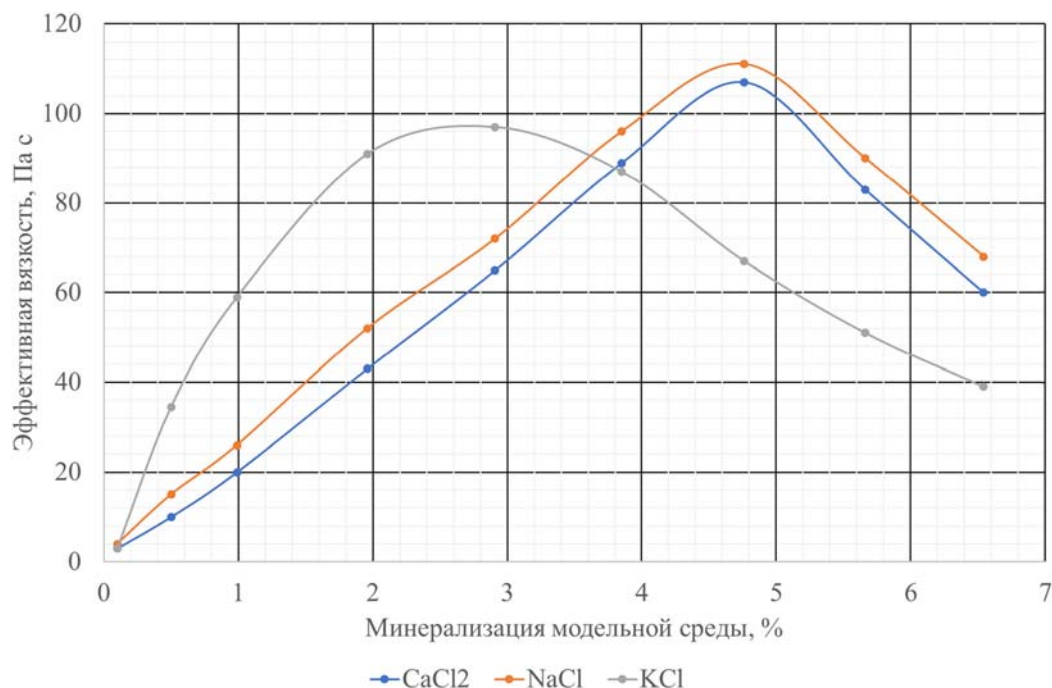


Рис. 4. График зависимости вязкости от минерализации

Литература

1. Korolev M., Rogachev M., Tananykhin D. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants // Journal of Applied Engineering Science Paper number: 18(2020)1, 671, 147–156 doi:10.5937/jaes18-24542
2. Acharya. D.P., Hattori K, Sakai T., Kunieda H. Phase and rheological behavior of salt-free alkyltrimethylammonium bromide/alkanoyl-n-methylethanolamide/water systems // Langmuir, v.19, p.9173. (2003)
3. Abdelmoneim SS, Nasr-El-Din HA (2015) Determining the optimum HF concentration for stimulation of high temperature sandstone formations. Society of Petroleum Engineers, Dallas
4. McLeod HO Jr, Ledlow LB, Till MV (1983) The planning, execution and evaluation of acid treatments in sandstone formations Society of Petroleum Engineers, SPE-11931-MS
5. Kalfayan LJ, Metcalf AS (2001) Successful sandstone acid design case histories: exceptions to conventional wisdom. Society of Petroleum Engineers, SPE-63178-MS
6. Мохсен А.М.А., Хуссейн М.А.М., Коновалов В.В., Склюев П.В. Реологические свойства мицеллярных растворов смеси кокамидопропилбетаина и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов / Oil and Gas Fields Development 2019, т. 17, № 1 DOI: 10.17122/ngdelo-2019-1-33-40] Реологические свойства смешанных мицеллярных растворов цвиттерионного и катионного ПАВ / А.Р. Идрисов, Д.А. Куряшов, Н.Ю. Башкирцева [и др.] // Вестник Технологического университета. – 2018. – Т. 21. – № 3. – С. 28–31. – EDN ORMRHH
7. Магадова Л.А. и др. Исследование самоотклоняющихся кислотных составов на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ // Нефтепромысловая химия. – 2022. – С. 169–170.
8. Куряшов Д.А., Башкирцева Н.Ю., Дияров И.Н. Реологические свойства смешанных мицеллярных растворов цвиттерионного и анионного ПАВ // Вестник Казанского технологического университета. – 2009. – № 4. – С. 260–267.

АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.А. Марфин^{1,2}, Р.Н. Гатауллин¹, М.К. Уразгалиева³

¹Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН,

г. Казань, marfin_ea@mail.ru

²Институт физики Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань

³Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова, г. Актау

Новые методы добычи нефти могут значительно увеличить мировые запасы углеводородного сырья, позволяя извлекать больше нефти из горных пород. Разработка месторождений включает в себя несколько этапов. Первый этап, известный как первичная добыча, происходит, когда давление в пласте выталкивает нефть в скважины, а затем на поверхность. Если давление в пласте недостаточно для подъёма нефти, применяют специальные скважинные насосы или газлифт. В среднем на этом этапе можно добыть примерно 10–15% от общего объёма нефти в пласте, что зависит от свойств самой нефти и окружающих пород. Второй этап разработки, также известный как вторичная добыча, включает нагнетание газа и жидкости обратно в пласт. Это делается для замещения жидкости, удалённой из пласта, и поддержания пластового давления. Самый распространённый на этом этапе метод – заводнение. С его использованием степень извлечения нефти можно увеличить до 40% [1]. Основными причинами плохой нефтеотдачи первых двух стадий добычи являются наличие межфазного натяжения между нефтью и водой (капиллярные силы), высокая вязкость нефти и неоднородности породы-коллектора. Оставшаяся в пласте нефть после первичных и вторичных методов является целью третьего этапа, а именно третичных методов добычи, которые называют методами увеличения нефтеотдачи (МУН). Для извлечения части нефти, оставшейся в пласте, необходимы МУН, позволяющие указанные физические и геологические причины преодолеть.

К сожалению, не существует универсального МУН, который можно было бы применить в любом пласте. Поэтому предпринимаются усилия по разработке методов с меньшим риском. Одним из таких методов является использованием упругих волн в пластах. Звуковые и ультразвуковые волны создают в пласте вибрации, которые облегчают добычу нефти за счёт изменения капиллярных сил, сцепления между горными породами и флюидами [2-5]. Упругие волны в пласте могут вызвать ускорение гравитационной сегрегации газа, нефти и воды. В настоящее время наблюдается рост международного интереса к разработке упруго-волновой стимуляции как эффективной технологии повышения нефтеотдачи пластов. В России, США, Китае, Канаде и Норвегии исследования были сосредоточены на упруго-волновой вибрации, пульсации давления, вибросейсмической технологии, как новых методах повышения нефтеотдачи пластов, с целью изучения влияния этих технологий на повышение нефтеотдачи и снижение содержания воды в нефти [1, 6-7]. Звуковые волны обычно используются в нефтяной промышленности для геологоразведки, а также для удаления загрязнений из призабойной зоны [8-9].

В работе [10] представлен эксперимент по заводнению с помощью ультразвука на рыхлой песчаной пачке. В качестве неводной фазы в системе использовались керосин, вазелин и моторное масло. Наблюдалось увеличение нефтеотдачи при заводнении на 3–16%. В качестве основных механизмов были определены эмульгирование и кавитация. В работе [11] авторы использовали нефтенасыщенные цилиндрические керны из песчаника, помещённые в пропиточные камеры, после чего были проверены показатели нефтеотдачи с ультразвуковым излучением (на частотах 22 и 40 кГц) и без него. Увеличение восстановления наблюдалось при использовании ультразвуковой энергии во всех случаях. Это изменение было более заметным для водосмачиваемой среды. Однако, дополнительная добыча с помощью ультразвукового воздействия снижалась по мере увеличения вязкости нефти. В работе [12] исследовано влияние ультразвука на течение жидкости через капилляр с использованием метода подвесной капли. Полученные результаты показывают, что наблюдаемое значительное изменение сил на границе раздела между нефтью и водой может быть объяснено увеличением нефтеотдачи при применении ультразвуковых волн.

В работе [13] описан новый метод ультразвукового повышения нефтеотдачи из вышедших из строя скважин. Технология предполагает спуск мощного источника ультразвука на забой скважины либо для кратковременной обработки, либо для постоянного размещения и периодического использования. Авторы пришли к выводу, что в скважинах с проницаемостью пласта выше 20 мД и пористостью более 15% ультразвуковая обработка позволяет увеличить добычу нефти до 50%, а в некоторых случаях и больше. Для скважин с меньшей проницаемостью и пористостью сама по себе ультразвуковая обработка менее успешна, однако увеличение дебита может быть достигнуто при применении ультразвука в сочетании с закачкой химических реагентов.

Очевидно, что глубина проникновения ультразвуковых колебаний ограничена малым радиусом из-за высокого поглощения звука в пористой среде. Для увеличения зоны воздействия необходимо использовать упругие волны звукового диапазона частот. В этой области относительно мало как лабораторных, так и промысловых исследований, однако и они подтверждают положительные результаты воздействия. В частности, исследования на Первомайском месторождении показали [14], что увеличивается дебит нефти более чем на 1 т/сут при снижении обводнённости. Другим положительным фактором является восстановление приемистости загрязнённой призабойной зоны скважины.

Важными вопросами практического применения технологии акустического воздействия на пласт являются разработка эффективных скважинных излучателей и выбор частоты воздействия на пласт. В работах [15] пока-

зано, что в качестве излучателей можно использовать устройства на основе струйного осциллятора Гельмгольца, который не имеет подвижных элементов конструкции и для его работы не требуется подвод электрической или механической энергии. Для выбора оптимального значения частоты в работах [16-17] предлагается использовать результаты скважинной спектральной шумометрии [18], поскольку известно, что фильтрация флюидов в пористой среде генерирует гидродинамический шум в звуковом диапазоне частот. Воздействие на этих частотах может приводить к резонансным явлениям и ещё более интенсифицировать внутрислоевые процессы.

Таким образом, краткий обзор литературы подчеркивает перспективы акустического воздействия на флюидонасыщенные пористые среды для интенсификации добычи нефти. Целью нашего исследования является экспериментальное изучение влияния акустического воздействия на фильтрацию флюидов в пористых средах и свойства высоковязкой нефти. В рамках данного исследования были проведены лабораторные эксперименты на образцах пористых сред с целью изучения способности упругих волн в звуковом диапазоне частоты интенсифицировать процесс фильтрации. Для оценки влияния акустического воздействия на изменения вязкости нефти был проведён эксперимент по обработке ультразвуком образцов нефти и измерению её вязкости после обработки.

Экспериментальные исследования с образцами пористых сред были проведены на установке, включающей: кернодержатель; систему подачи жидкости; систему регистрации давления; систему замера массы прошедшей через образец жидкости; лабораторный излучатель колебаний для осуществления акустического воздействия. Эксперимент проходил при фиксированных значениях перепада давления и заданных значениях частоты воздействия. Изменение коэффициента проницаемости определяли по изменению массового расхода жидкости, а значение коэффициентов рассчитывали по закону Дарси. В качестве рабочей жидкости использовали дистиллированную воду и рассолы поверенной соли различной концентрации. Обработка результатов эксперимента показала, что при акустическом воздействии проницаемость пористых образцов изменяется. На рис. 1 показан пример зависимости изменения проницаемости от частоты воздействия для образца с начальной проницаемостью 85 мД. Представлены графики для прямого и обратного направления скорости фильтрации по отношению к направлению распространения упругой волны. В качестве флюида использовался раствор соли с концентрацией 180 г/л.

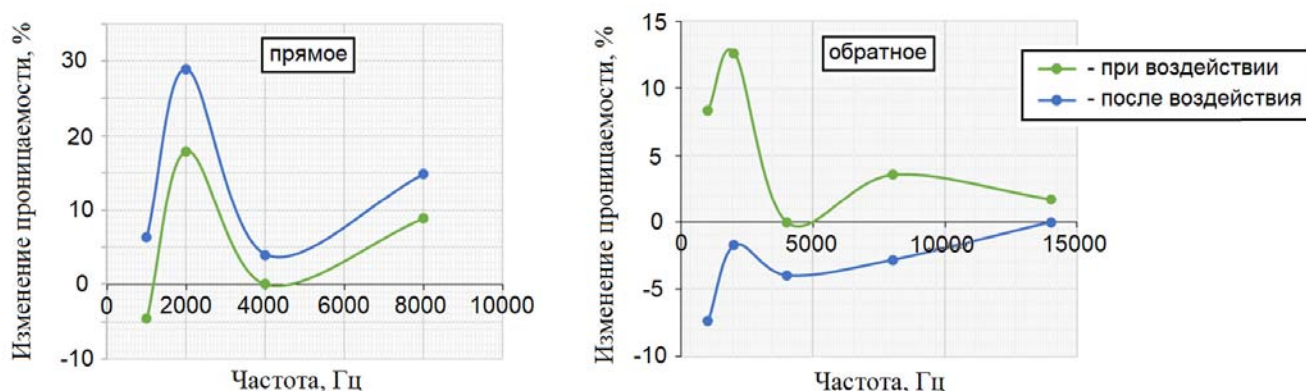


Рис. 1. Изменение проницаемости образца пористой среды от частоты акустического воздействия

Представленные данные показывают, что наибольший эффект достигается при прямом направлении фильтрации и после прекращения воздействия проницаемость ещё больше повышается – наблюдается эффект последействия. Полученные данные согласуются с работами других авторов [19]. Максимальное увеличение проницаемости достигало 30% на частоте 2 кГц. При обратном направлении фильтрации положительный эффект наблюдался при самом воздействии, однако, после прекращения воздействия эффект был отрицателен. Из полученных данных следует вывод о том, что для большей эффективности акустического воздействия важно не только правильно выбрать частоту воздействия, но необходимо учитывать направления распространения упругой волны и скорости фильтрации флюида.

В качестве объекта исследования акустического воздействия на свойства нефти была использована нефть Аканского месторождения. Исследуемый образец высоковязкой нефти имел плотность 945,9 кг/м³ и вязкость 456,4 мПа·с при температуре 20°C. Для нашего эксперимента из этой нефти были приготовлены несколько одинаковых образцов нефти для изучения влияния длительности воздействия. Вязкость нефти исследовалась на вибрационном вискозиметре SV-10. С его помощью получали температурные зависимости вязкости образцов нефти. 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 массой 50 гр. и удерживался на глубине приблизительно половину высоты уровня нефти. При включении ультразвукового устройства с излучающей поверхности в нефть распространялись упругие колебания заданной максимальной. Длительность обработки составляла 1, 2 и 3 минуты. В результате ультразвуковой обработки за счёт поглощения звука и кавитации происходил нагрев нефти, а также в самой жидкости происходили структурные изменения, которые изменяли свойства нефти. После прекращения воздействия образец нефти переливался

в кювету и измерялась её вязкость в процессе медленного остывания. Изначально образец исходной нефти был нагрет в термостате до максимальной температуры и после на вискозиметре была получена её температурная зависимость вязкости. Данная зависимость была аппроксимирована полиномом 6 степени, которая описывает её со среднеквадратичной погрешностью менее 0,3%. Полученные температурные зависимости для других образцов нефти после ультразвуковой обработки сравнивались с данными, рассчитанными по этому полиному.

На рис. 2 представлены зависимости изменения вязкости обработанных образцов нефти от времени после прекращения воздействия. Из представленных данных видно, что сразу после воздействия вязкость образцов нефти снижается, и чем меньше длительность воздействия, тем сильнее эти изменения. Максимальное снижение вязкости было после 1 минуты воздействия и составило около 15%. Далее с течением времени относительная вязкость всех образцов начинает повышаться. Для образца нефти после 3 минутной обработки вязкость повышается более чем на 20%. Полученные данные свидетельствуют о том, что после прекращения воздействия в нефти происходят процессы образования новой структуры, при этом её вязкость становится выше вязкости исходной нефти. Подобные результаты были отмечены в работах [20-21] в основном для парафинистых нефтей.

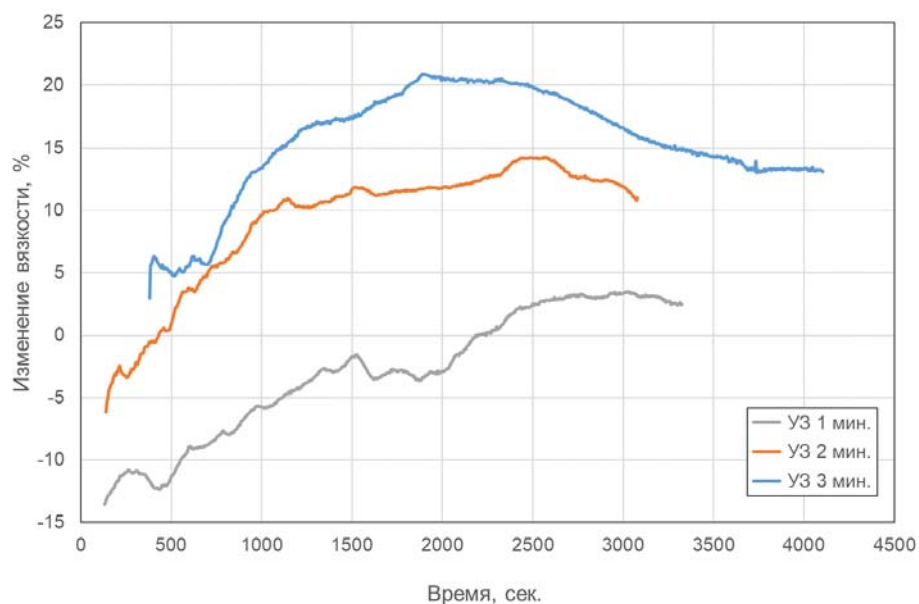


Рис. 2. Изменения вязкости нефти от времени после ультразвуковой обработки

Проведённый анализ литературных источников и проведённые экспериментальные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- 1) Акустическое воздействие на пласт способствует увеличению нефтеотдачи. Вибрации в насыщенной пористой среде изменяют капиллярные силы, фильтрационные свойства пласта, подвижность пластовых флюидов.
- 2) Эффективность акустического воздействия на увеличение проницаемости пористой среды зависит не только от амплитуды и частоты упругих волн, но и от направления их распространения.
- 3) Длительное ультразвуковое воздействие на высоковязкую нефть оказывает отрицательный эффект – вязкость такой нефти увеличивается. После прекращения воздействия значения вязкости увеличивается со временем, что говорит об образовании новых структур в нефти.
- 4) Полученные результаты могут быть использованы при выборе режимов акустического воздействия на продуктивные пласты для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

Литература

1. *Alhomadhi E., Amro M., Almobarky M.* Experimental application of ultrasound waves to improved oil recovery during waterflooding // *Journal of King Saud University – Engineering Sciences.* – 2014. – Vol. 26 (1). – P.103–110. – DOI: 10.1016/j.jksues.2013.04.002.
2. *Jeong C., Kallivokas L.F., Huh C., Lake L.W.* Estimation of oil production rates in reservoirs exposed to focused vibrational energy // *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA.* – 2014. – DOI: 10.2118/169079-MS.
3. *Wooden B.* Technology Update: Seismic Stimulation: An Eco-Friendly, Effective EOR Alternative // *Journal of Petroleum Technology.* – 2018. – Vol. 70(8). – P.21–23. – DOI: 10.2118/0818-0021-JPT.
4. *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.

5. *Meteev I., Marfin E.* Changes in the properties of a porous medium by ultrasound exposure // Tyumen 2019: 6th Conference – Tyumen: EAGE Publications BV, 2019. – DOI 10.3997/2214-4609.201900559.
6. *Mohammed B.A., Shiferaw R.J., Iskandar D., Al-Shami T.M., Minh D.L.* Seismic Wave Excitation of Mature Oil Reservoirs for Green EOR Technology // Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences. – 2023. – Vol. 103(2). P.180–196. – DOI: 10.37934/arfmts.103.2.180196.
7. *Dai L., Zhang Y.* Effects of low frequency external excitation on oil slug mobilization and flow in a water saturated capillary model // Petroleum. – 2019. – Vol. 5(4), P. 375–381, doi.org/10.1016/j.petlm.2019.03.001.
8. *Jeong C., Kallivokas L.F., Kucukcoban S., Deng W., Fathi A.* Maximization of wave motion within a hydrocarbon reservoir for wave-based enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 129. – P. 205–220. – DOI: 10.1016/j.petrol.2015.03.009.
9. *Louhenapessy S.C., Ariadji T.* The effect of type waves on vibroseismic implementation of changes properties of rock, oil viscosity, oil compound composition, and enhanced oil recovery // Petroleum Research. – 2020. – Vol. 5(4). – P. 304–314, – DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.05.001.
10. *Mohammadian E., Junin R., Rahmani O., Kamal A.* Effects of sonication radiation on oil recovery by ultrasonic waves stimulated water-flooding // Ultrasonics. – 2013. – Vol. 53(2). – P. 607–614. DOI: 10.1016/j.ultras.2012.10.006.
11. *Naderi K., Babadagli T.* Influence of intensity and frequency of ultrasonic waves on capillary interaction and oil recovery from different rock types // Ultrasonics Sonochemistry. – 2010. – Vol.17(3). – P. 500–508. DOI: 10.1016/j.ultsonch.2009.10.022.
12. *Hamida T. Babadagli T.* Effect of Ultrasonic Waves on the Capillary-Imbibition Recovery of Oil // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. – 2005. – Paper SPE-92124-MS. – DOI: 10.2118/92124-MS.
13. *Abramov V.O., Mullakaev M.S., Abramova A.V., Esipov I.B., Mason T.J.* Ultrasonic technology for enhanced oil recovery from failing oil wells and the equipment for its implementation // Ultrasonics Sonochemistry. – 2013. – Vol. 20(5). – P. 1289–1295. – DOI: 10.1016/j.ultsonch.2013.03.004.
14. *Марфин Е.А., Кравцов Я.И., Абдрашитов А.А.* Промысловые испытания волнового воздействия на процесс добычи нефти на Первомайском месторождении // Георесурсы. – 2014. – № 2(57). – С. 14–16.
15. *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.
16. *Marfin E.A., Abdrashitov A.A., Kravtsov Y.I.* On the selection of the optimal mode of the wave stimulation in oil production // 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences. – Saint Petersburg, 2016. – P. 334–338. – DOI 10.3997/2214-4609.201600094.
17. *Метелев И.С., Овчинников М.Н., Марфин Е.А., Гайфутдинов Р.Р., Сагиров Р.Н.* Исследование акустических шумов при фильтрации газа через пористую среду // Акустический журнал. – 2019. – Т. 65. – № 2. – С. 214–222. – DOI 10.1134/S0320791919020096.
18. *Meletev I.S., Marfin E.A., Gaifutdinov R.R.* The use of spectral sound meter in the study of the physical properties of oil and gas reservoirs // 12th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2016. – Anapa: Curran Associates, Inc., 2016. – P. 359–366.
19. *Manga M., Beresnev I., Brodsky E.E., Elkhoury J.E., Elsworth D., Ingebritsen S., Mays D.C., Wang C.Y.* Changes in permeability caused by transient stresses: Field observations, experiments, and mechanisms // Reviews of Geophysics. – 2012. – Vol. 50. – DOI: 10.1029/2011RG000382.
20. *Alfayaad A.G.H., Kemalov R.A.* Analysis of wave effects on changes in the rheological characteristics of heavy oil // Oil and Gas Technologies. – 2022. – Vol. 139(2). – P.55–58. DOI: 10.32935/1815-2600-2022-139-2-55-58.
21. *Galimzyanova A.R., Gataullin R.N., Stepanova Y.S., Marfin E.A., Khelkhal M.A., Vakhin A.V.* Elucidating the impact of ultrasonic treatment on bituminous oil properties: A comprehensive study of viscosity modification // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – Vol. 233. – P. 212487. – DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212487.

**ВЛИЯНИЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНО-КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
НА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОКИСЛЕНИЯ СМОЛ И
АСФАЛЬТЕНОВ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ ИЗ НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ
ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА**

А.Н. Михайлова¹, Г.П. Каюкова^{1,2}, Д.А. Емельянов², М.А. Варфоломеев²

¹*Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ, г. Казань, Россия, stasu07@mail.ru*

²*Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова – обособленное структурное подразделение ФИЦ
КазНЦ РАН, г. Казань, Россия, Galina.Kayukova@rambler.ru*

Разработка залежей высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ), широко распространённых на территории Татарстана, на сегодняшний день остаётся актуальным вопросом в области нефтедобычи. В составе тяжёлых нефтей значительная доля приходится на смолисто-асфальтеновые компоненты, содержание которых может превышать 50% от общего состава нефти, с чем и возникают основные проблемы при добыче и переработке этого вида углеводородного сырья. Нефтяные смолы и асфальтены представляют собой полярные структуры, образованные конденсированными ароматическими ядрами, содержащими алкильные группы, алициклические фрагменты и гетероэлементы [1]. С одной стороны, эти соединения обладают высокой молекулярной массой и имеют тенденцию под воздействием температур и в процессах окисления уплотняться с образованием кокса, как во время добычи, так и при переработке. С другой стороны, химические связи, участвующие в формировании смолисто-асфальтеновых структур, более слабые по сравнению с углеводородами, в связи с чем, при термическом воздействии образуются различные радикалы, которые участвуют в реакциях, крекинга по свободно-радикальному механизму, являясь источником компонентов лёгких дистиллятных фракций и газообразных продуктов. В целях увеличения экономической эффективности и создания оптимальных условий для разработки тяжёлого углеводородного сырья, применяют методы увеличения нефтеотдачи, среди которых термические методы занимают одно из важнейших мест, которые используют как в виде самостоятельного метода, так и в сочетании с другими технологиями. Особый интерес представляют нефтерастворимые катализаторы на основе металлов переменной валентности, имеющие ряд преимуществ по сравнению с другими типами, поскольку имеют хороший контакт с нефтью, а также легко вводятся в пласт в виде раствора с органическим растворителем [2]. Недостаток знаний о реакционной способности смол и асфальтенов в термических процессах, их роли и влиянии на течение реакций крекинга тяжёлой нефти делает необходимым изучение этих процессов непосредственно в породах нефтесодержащих пластов

Цель данной работы – изучение с применением методов ТГ/ДТГ влияния процессов термического окисления смол и асфальтенов на изменения термических и кинетических параметров тяжёлой нефти а нефтесодержащей породе после гидротермально каталитического воздействия на неё в присутствии композиции нефтерастворимых карбоксилатов металлов, содержащих Fe, Co и Cu.

В данной работе на примере образца нефтесодержащей породы с содержанием $C_{\text{орг.}}$ 9,12% мас. [3], отобранного из интервала глубин 117,5–118,5 м продуктивного пласта пермских отложений Ашальчинского месторождения тяжёлой сверхвязкой нефти, проведены автоклавные эксперименты при температуре 300°C и давлении 9,5 МПа в углекислотной среде при содержании воды 30%, в присутствии композиции катализатора, в виде карбоксилатов металлов (Fe+Co+Cu) переменной валентности.

Нефть до и после экспериментальных опытов экстрагировали из породы в аппарате Сокслета смесью органических растворителей, включающей, гексан, толуол и изопропиловый спирт, взятых в равных соотношениях.

Для изучения и характеристики процессов окисления тяжёлых нефтей и смол использовали термогравиметрический анализатор ТГ209Ф3 при нагреве образцов в воздушной среде от 40 до 600°C. Масса образца – 5 мг; скорость нагрева 3°C/мин, скорость потока воздуха 50 мл/мин. Для определения кинетических параметров, таких как энергия активации и предэкспоненциальный множитель, использовали данные экспериментов ДТГ в сочетании с уравнением Аррениуса, окончательный вид которого представлен в следующем виде (1) [4]:

$$\lg\left(\frac{dHt/dt}{H}\right) = \lg A - \frac{E}{2.303RT} \quad (1)$$

Построение линейного графика в координатах $\lg(dHt/dt/H)$ при $1/T$ позволяет по наклону полученных прямых найти значение энергии активации.

Экстракты из исходной породы относятся к нефти химического типа Б², в котором практически отсутствуют n-алканы. Гидротермальная обработка породы при температуре 300°C не приводит к заметным изменениям группового состава нефти (рис. 1).

Введение прекурсоров катализатора в реакционную систему с нефтесодержащей породой позволило увеличить выход насыщенной фракции с 35 до 56% при снижении содержания асфальтенов в 1,5 раза. Сравнение этих результатов с данными некаталитического эксперимента даёт основание полагать, что катализатор в породе эффективно проявляет свои каталитические свойства, по-видимому, создавая возможность протекания новых элементарных реакций, приводящих к образованию насыщенных углеводородов. Породообразующая среда может проявлять не только каталитические свойства, но и создавать большую поверхность контакта высокомолекулярных компонентов нефти с катализатором.

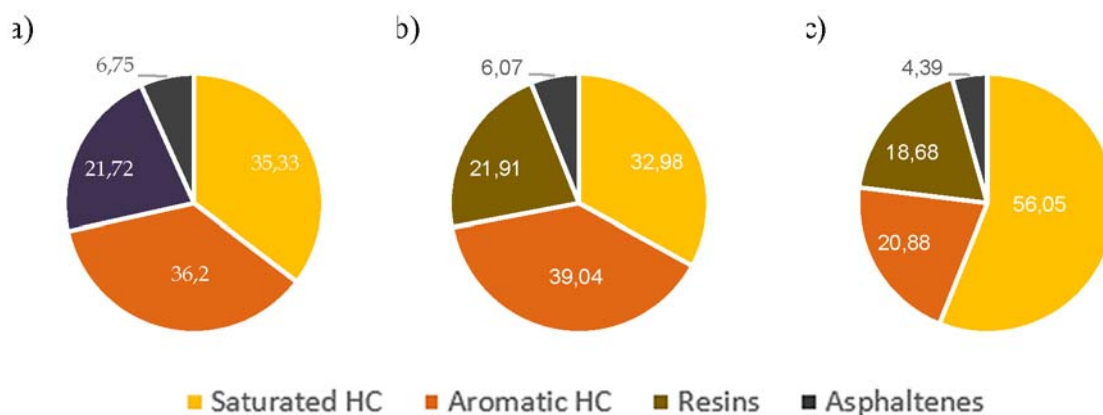


Рис. 1. Групповой состав тяжёлой нефти из породы: а) – исходная порода; б) – порода после гидротермального опыта; в) – после гидротермально-каталитического опыта

ТГ/ДТГ тяжёлой нефти и её высокомолекулярных компонентов. В табл. 1 приведены данные термогравиметрического анализа образцов нефти и породы Ашальчинского месторождения до и после гидротермально-каталитических экспериментов при различных скоростях нагрева. Согласно [4], процесс постепенного окисления нефти и её компонентов в соответствии с положением пиков экзо- и эндотермических эффектов на кривой можно разделить на три основные зоны. Первая зона в интервале температур 200–350°C соответствует низкотемпературному окислению (НТО), вторая зона в интервале температур 350–450°C (ОТ), где наблюдается образование топливных фракций, третья зона до 600°C соответствует области высокотемпературного окисления (ВТО). В исходной тяжёлой нефти наибольшая потеря её массы происходит в области НТО, более 50% (Δm_1), в которой, по данным [5], основными направлениями протекания реакций являются присоединение кислорода с образованием гидропероксидов, а также реакции их дальнейшей изомеризации и разложения. Гидротермально-каталитическая обработка породы в наибольшей степени интенсифицирует процессы, происходящие в области ОТ (величина Δm_2 возрастает с 20.93 до 48.57% при скорости нагрева 2.5 К/мин), связанные со сложными реакциями термоокислительного крекинга остатка после стадии НТО, а также в области ВТО (значение Δm_3 возрастает с 15.95 до 39.57 при скорости нагрева 20 град/мин), где основным процессом является горение образовавшегося кокса [4, 6].

Таблица 1

Данные ТГ/ДТГ нефти и её компонентов до и после гидротермальных и каталитических экспериментов, при различных скоростях нагрева

Heating rate (K/min)	Температура, °C			Потери массы породы, %			Onset (°C)
	Peak 1	Peak 2	Peak 3	Δm_1	Δm_2	Δm_3	
<i>Тяжелая нефть из исходной породы</i>							
<i>Нефть</i>							
2.5	326.8	417.1	520.7	56.92	20.93	22.10	160.5
5	348.9	449.5	549.6	61.15	18.89	19.93	175.0
10	375.0	465.5	580.9	65.81	16.30	18.06	200.1
20	411.4	-	617.8	82.24		15.95	217.5
<i>Смолы</i>							
2.5	250.4	424.6	525.2	18.70	42.10	39.21	210.6
5	258.3	451.6	546.6	19.18	46.21	34.77	213.0
10	266.8	456.9	578.5	17.81	48.78	33.34	217.4
20	279.0	450.4	608.8	15.45	55.74	29.05	225.9
<i>Асфальтены</i>							
2.5	255.5	430.3	492.4	5.49	33.24	60.22	403.9
5	204.0	433.9	517.4	4.66	36.84	58.09	412.1
10	298.8	454.5	569.4	5.30	40.49	52.96	415.7
20	313.6	463.8	587.1	4.44	45.67	47.95	418.7
<i>Нефть из породы после гидротермального эксперимента, T 300°C, P 9.5 МПа</i>							
<i>Нефть</i>							
2.5	320.0	442.0	522.0	27.45	44.15	28.33	330.1
5	335.3	444.8	548.7	26.20	46.62	27.10	340.8
10	347.7	456.1	582.2	25.06	50.69	24.13	342.6
20	371.4	455.1	613.1	24.09	54.03	21.52	337.0

<i>Смолы</i>							
2.5	346.7	422.8	530.5	19.03	41.58	39.76	224.8
5	367.2	443.0	556.3	18.95	47.00	34.70	234.5
10	-	416.4	583.9	18.68	46.59	34.84	250.0
20	-	440.3	618.9	14.80	54.41	30.94	277.1
<i>Асфальтены</i>							
2.5	291.4	442.5	503.2	6.38	39.05	53.23	402.6
5	297.8	450.2	531.8	5.27	33.01	60.68	406.7
10	298.0	454.0	565.4	4.07	34.51	59.56	412.6
20	315.9	461.6	596.1	3.94	37.08	56.81	415.4
<i>Нефть из породы после каталитического гидротермального эксперимента, T 300°C, P 8.5 МПа, катализатор (Fe+Co+Cu)</i>							
<i>Нефть</i>							
2.5	254.2	446.1	498.8	7.28	48.67	23.13	205.1
5	267.0	449.1	524.7	8.05	47.71	25.40	214.4
10	289.5	455.1	546.8	7.74	48.25	25.66	225.6
20	312.5	446.5	587.1	7.92	36.99	39.57	242.1
<i>Смолы</i>							
2.5	252.5	362.3/423.9	525.5	28.75	35.53	35.97	190.0
5	267.1	376.9/430.7	542.1	30.66	34.77	34.62	203.0
10	284.2	383.4/450.5	572.9	27.98	41.87	30.00	221.0
20	300.5	- /438.3	617.4	25.19	46.84	28.31	229.6
<i>Асфальтены</i>							
2.5	259.7	419.1	497.4	9.46	43.79	42.33	395.7
5	264.8	436.6	521.8	7.93	37.09	50.72	406.1
10	302.1	461.8	557.2	8.29	38.80	47.88	423.9
20	307.1	466.6	596.7	6.08	41.40	48.69	422.8

Важно отметить, что в области образования топливных фракций ОТ с увеличением скорости нагрева величина потери массы уменьшается, а в области ВТО, наоборот, увеличивается. Из данных табл. 1, следует, что для смол и асфальтенов, с увеличением скорости нагрева от 2,5 до 20 град/мин во всех трёх температурных зонах температурные пики экзо- и эндотермических эффектов на кривой ДТГ смещаются в сторону более высоких значений, что свидетельствует о процессах деструкции этих высокомолекулярных компонентов нефти с образованием более лёгких топливных фракций и о их выгорании в исследуемых температурных интервалах.

Кривые потерь массы смол и асфальтенов до и после каталитических гидротермальных экспериментов при разных скоростях нагрева представлены на рис. 2.

Сравнительный анализ показал, что для асфальтенов, аналогично смолам, с увеличением скорости нагрева от 2,5 до 20 К/мин температуры во всех трёх областях смещаются в сторону более высоких значений. Температура «Onset» асфальтенов – «воспроизводимая» точка начала процесса окисления – также увеличивается с увеличением скорости нагрева. Гидротермальное воздействие приводит к незначительному снижению этого температурного показателя при всех скоростях нагрева. Наличие катализатора в реакционной системе приводит к значительному снижению температуры начала окисления асфальтенов при минимальной скорости нагрева 2,5 град/мин. с 403 до 395°C и, наоборот, к увеличению её значений с увеличением скорости нагрева, в отличие от гидротермального эксперимента. Увеличение интенсивности температурных пиков в области ВТО для асфальтенов после каталитического гидротермального эксперимента по сравнению с исходной породой, по-видимому, связано с выгоранием большего количества кокса, образовавшегося на стадии ОТ, вследствие интенсификации деструктивных реакций в этой области. При этом в смолах наибольшие изменения температурных пиков и значений потери массы связаны с областью ОТ, а в области ВТО увеличения температурных пиков не наблюдается.

Таким образом, сравнительная характеристика изменения параметров ТГ/ДТГ высокомолекулярных соединений нефти – смол и асфальтенов, показала разную направленность изменения их состава в результате каталитического гидротермального воздействия. Для асфальтенов характерны наиболее высокие значения потери массы в области ВТО (60.22% против 39.21% в смолах), а также увеличение температурных пиков в этой области после каталитической обработки, что, по-видимому, связано с образованием на стадии ОТ большого количества кокса вследствие усиления деструктивных реакций в этой зоне. Для смол характерно появление нового температурного пика окисления на стадии ОТ и снижение температуры, что также свидетельствует о лучшем протекании реакций дегидрирования, раскрытия цикла и отрыва гетероатомов в продуктах каталитических гидротермальных экспериментов при более низких температурах. Результаты исследований дают новую информацию о реакционной способности высокомолекулярных компонентов тяжёлой нефти из нефтенасыщенных пород в термических процессах и показывают, что использование тепловых и каталитических методов перспективно для успешной реализации остаточного нефтеносного потенциала продуктивных толщ пермских отложений Татарстана.

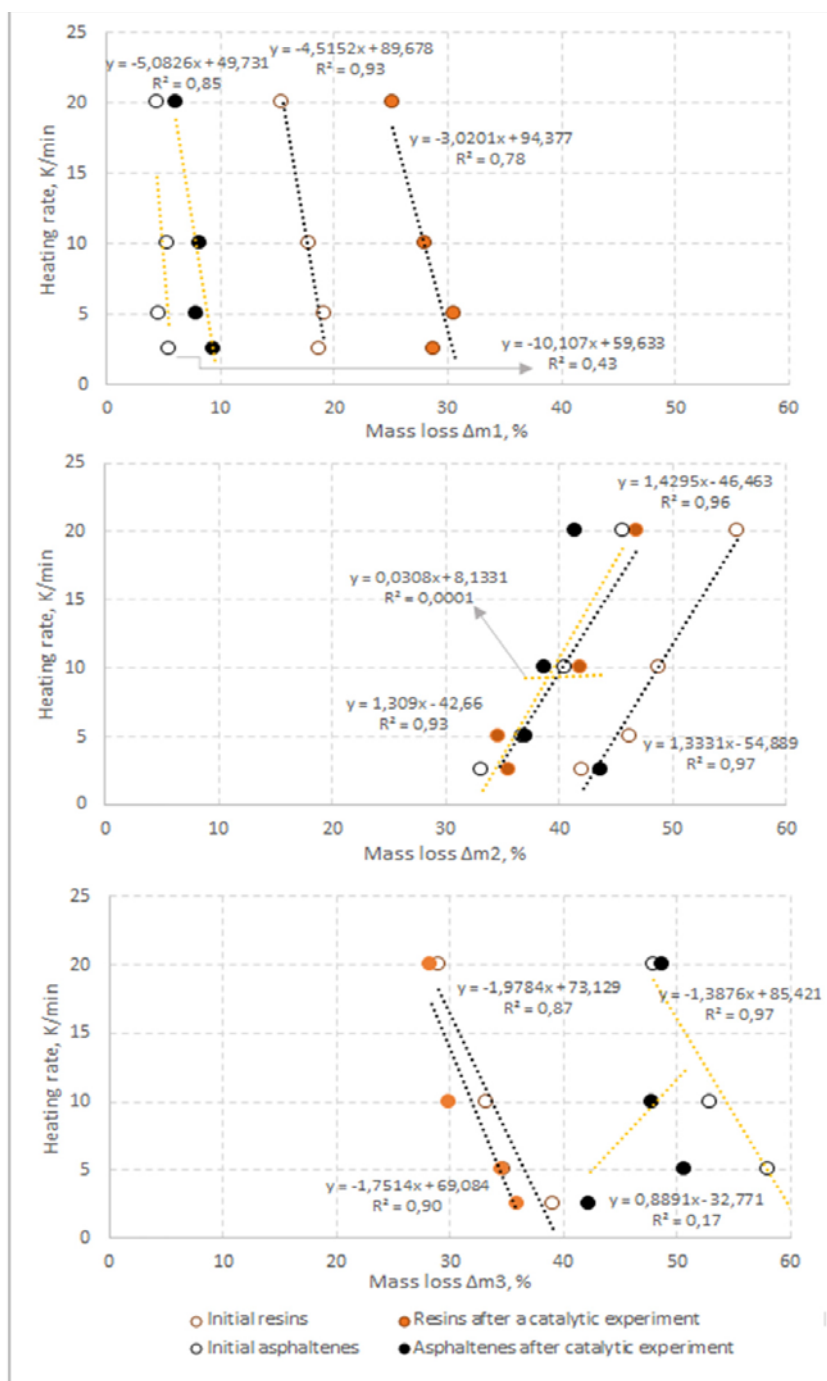


Рис. 2. Зависимости потери массы смол и асфальтенов из исходной породы, породы после гидротермального и гидротермально-каталитического экспериментов от скорости нагрева в различных температурных зонах: а) – НТО; б) – ОТ; в) – ВТО

* 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». Работа Каюковой Г.П. по проведению гидротермальных экспериментов проводился на базе Федерального исследовательского центра КазНЦ РАН.

Литература

1. Nelyubov D.V., Semikhina L.P., Vazhenin D.A. Merkul'ev I.A. Influence of resins and asphaltenes on the structural and rheological properties of petroleum disperse systems. Petroleum Chemistry. 2017. V. 57(3). P. 203–208.
2. Petrukhhina N.N., Tumanyan B.P., Kayukova G.P., Romanov G.V., Foss L.E., Kosachev I.P., Musin R.Z., Ramazanova A.I., Vakhin A.V. Conversion processes for high-viscosity heavy crude oil in catalytic and noncatalytic aquathermolysis. Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2014. V. 50(4). P. 315–326.
3. Mikhailova A.N., Kayukova G.P., Varfolomeev M.A., Emelyanov D.A. Thermogravimetric parameters of the oxi-

dition of organic matter and asphaltenes from the rocks of the Permian deposits of heavy oil field before and after catalytic hydrothermal treatment. *Fuel*. 2022. V. 313. Article No 122641.

4. Zhao Sh., Pu W., Huo J., Pan J., Varfolomeev M.A. Effect of interactions between saturates-aromatics-resins-asphaltenes components on the oxidation behavior and kinetics of heavy crude oil. *Petroleum Chemistry*. 2020. V. 60(11). P. 1226–1231.

5. Yuan C., Emelianov D.A., Varfolomeev M.A. Oxidation behavior and kinetics of light, medium, and heavy crude oils characterized by thermogravimetry coupled with fourier transform infrared spectroscopy. *Energy & Fuels*. 2018. V. 32(4)P. 5571–5580.

6. Wang Y., Ren S., Zhang L., Deng J., Peng X., Cheng H. New insights into the oxidation behaviors of crude oils and their exothermic characteristics: Experimental study via simultaneous TGA/DSC. *Fuel*. 2018. V. 219. P. 141–150.

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЁТА ДЕБИТА ГАЗА ПО ДИКТ ДЛЯ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

К.С. Мокшина, Д.А. Самоловов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, mokshina_ks@mail.ru,
samolovov.da@gazpromneft-ntc.ru

(OPTIMIZATION OF THE METHOD OF CALCULATING THE GAS FLOW RATE FOR A DIAPHRAGM CRITICAL FLOW METER FOR A MULTIPHASE FLOW)

K.S. Mokshina, D.A. Samolovov

(Volga Region) Federal University, mokshina_ks@mail.ru,
samolovov.da@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. Проведён анализ промысловых данных ачимовских отложений Уренгойского и Песцового месторождений, в ходе которого были выявлены заниженные значения дебита газа, замеренные с помощью диафрагменного измерителя критического течения ДИКТ. Предлагается подход к решению данного вопроса. Методика основана на том, что вносятся поправки в расчёт показателя адиабаты, новые значения получены с учётом интегральной корректировки по скорости звука.

Ключевые слова: дебит газа, ДИКТ, многофазный поток, показатель адиабаты, энтропия.

Abstract. Analyzed analyzed field data from Achimovsky deposits of the Urengoyskoye and Pestsovoye fields. In the course of which underestimated gas flow rate values were revealed, measured using a diaphragm critical flow meter. An approach to solving this issue is proposed. The methodology is based on the fact that corrections are made in the calculation of the adiabatic index, the new values are obtained with the taking into account the integral correction for the sound velocity.

Key words: Gas flow rate, diaphragm critical flow meter, multiphase flow, adiabatic index, entropy.

При измерениях расхода газа, когда газ проходит через диафрагму и выходит в атмосферу, применяется специальный прибор – диафрагменный измеритель критического потока (ДИКТ). Однако в современной практике методы оценивания расхода газа при многофазном потоке с использованием ДИКТ не всегда соответствуют реальным показателям на газовых скважинах. Зачастую этот способ измерения дебита открывает единственно возможный путь для испытания скважин, если давление в промышленном газопроводе после узла измерения дебита равно или больше статического давления на головке скважины, а также на дальних разведочных площадях, куда ещё не подведён газопровод [1].

В ходе анализа промысловых данных ачимовских отложений Уренгойского и Песцового месторождений, было выявлено, что результаты замера дебита с помощью ДИКТ значительно отличаются от значений дебита газа, полученного с помощью передвижного комплекса для замера дебита скважин ПКДС (на Уренгойском месторождении) и передвижного комплекса для исследования и освоения скважин ПКИОС (на Песцовом месторождении). Такое расхождение может быть вызвано наличием жидкой фазы в потоке газа, наличие которой также может приводить к систематическому занижению показаний дебита газа на скважинах.

Для расчёта дебита газа на промыслах Западной Сибири используется формула (1) [1]. Также эта формула была применена при расчётах в данной работе:

$$Q = \frac{C \cdot P \cdot \Delta}{\sqrt{\rho_{\text{отн}} \cdot z \cdot T}} \quad (1)$$

Δ – поправочный коэффициент, учитывающий изменение показателя адиабаты реального газа.

При известном значении показателя адиабаты k значение поправки Δ оценивается формулой (2) [2]:

$$\Delta = 1,5 \cdot \left[k \cdot \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

Как указано авторами работы [2], на практике при термобарических условиях $154,0 \cdot 10^5$ - $244,2 \cdot 10^5$ Па и 296,15-314,15 К коэффициент Δ должен находиться в диапазоне 0,841-1,243 со средним арифметическим значением – 1,015. Определённые с помощью формулы (2) значения оказываются выше и могут достигать 1,32.

Поэтому возникает необходимость в корректировке методики расчёта дебита газа по ДИКТ для многофазного потока, в частности, поправочного коэффициента.

При критическом истечении через ДИКТ скорость на диафрагме равна скорости звука. Величина Δ связана с показателем адиабаты, входящем в формулу для расчёта скорости звука. В настоящей работе был рассчитан показатель адиабаты через соотношение теплоёмкостей, полученных с помощью PVT моделирования и через расчёт кривых по определению $dS = 0$ (изоэнтропийный процесс). По первой методике показатель адиабаты рассчитывают из отношения между изобарной теплоёмкостью газообразного вещества и его изохорной теплоёмкостью:

$$\gamma = \frac{C_p}{C_v} \quad (3)$$

где γ зависит от параметров состояния газа (давления и температуры), а в случае смеси газов и от состава смеси. Это противоречит исходным допущениям о постоянстве показателя адиабаты. Значения показателя адиабаты, полученные на данных Песцового месторождения с помощью формулы (3), представлены на рис. (1). Аналогичные расчёты были проведены для Уренгойского месторождения.

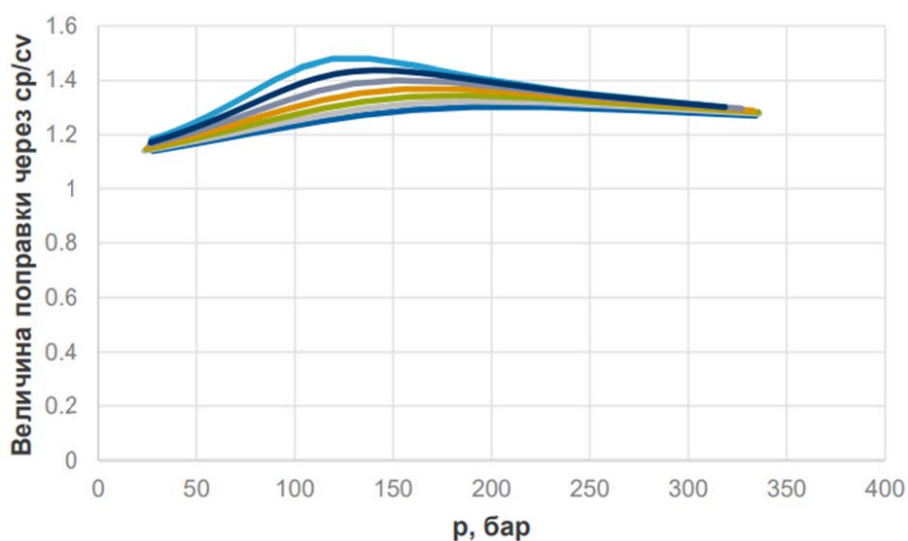


Рис. 1. Значения γ , полученные как отношение $\frac{C_p}{C_v}$

Нами были определены значения γ , полученные за счёт отношения скоростей звука, рассчитываемых для адиабаты $PV^\gamma = \text{const}$ и по общему правилу – формула (4).

$$\vartheta_{зв} = \sqrt{\left. \frac{\partial P}{\partial \rho} \right|_{dS=0}} \quad (4)$$

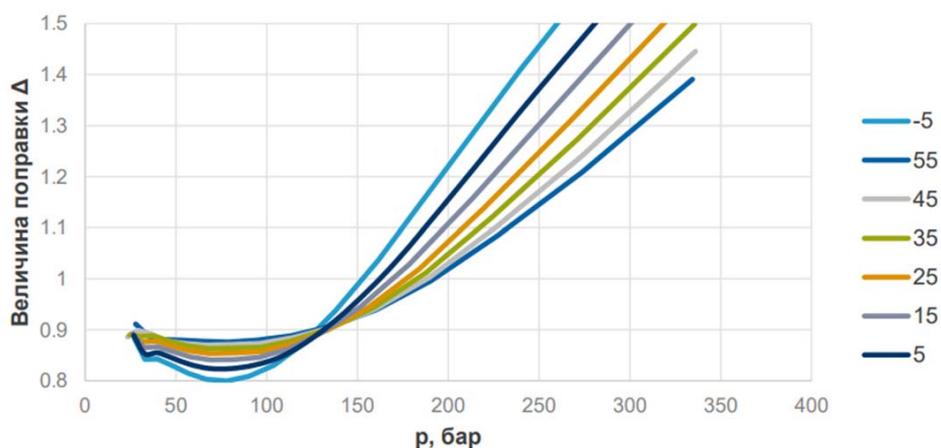


Рис. 2. Значения γ , полученные за счёт отношения скоростей звука, рассчитываемых для адиабаты $PV^\gamma = \text{const}$ и по общему правилу как $(dp/d\rho)^{0.5}$

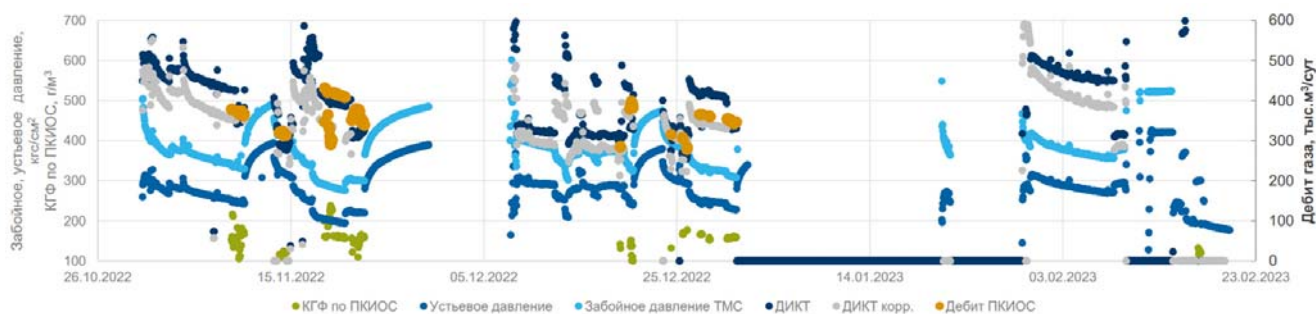


Рис. 3. Результаты расчёта показателей разработки на Песцовом месторождении

Данная методика показала хорошую сходимость результатов показателей ДИКТ и ПКИОС на Песцовом месторождении (рис. 3). Корректировка поправки Δ приводит к снижению показаний ДИКТ до 20%.

Стоит отметить, анализ полученных результатов на скважине Уренгойского ГКМ показал, что на сегодняшний день методика представляет собой первую попытку в улучшении качества замеров на ДИКТ и требует внесения новых коррективов. Одним из возможных подходов к решению проблемы является вывод теории работы ДИКТ с многофазным потоком на основе ударной адиабаты Гюгонио.

* 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».

Литература

1. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть 1: Р Газпром 086-2010 // Науч.-исслед. ин-т природ. газов и газовых технологий-Газпром ВНИИГАЗ. – Введ. 2011-04-29.
2. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ СОСТАВА НЕФТИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Морозова, Ю.А. Дуглав, М.С. Шипаева¹, Р.Р. Афлятунов²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, Evgeniya_morozova97@mail.ru, julianad@inbox.ru, mariasipaeva@gmail.com

²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, AfljatonovRR@tatneft.ru

SPATIAL VARIABILITY OF THE OIL COMPOSITION OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

E.V. Morozova, Y.A. Duglav., M.S. Shipaeva¹, R.R. Afljatonov²

¹Kazan Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan, Evgeniya_morozova97@mail.ru, julianad@inbox.ru, mariasipaeva@gmail.com

²Chief Geologist of PJSC Tatneft, Almet'yevsk, AfljatonovRR@tatneft.ru

Аннотация. Проведено исследование биомаркерного состава, а также изотопного состава SARA-фракций нефти терригенного девона Ромашкинского месторождения. Установлена неоднородность состава нефти как по изотопным, так и по биомаркерным данным. Полученные отличия позволяют сделать вывод о полигенном генезисе нефти Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: нефть, биомаркеры, изотопный состав, SARA, Ромашкинское месторождение.

Annotation. A study of the biomarker composition and isotopic composition of SARA fractions of oil from the terrigenous Devonian of the Romashkino oilfield was carried out. The heterogeneity of the oil composition was established both by isotope and biomarker data. The obtained differences allow us to draw a conclusion about the polygenic genesis of oil from the Romashkino oilfield.

Key words: oil, biomarkers, isotopic composition, SARA, Romashkino oilfield.

Вопрос о происхождении нефти Ромашкинского месторождения занимал и занимает по настоящее время не один десяток учёных. Разностороннее изучение «супергиганта» привело к существованию ряда гипотез о возможных процессах, способствовавших его формированию, а также о вероятных источниках, которые «напитали» Ромашкинскую структуру углеводородами. Полученные данные биомаркерного анализа [1], изотопных исследо-

ваний [2], элементного состава [3] не только нефти, но и предполагаемых нефтематеринских пород, среди которых рассматривались доманиковые отложения Республики Татарстан, породы кристаллического фундамента, к сожалению, не позволили однозначно определить нефтематеринскую толщу, которая могла бы служить источником нефти для коллекторов Республики Татарстан. Ввиду низкой термической преобразованности доманиковых отложений Республики Татарстан в работах исследователей были изложены предположения о более зрелых доманиковых отложениях, расположенных в Бузулукской впадине, Предуральском краевом прогибе, которые могли выступать в качестве нефтематеринских для нефти, в том числе Ромашкинского месторождения [4]. В последнее время взор исследователей устремлён на отложения рифея и венда Камско-Бельского и Серноводско-Абдуллинского авлгоенов, где уровень катагенетической преобразованности органического вещества достиг стадии нефтяного окна [5].

В настоящей работе предпринята попытка исследования нефти терригенного девона Ромашкинского месторождения с позиции биомаркерного анализа насыщенных и ароматических углеводородов и изотопных исследований групп нефти различной полярности. Для этого были отобраны образцы нефти из кыновских, пашийских и кыновско-пашийских отложений Ромашкинского месторождения. Образцы нефти были подвергнуты SARA-анализу для получения насыщенных, ароматических углеводородов, смол и асфальтенов, которые далее были проанализированы на предмет их изотопного состава углерода. Насыщенные и ароматические углеводороды были исследованы при помощи газовой хроматографии масс-спектрометрии для получения биомаркерных параметров.

Построение типичной диаграммы $\delta^{13}\text{C}$ насыщенные УВ – $\delta^{13}\text{C}$ ароматические УВ позволило разбить имеющиеся точки на 2 группы. Одна из которых является более зрелой (рис. 1а). Также изотопно-фракционные кривые (ИФК), построенные по результатам изотопных исследований SARA-фракций нефти, имеют различную форму и позволяют типизировать нефти в пределах Ромашкинского месторождения (рис. 1б). Для типизации полученных кривых, а также биомаркерных параметров был применён кластерный анализ в программе Statistica (рис. 2, 3).

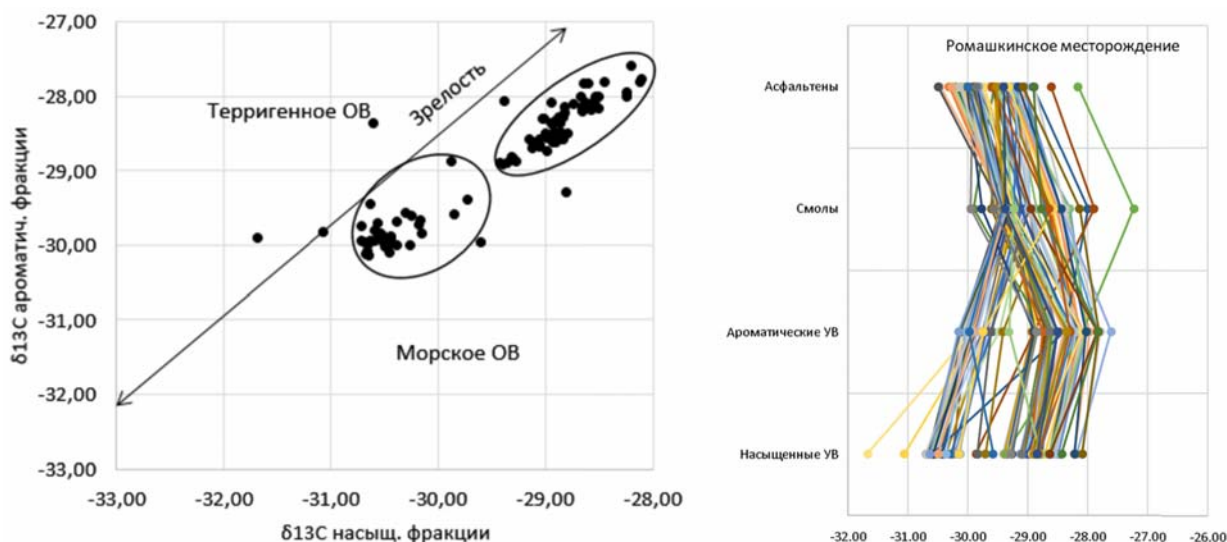


Рис. 1. Результаты исследования стабильных изотопов углерода групп нефти различной полярности: А) $\delta^{13}\text{C}$ насыщенные УВ – $\delta^{13}\text{C}$ ароматические УВ [6], Б) ИФК по Галимову Э.М. [7]

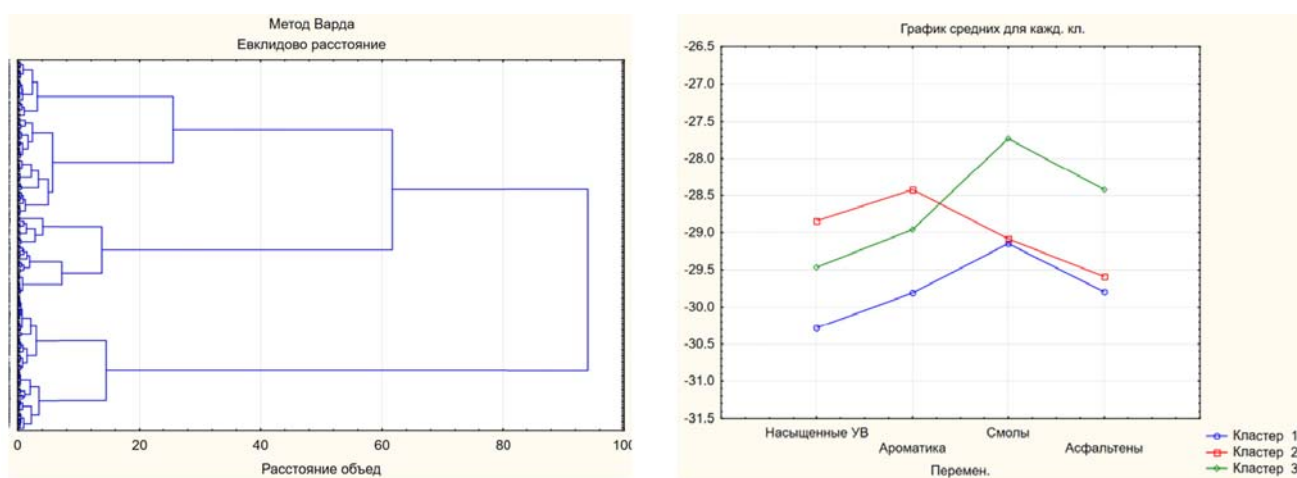


Рис. 2. Кластерный анализ данных изотопных исследований групп нефти различной полярности

Было выделено 3 кластера, которые были нанесены на карту. Отмечается пространственная изменчивость и концентрирование нефтей одного типа на локальных участках (рис. 4а). Аналогичная картина наблюдается и при кластеризации полученных биомаркерных параметров (рис. 4б). Выделено 3 типа нефти. Отмечается локализация нефти одного типа как по данным биомаркерных исследований, так и по данным изотопии в северо-западной и западной частях месторождения (Минибаевская, Альметьевская, Северо-Альметьевская, Сармановская, Ташлиарская, Чишминская, Алькеевская площади). Другой тип нефти сосредоточен в южной, юго-восточной и восточной его частях.

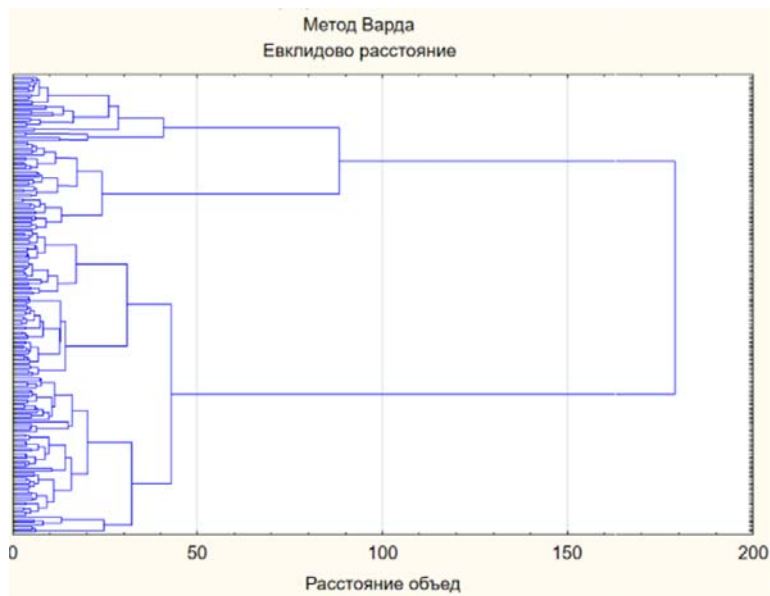


Рис. 3. Кластерный анализ данных биомаркерного анализа

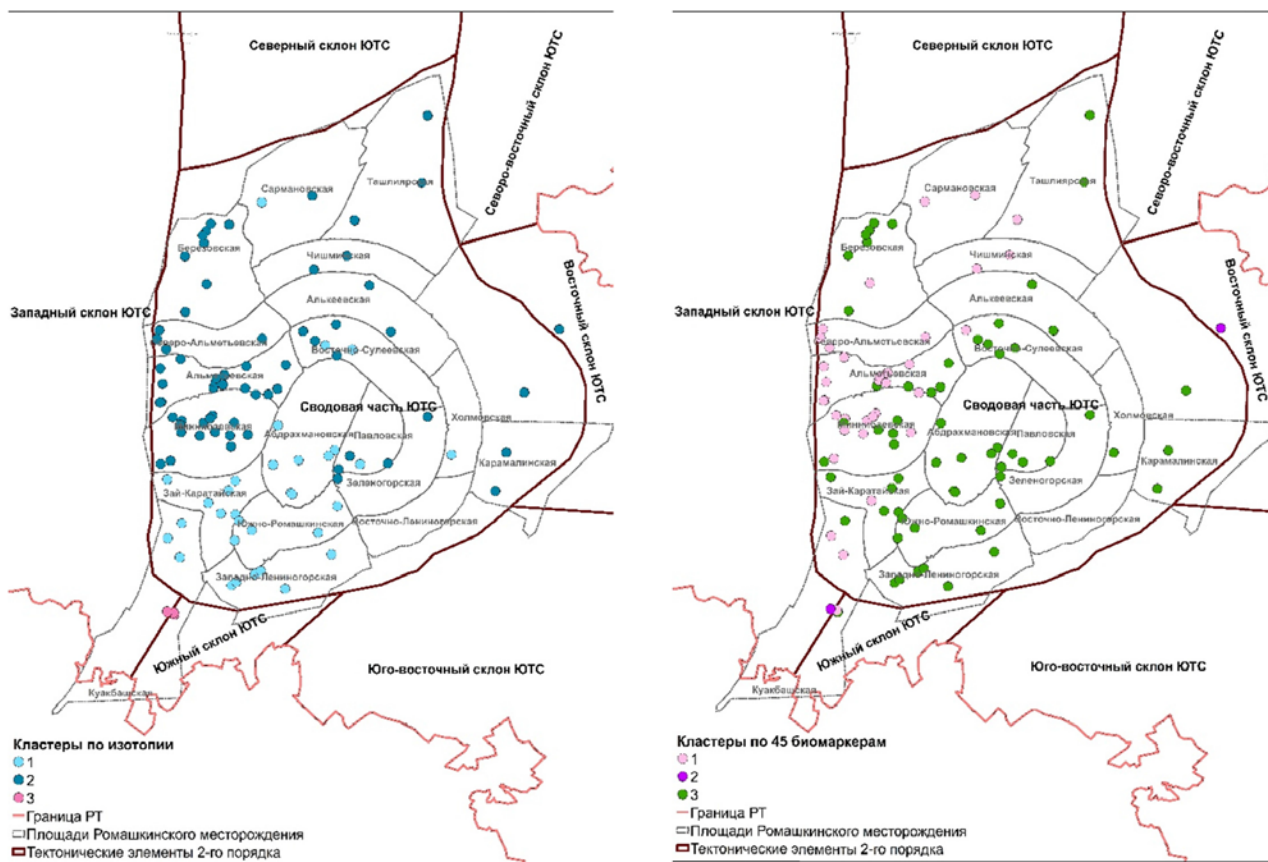


Рис. 4. Карты Ромашкинского месторождения с нанесёнными типами нефти: А) по данным кластеризации результатов изотопных исследований, Б) по данным кластеризации биомаркерных параметров

При подобной изменчивости нефти стоит задаться вопросом, с чем может быть связана такая зональность? Как было сказано выше, отбор нефти производился из кыновского, пашийского и кыновско-пашийского горизонтов. Сравнивая карту отбора образцов (рис. 5) с картами, где нанесены выделенные типы нефти, наблюдается повторение форм концентрирования нефтей одного типа и площадей, где были вскрыты те или иные горизонты.

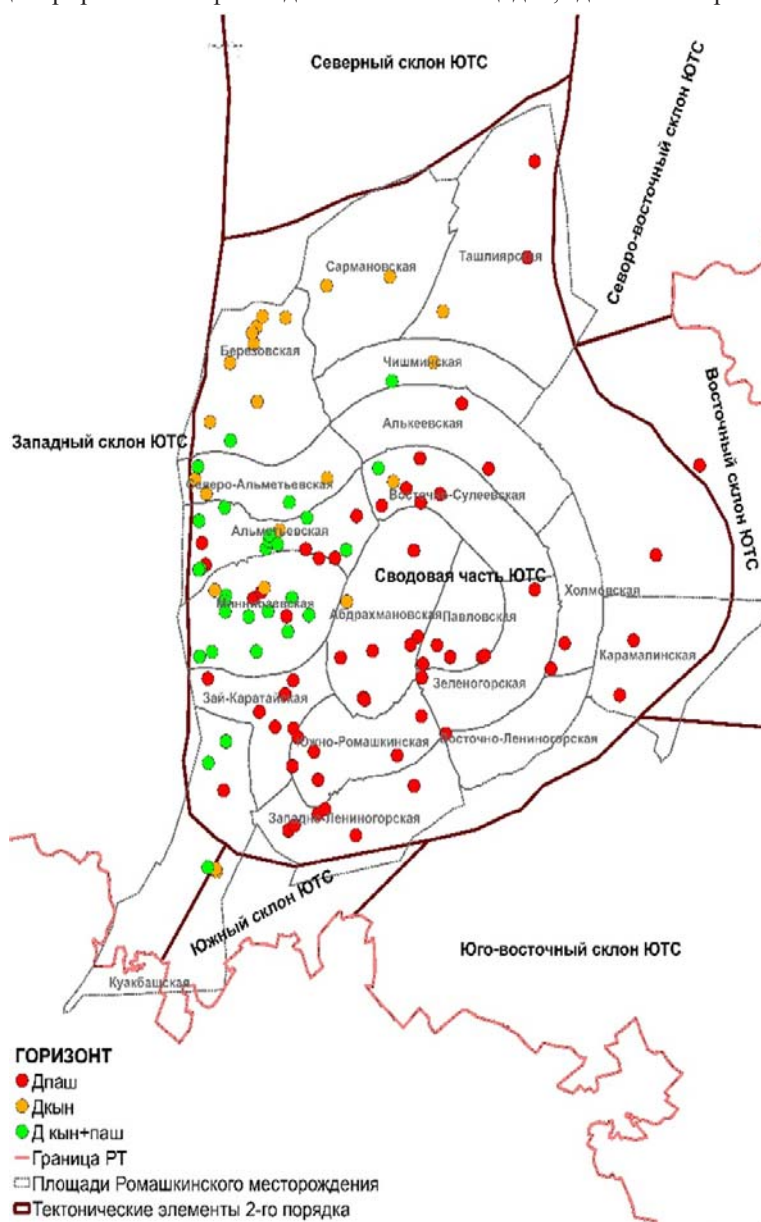


Рис. 5. Карта Ромашкинского месторождения с указанием перфораций

Результат статистической обработки позволил выявить отличия нефти из различных горизонтов. По параметру Краскела-Уоллиса отмечаются большие отличия нефти пашийского горизонта от кыновского и кыновско-пашийского. Локализация определённого типа нефти в областях перфорации пашийского горизонта позволяет рассматривать строение резервуара терригенного девона как одну из возможных причин дифференциации нефти внутри месторождения.

Так нефть 1 кластера, согласно кластеризации по изотопным исследованиям, отличается относительно облегчённым изотопным составом всех SARA-групп. Ей соответствует 3 кластер по данным биомаркерных исследований и пашийский горизонт в большинстве случаев по карте на рис. 5. Нефть отличается меньшим медианным значением K_i , большим CPI, TRY/НОР, 4-МДБТ/1-МДБТ, TAC1/TAC1+TAC2, что характеризует данные нефти как более катагенетические зрелые, чем нефти других групп. В то же время отличия по параметрам T_s/T_m , C35S/C34S от нефти 1 кластера может говорить о том, что последние имеют относительно меньшую связь с карбонатными породами (рис. 6).

Стоит отметить, что нефти 1 и 3 кластера по данным кластеризации по биомаркерным параметрам достаточно близки друг к другу. Нефти 3 кластера по изотопным данным и 2 кластера по биомаркерным параметрам совпадают и локализуются в отдельных скважинах Куакбашской площади. Указанные нефти отличаются относи-

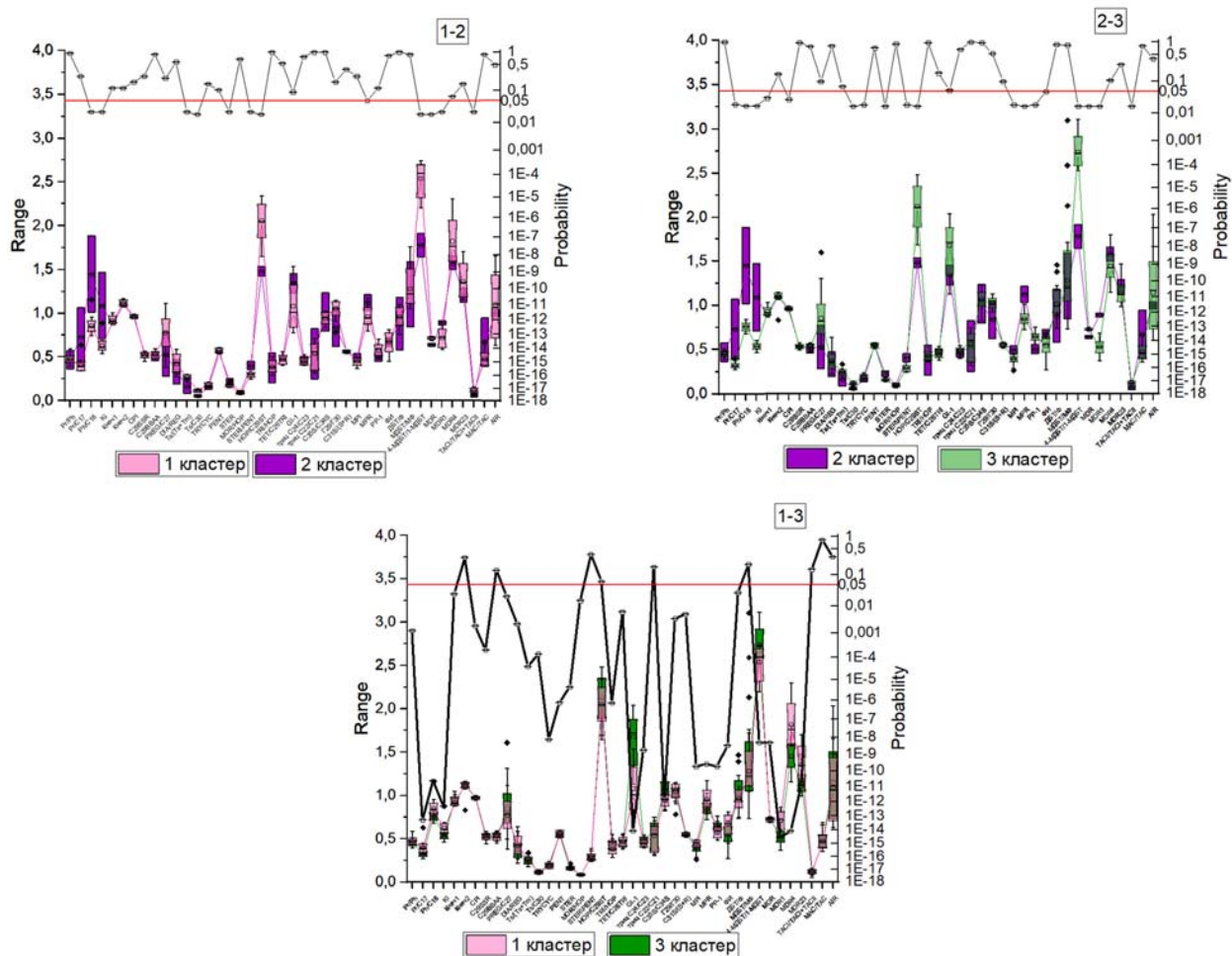


Рис. 6. Распределение биомаркерных параметров по выделенным кластерам

тельно утяжелённым изотопным составом смол и асфальтенов, а также большим значением STER, что, вероятно, может быть связано с меньшей бактериальной переработкой исходного органического вещества для нефти данного типа [7].

Таким образом, было проведено площадное исследование нефти терригенного девона Ромашкинского месторождения. Отмеченная геохимическая неоднородность нефти может указывать на полигенный характер нефти супергиганта. Причём, нефтематеринские породы имеют отличия на микроуровне как по параметрам зрелости, так и по генетическим маркерам [8, 9]. Вероятно, нефти кыновского и кыновско-пашийского горизонтов Минибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской, Сармановской, Ташлиярской, Чишминской, Алькеевской площадей имеют более зрелый источник, чем нефти других площадей. Кроме того, полученные отличия могут свидетельствовать о неоднородности флюида из-за геологического строения резервуара и его долгой истории эксплуатации.

Литература

1. Каюкова Г.П. Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей / Г.П. Каюкова, Г.В. Романов, И.Н. Плотникова. // Георесурсы. – 2012. – Т. 47. – № 5. – С. 37–40.
2. Камалеева А.И. «Аномальные» нефти Татарстана: генетические корреляции, возможное происхождение / А.И. Камалеева, Л.А. Кодина, Л.Н. Власова, М.П. Богачева, Э.М. Галимов // Доклады Академии наук. – 2014. – Т. 458. – № 2. – С. 201–205.
3. Пуланова С.А. О микроэлементном составе нефтей Ромашкинской группы месторождений / С.А. Пуланова, М.В. Родкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 75–80.
4. Галимов Э.М. К вопросу о генезисе нефти супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения / Э.М. Галимов, А.С. Немченко-Ровенская, Г.С. Коробейник, Т.Н. Немченко, О.В. Кузнецова, А.А. Пырьева // Сырьевая база и геологоразведка. – 2010. – С. 28–33.
5. Кожанов Д.Д. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) / Д.Д. Кожанов, М.А. Большакова, И.С. Хопта // Георесурсы. – 2022. – Т.24. – № 2. – С. 113–128.

6. *Sofer Z.* Stable carbon isotope compositions of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration / *Z. Sofer*// AAPG Bull. 1984. – № 68. – P. 31–49.
7. *Galimov E.M.* Isotope organic geochemistry / *E. M. Galimov* // Organic geochemistry. – 2006. – Vol. 37. – Is. 10. – P. 1200–1262.
8. *Смирнов М.Б.* Дифференциация нефтей Татарстана по составу насыщенных биомаркеров / *М.Б. Смирнов, Н.П. Фадеева, Н.А. Ванюкова* // Геохимия. – 2021. – Т. 66. – № 5. – С. 436–449.
9. *Смирнов М.Б.* Характеристики источников нефтей Ромашкинского месторождения по результатам изучения состава насыщенных и ароматических биомаркеров / *М.Б. Смирнов, Е.Н. Полудеткина* // Геохимия. – 2018. – № 2. – С. 175–184.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МЕТОДА ВЕРТИКАЛЬНОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

П.Е. Морозов^{1,2}

¹Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН,

²Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,

morozov@imm.knc.ru

Одним из эффективных методов определения анизотропии проницаемости пласта является вертикальное гидропрослушивание [1-3]. При вертикальном гидропрослушивании в открытом стволе скважины с помощью пакеров изолируются друг от друга тестируемый и наблюдательный интервалы. Затем производится отбор жидкости из тестируемого интервала и с помощью высокоточных манометров регистрируется изменение давления как в тестируемом, так и в наблюдательном интервалах. По полученным таким образом кривым изменения давления производится оценка вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта.

В последние годы для проведения вертикального гидропрослушивания в открытом стволе скважины используются модульные динамические испытатели пластов на кабеле (MDT – Modular Formation Dynamics Tester) [1, 2, 4]. Динамические испытатели пластов MDT предназначены для отбора высококачественных проб пластовых флюидов, оценки подвижности пластового флюида, а также определения анизотропии проницаемости пласта. Для этого в их конфигурацию входят модуль двойного пакера и один или несколько прижимных зондов (рис. 1а) расположенных на расстоянии 1-2 метра от модуля двойного пакера. В результате интерпретации кривых изменения давления в тестируемом интервале и прижимном зонде определяются значения вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта [5, 6].

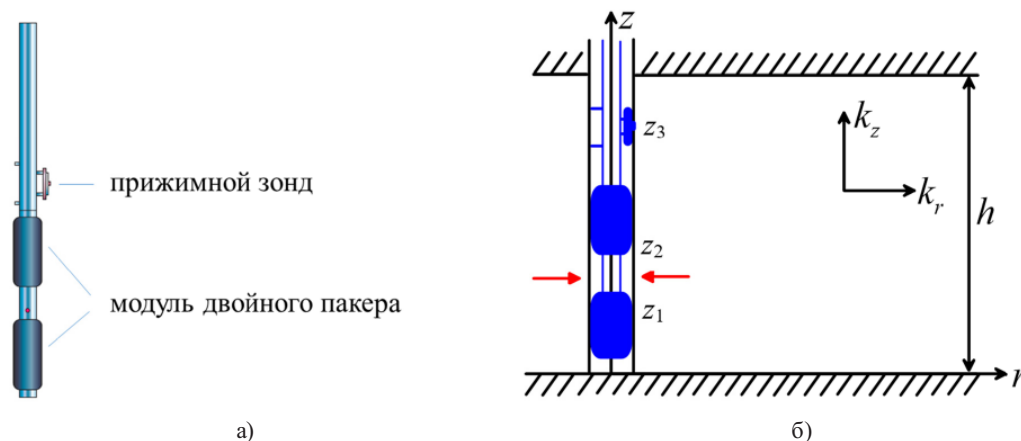


Рис. 1. Схема модульного динамического испытателя пласта MDT

Прямая задача вертикального гидропрослушивания состоит в определении давления в модуле двойного пакера (тестируемом интервале (z_1, z_2)) и прижимном зонде (рис. 1б), когда процесс фильтрации жидкости в анизотропном пласте описывается уравнением пьезопроводности

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(k_r r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{k_z}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \beta^* \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1)$$

с начальным

$$p(r, z, 0) = p_k, \quad (2)$$

и граничными условиями

$$\left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=0} = 0, \quad \left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=h} = 0, \quad p(\infty, z, t) = p_k, \quad (3)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_w} = 0, \quad 0 \leq z < z_1, \quad z_2 < z \leq h, \quad (4)$$

$$\frac{2\pi k_r}{\mu} \int_{z_1}^{z_2} \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_w} dz = Q - C \frac{\partial p_1(t)}{\partial t}, \quad (5)$$

$$p_1(t) = p(r_w, z, t) + S \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \Big|_{r=r_w}, \quad z_1 \leq z \leq z_2, \quad (6)$$

где p – давление; k_r, k_z – горизонтальная и вертикальная проницаемость пласта; μ – вязкость; β^* – упругоёмкость пласта; p_k – пластовое давление; r_w – радиус скважины; h – толщина пласта; Q – дебит; S – механический скин-фактор тестируемого интервала; C – коэффициент влияния объёма тестируемого интервала.

Предположим, что приток жидкости по длине тестируемого интервала распределён равномерно [7]. Используя преобразование Лапласа по времени и конечное косинус-преобразование Фурье по координате z , для средневзвешенного давления в тестируемом интервале и давления в прижимном зонде получены выражения:

$$\bar{p}_{1d} = \frac{\bar{p}_{1,1} + \frac{S}{ul_1}}{1 + C_d u^2 \left(\bar{p}_{1,1} + \frac{S}{ul_1} \right)}, \quad (7)$$

$$\bar{p}_{2d} = \frac{\bar{p}_{1,2}}{1 + C_d u^2 \left(\bar{p}_{1,1} + \frac{S}{ul_1} \right)}, \quad (8)$$

где u – переменная преобразования Лапласа; $p_{id} = \frac{2\pi k_r h (p_k - p_i)}{Q\mu}$ – безразмерное давление (индекс 1 соответствует тестируемому интервалу, а индекс 2 – прижимному зонду); $t_d = \frac{k_r t}{\mu \beta^* r_c^2}$ – безразмерное время;

$C_d = \frac{C}{2\pi h \beta^* r_w^2}$ – безразмерный коэффициент влияния объёма тестируемого интервала; $\alpha_1 = \frac{z_1}{h}$, $\beta_1 = \frac{z_2}{h}$,

$\alpha_2 = \frac{z_3}{h}$, $l_1 = \beta_1 - \alpha_1$; $\bar{p}_{ij} = \frac{F(u)}{u} + \frac{2}{u} \sum_{m=1}^{\infty} F(\lambda_m) \Psi_{m,i} \Psi_{m,j}$, $i, j=1,2$; $\Psi_{m,1} = \frac{\sin(\pi m \beta_1) - \sin(\pi m \alpha_1)}{\pi m l_1}$,

$\Psi_{m,2} = \cos(\pi m \alpha_2)$; $\lambda_m = u + \left(\frac{\pi m}{h_d} \right)^2$; $h_d = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_r}{k_z}}$; $F(u) = \frac{K_0(\sqrt{u})}{\sqrt{u} K_1(\sqrt{u})}$, $K_0(x)$, $K_1(x)$ – модифицированные функции Бесселя второго рода 0-го и 1-го порядка соответственно.

Выражение для изменения давления в тестируемом интервале (7) совпадает с решением задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине с учётом влияния объёма ствола скважины и скин-эффекта [7]. Обратное преобразование Лапласа выполняется численно на основе алгоритма Стефеста [8].

Для позднего радиального режима течения получены асимптотические выражения:

$$p_{1d} = \frac{1}{2} (\ln 4t_d - \gamma) + S_{1p} + \frac{S_1}{l_1}, \quad p_{2d} = \frac{1}{2} (\ln 4t_d - \gamma) + S_{2p}, \quad (9)$$

где $S_{1p} = 2 \sum_{m=1}^{\infty} F\left(\frac{\pi m}{h_d}\right) \Psi_{m,1}^2$, $S_{2p} = 2 \sum_{m=1}^{\infty} F\left(\frac{\pi m}{h_d}\right) \Psi_{m,1} \Psi_{m,2}$ – величины псевдоскин-факторов тестируемого интервала и прижимного зонда; $\gamma \approx 0.5772$ – постоянная Эйлера. Следует отметить, что величины S_{1p} и S_{2p} зависят только от геометрических параметров и параметра анизотропии проницаемости пласта k_r/k_z . Общий скин-фактор тестируемого интервала равен $S_{1p} + \frac{S_1}{l_1}$.

Далее исследуется влияние объёма тестируемого интервала, скин-эффекта и анизотропии проницаемости на кривые изменения давления в тестируемом интервале и прижимном зонде. В расчётах использовались следующие параметры: $h = 20$ м, $z_1 = 9$ м, $z_2 = 10$ м, $z_3 = 11$ м, $r_w = 0,1$ м, $k_r = 0,05$ мкм², $k_z = 0,005$ мкм², $\beta^* = 2 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, $\mu = 1$ МПа с, $Q = 10$ м³/сут, $S = 1$, $C = 4 \cdot 10^{-3}$ м³/МПа, $p_k = 10$ МПа. Тестируемый интервал имеет длину 1 м, а прижимной зонд находится на расстоянии 1,5 м от центра тестируемого интервала.

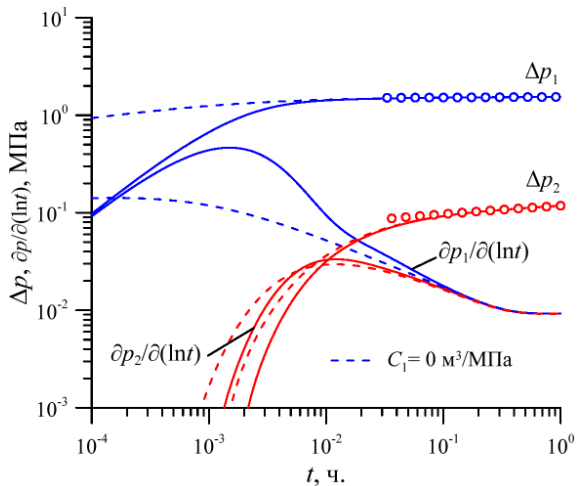


Рис. 2. Кривые изменения давления и производной давления в тестируемом интервале и прижимном зонде

На рис. 2 представлены кривые изменения давления и производной давления в тестируемом интервале и прижимном зонде с учётом (сплошные линии) и без учёта (пунктирные линии) влияния объёма тестируемого интервала. Для сравнения символами на рис. 2 представлены расчёты по асимптотическим формулам (9). Согласно этим формулам для позднего

радиального режима течения логарифмические производные давления в тестируемом и наблюдательном интервалах скважины равны $\frac{\partial p_{1d}}{\partial \ln t_d} = \frac{\partial p_{2d}}{\partial \ln t_d} = 0.5$ и не зависят от скин-эффекта и вертикальной проницаемости пласта. Прямолинейные

участки с наклоном $-1/2$ на кривых производных давления в тестируемом интервале и прижимном зонде характеризуют сферический режим течения, продолжительность которого зависит от параметра анизотропии проницаемости, толщины пласта, а также от положения тестируемого интервала относительно кровли и подошвы пласта.

Интерпретация результатов вертикального гидропрослушивания основана на решении обратной коэффициентной задачи, где в качестве исходной информации используются данные об изменении давления в тестируемом интервале и прижимном зонде. Решение обратной задачи по определению неизвестных параметров k_r , k_z , C и S строится на основе минимизации функции невязки:

$$J(\bar{z}) = \sum_{i=1}^N (p_1^{наб}(t_i) - p_1^{выч}(t_i))^2 + \sum_{i=1}^N (p_2^{наб}(t_i) - p_2^{выч}(t_i))^2, \quad (10)$$

где $\bar{z} = (z_1, \dots, z_4) = (k, k_z, C, S)$, $a_j \leq z_j \leq b_j$ ($a_j, b_j = \text{const}$) $j = \overline{1, 4}$; $p_1^{наб}(t_i)$, $p_2^{наб}(t_i)$ – фактические замеры давления в тестируемом интервале и прижимном зонде, $p_1^{выч}(t_i)$, $p_2^{выч}(t_i)$ – вычисленные давления в тестируемом интервале и прижимном зонде. Для минимизации функции невязки (10) используется алгоритм Левенберга-Марквардта. Сходимость и устойчивость вычислительного алгоритма исследовалась на модельных задачах.

Далее представлены результаты интерпретации реальных данных вертикального гидропрослушивания. В расчётах использовались следующие параметры [5, 6]: $h=3.35$ м, $z_1=0.18$ м, $z_2=1.15$ м, $z_3=2.62$ м, $r_w=0.1$ м, $\sigma^* = 2 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, $m = 1$ мПа с, $Q=1.159$ м³/сут.

На рис. 3 представлены наблюдаемые и вычисленные кривые изменения давления и производной давления в тестируемом интервале и прижимном зонде. Отметим, что на диагностическом графике производной давления в прижимном зонде не наблюдается сферический режим течения. Горизонтальные участки на кривых логарифмических производных изменения давления в тестируемом интервале и прижимном зонде после 0.1 часа соответствуют радиальному режиму течения жидкости в пласте. Результаты интерпретации данных вертикального гидропрослушивания предложенным методом приводятся в таблице. Для сравнения в таблице также представлены результаты интерпретации на основе асимптотического решения (9) и оценки фильтрационных параметров, полученные в работе [5] на основе применения конволюции давления в тестируемом интервале и прижимном зонде (pressure/pressure convolution) и метода нелинейной регрессии. Как видно из таблицы, оценки вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта, полученные разными методами, хорошо согласуются.

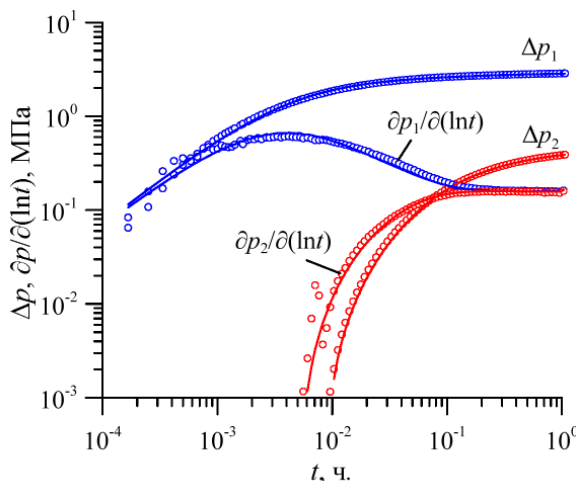


Рис. 3. Наблюдаемые (символы) и вычисленные (сплошные линии) кривые изменения давления и производной давления в тестируемом интервале и прижимном зонде

Результаты интерпретации данных вертикального гидропрослушивания

	k_v , мкм ²	k_h , мкм ²	C , м ³ /МПа	S
Предложенный метод	$2.83 \cdot 10^{-3}$	$2.46 \cdot 10^{-3}$	$8.58 \cdot 10^{-3}$	0.16
Асимптотическое решение (9)	$2.76 \cdot 10^{-3}$	$2.47 \cdot 10^{-3}$	-	0.13
Onur M., Ayan C., Kuchuk F.J. [5]	$2.81 \cdot 10^{-3}$	$2.58 \cdot 10^{-3}$	$4.61 \cdot 10^{-4}$	0.41

Заключение

В работе получено аналитическое решение задачи вертикального гидропрослушивания в открытом стволе с использованием модульных динамических испытателей пластов на кабеле. Исследовано влияние анизотропии проницаемости, объёма тестируемого интервала и скин-эффекта на кривые изменения давления и производной давления в тестируемом интервале и прижимном зонде. Разработан метод интерпретации данных вертикального гидропрослушивания для определения вертикальной и горизонтальной проницаемости пласта и скин-эффекта тестируемого интервала.

* Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда № 23-19-00144, <https://rscf.ru/project/23-19-00144/>

Литература

1. Pop J.J., Badry R.A., Morris C.W., Wilkinson D.J., Tottrup P., Jonas J.K. Vertical interference testing with a wireline-conveyed straddle-packer tool // SPE Annual Conference and Exhibition. Houston, U.S.A., 3–6 October 1993. P. 665–680.
2. Зейбек М. Применение интервальных испытаний пласта и вертикального гидропрослушивания для построения и уточнения моделей различных типов коллекторов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 22–24 октября 2019. – С. 1–14.
3. Цаган-Манджиев Т.Н., Индрупский И.М. Вертикальное гидропрослушивание в анизотропных и слоисто-неоднородных пластах // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – № 9. – С. 27–32.
4. Акрам Х., Аиуров В. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. – 2004. – Т.4. – № 1. – С. 30–45.
5. Onur M., Ayan C., Kuchuk F.J. Pressure-pressure deconvolution analysis of multiwell interference and interval pressure transient tests // International Petroleum Technology Conference. Qatar, Doha, 7–9 December 2009. P. 1–27.
6. Kuchuk F., Hollaender F., Onur M. Pressure transient formation and well testing: convolution, deconvolution and nonlinear estimation. Elsevier, 2010. Developments in Petroleum Science; V. 57. 389 p.
7. Морозов П.Е. Полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к несовершенной скважине // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки, 2017. – Т. 159. – Кн. 3. – С. 340–353.
8. Stehfest H. Algorithm 368, numerical inversion of Laplace transforms // Communications of the ACM. 1970. Vol. 13. – № 1. P. 47–49.

СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК НОВЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Ю.В. Нефедов, Д.А. Грибанов, С.С. Власенко, В.С. Никифорова, А.В. Логинов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург,
Nefedov_YuV@pers.spmi.ru, s235002@stud.spmi.ru, Vlasenko_SS@pers.spmi.ru, Nikiforova_VS@pers.spmi.ru,
s200917@stud.spmi.ru

FORWARD STRATIGRAPHIC MODELLING AS A NEW METHOD FOR PREDICTING OIL AND GAS RESERVOIRS

Yu.V. Nefedov, D.A. Griбанov, S.S. Vlasenko, V.S. Nikiforova, A.V. Loginov

St. Petersburg Mining University, St. Petersburg, Nefedov_YuV@pers.spmi.ru, s235002@stud.spmi.ru, Vlasenko_SS@
pers.spmi.ru, Nikiforova_VS@pers.spmi.ru, s200917@stud.spmi.ru

Аннотация. Широко распространённые в Западной Сибири ачимовские отложения имеют сложное геологическое строение, и для их успешного освоения требуется всестороннее понимание закономерностей формирования сложнопостроенных нефтегазовых залежей. В работе рассмотрены различные методы геологического моделирования и их роль в моделировании процессов осадконакопления. Седиментационное моделирование представляет собой вычислительный метод, который позволяет создавать стратиграфические модели, показывающие

ожидаемую геометрию отложений и прогнозировать распределение литологии и обстановки осадконакопления. Метод помогает воспроизводить эволюцию осадочных систем в течении геологического времени. Результаты позволяют оценить различные варианты и дают возможность спрогнозировать распределение перспективных нефтегазоносных отложений в областях, где отсутствуют пробуренные скважины. Седиментационное моделирование – это современный подход, который открывает новые возможности для исследований формирования осадочных объектов.

Ключевые слова: Седиментационное моделирование, геологическое моделирование, алгоритмы нестационарного потока, ачимовские отложения.

Abstract. The achimov deposits of Western Siberia, have a complex geological structure, and their successful development requires a comprehensive understanding of the of formation conditions. This thesis reviews the various methods of reservoir modeling and the role among them of sedimentation modeling. Forward stratigraphic modeling is a computational method that produces stratigraphic models that show the expected sediment geometry and predict the distribution of lithology and depositional settings. The method helps to reproduce the evolution of sedimentary systems over geologic time. The results allow the evaluation of different variations and make it possible to predict the distribution of prospective oil and gas bearing sediments in areas where no wells have been drilled. Forward stratigraphic modeling is a modern approach that opens up new possibilities for sedimentary formation studies.

Key words: Stratigraphic forward modeling, reservoir modeling, unsteady flow algorithms, achimov deposits.

К настоящему времени в связи с истощением традиционных запасов углеводородов меняются не только технологии разведки и разработки, но и методы геологического моделирования залежей трудноизвлекаемых запасов. На смену традиционным геостатическим алгоритмам, не использующим информацию о процессах осадконакопления, приходит инструмент седиментационного моделирования [3].

Седиментационное моделирование быстро развивающийся метод симуляции процессов осадконакопления. Использование данного алгоритма позволяет воспроизвести архитектуру резервуара через воссоздание всех этапов его формирования. Процессы, которые необходимо моделировать, настолько сложны, что исследователям необходимо разрабатывать собственные алгоритмы для реализации всех процессов, приводящих к формированию залежей углеводородов. Создание математической модели реальной системы, имитирующей процессы седиментации, требует комплексного подхода с использованием всего набора геолого-геофизических данных [1].

Седиментационные модели можно разделить на две группы: физические модели, которые представляют собой мелкомасштабную версию реальных физических процессов и математические модели, которые описывают какой-либо процесс с помощью взаимоувязанных уравнений.

Математическое моделирование осложнено трудным описанием реальных природных объектов, ведь модель должна отражать все основные взаимосвязи между элементами геологической системы. Существующие аналитические решения систем уравнений, управляющих потоком и осаждением осадочного материала, ограничены конкретными условиями и моделируют короткие промежутки времени [2]. Необходимо создание алгоритма, который будет способен воспроизводить формирование крупных осадочных систем в течение длительного времени ее образования. Использование построенных моделей приводит к более глубокому пониманию механизмов образования геологического объекта, реконструкции истории осадконакопления и прогнозирование его строения в областях за пределами скважинных и сейсмических данных.

Создание динамических моделей, отражающих процессы формирования залежей, является актуальным средством для улучшения представлений об образовании ловушек нефти и газа. Внедрение нового алгоритма способно повысить достоверность геологических моделей и открыть новые возможности для открытия месторождений углеводородов [3].

Литература

1. *Ольнева Т.В., Жуковская Е.А.* Седиментационное моделирование в программном комплексе Petrel. – М.: Издательство МАИ, 2022. – 216 с.: ил. ISBN 978-5-4316-0913-8.
2. *Tetzlaff, D., Tveiten, J., Salomonsen, P., Christ, A.-B., Athmer, W., G. Borgos, H., Sonneland, L., Martinez, C., Raggio, F.*, Geologic process modelling, 11, 2014.
3. *Nefedov Yu., Gribanov D., Gasimov E., et al.* «Development of Achimov deposits sedimentation model of one of the West Siberian oil and gas province fields», Reliability: Theory & Applications, vol. 18, no. SI 5 (75), 2023, pp. 441–448. doi:10.24412/1932-2321-2023-575-441-448.

ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ПО ДАННЫМ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Д.К. Нургалиев, И.Ю. Чернова, Э.Р. Зиганшин¹, А.С. Смирнов²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия, Danis.Nourgaliev@kpfu.ru,

Inna.Chernova@kpfu.ru, erziganshin@kpfu.ru

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия, smirnovas@tyuiu.ru

ASSESSMENT OF GAS POTENTIAL OF A TERRITORY BASED ON DATA GEOMORPHOLOGICAL AND ISOTOPE-GEOCHEMICAL RESEARCH METHODS

D.K. Nourgaliev, I.Y. Chernova, E.R. Ziganshin¹, A.S. Smirnov²

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, Danis.Nourgaliev@kpfu.ru,

Inna.Chernova@kpfu.ru, erziganshin@kpfu.ru

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia, smirnovas@tyuiu.ru

Аннотация. В работе рассматривается эффективность геохимического метода определения газоносности территорий и поисков залежей природного газа в комплексе с данными о характере неотектонической активности территории, полученными по геоморфологическому анализу цифровой модели рельефа, на одной из площадей Восточной Сибири.

Ключевые слова: прогнозирование газоносности, Восточная Сибирь, геоморфология, морфометрический метод, изотопный анализ углерода метана.

Annotation. The paper examines the geochemical method's effectiveness for assessing the gas potential of territories and prospecting for natural gas fields in combination with data on a territory's neotectonic activity obtained from the digital elevation model analysis in the Eastern Siberia area.

Key words: gas potential forecasting, Eastern Siberia, geomorphology, morphometric method, isotope analysis of methane carbon.

Характер и интенсивность современных тектонических (геодинамических) процессов можно измерить сегодня непосредственно с использованием оптических и спутниковых геодезических инструментов. Процессы, которые произошли в геологическом масштабе времени недавно (~1–2 млн. лет назад), представляется реальным реконструировать, анализируя современный рельеф. Неотектонический этап, оказавший ключевое воздействие на формирование современного рельефа, также существенно повлиял на образование, изменение и разрушение нефтегазовых залежей. Методы реконструкции недавней тектонической активности по анализу цифровой модели современного рельефа (ЦМР) разработаны [4, 8, 9, 12] и широко используются для реконструкции неотектонической активности территорий и прогнозирования участков наиболее перспективных для обнаружения нефтегазовых залежей в Волго-Уральской нефтегазоносной области [5, 6, 10, 12]. Для других территорий, в частности – Восточной Сибири [2], таких данных, позволяющих уверенно говорить о влиянии неотектонического этапа на геофлюидодинамику, формирование, переформирование и разрушение нефтегазовых залежей, пока недостаточно. Основной целью данной статьи является представление и обсуждение результатов анализа ЦМР и их информативности для оценки газоносности участка недр, расположенного в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области. А также оценка возможности комплексирования геохимических и геоморфологических методов для поиска залежей природного газа.

В процессе формирования и разрушения залежей нефти и газа в вышележащих породах образуются ореолы рассеяния углеводородов, которые могут служить индикаторами наличия залежей в нижележащих коллекторах. Ореолы рассеяния образуются в результате миграции углеводородов через породы-покрышки (лёгкие летучие компоненты) и по ослабленным, трещиноватым зонам разломов в вышележащие породы. В процессе миграции могут изменяться состав и соотношение различных компонент в зависимости от условий окружающей среды и характера биодеградации.

Территория исследования расположена в Братском, Усть-Удинском и Нижнеилимском районах Иркутской области. Данная площадь охватывает северную часть Ангаро-Ленской ступени, в её приподнятой части, примыкающей к Братскому выступу фундамента, и в зоне перехода её к юго-восточному борту Присяяно-Енисейской синеклизы. Братское месторождение газа располагается в Братской зоне нефтегазоаккумуляции, которая выделяется на западе Ангаро-Ленской НГО в зоне её сочленения с Присяяно-Енисейской НГО (рис. 1).

Основные перспективы газоносности района связаны с ниже-среднекембрийскими отложениями. Проявления газа из этих отложений отмечены на ряде площадей глубокого бурения (Братская, Южная, Касьяновская, Илимская) и связаны с поровыми коллекторами в терригенных отложениях, трещинными коллекторами в галогенно-карбонатном комплексе. Нефтегазоматеринскими породами в изучаемом регионе являются отложения рифей-вендского возраста, с концентрацией органического вещества до 9% на породу [1, 3] (рис. 2).

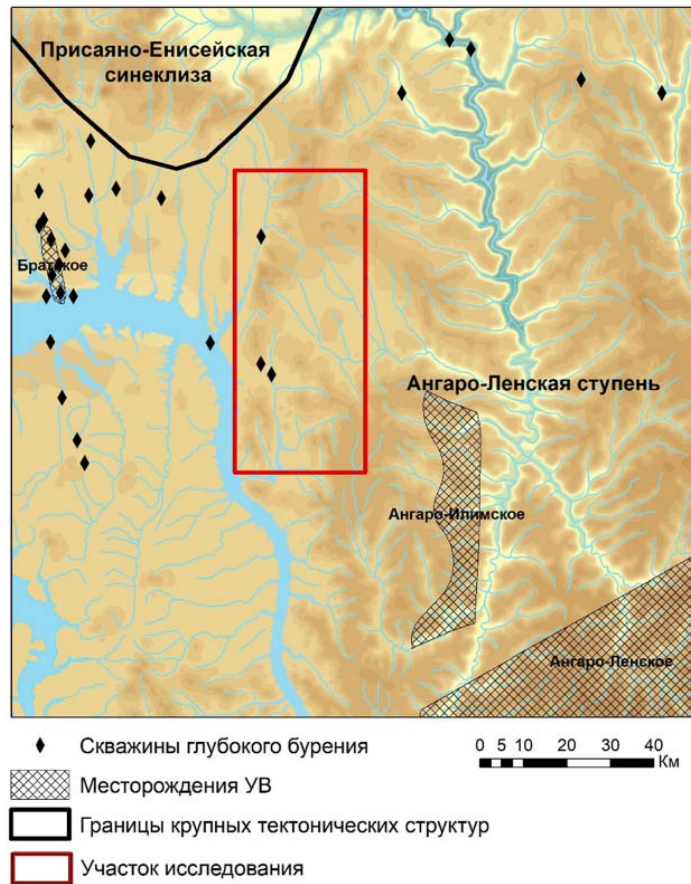


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования

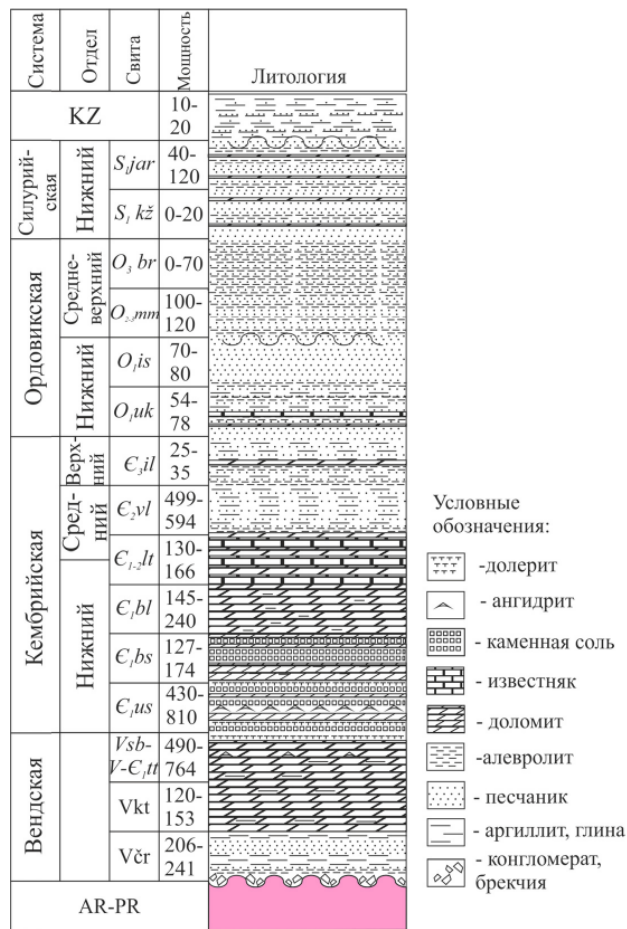


Рис. 2. Литолого-стратиграфическая схема территории исследования

Данная работа включает в себя реконструкцию неотектонического этапа развития территории на основе морфометрического анализа и анализа изотопно-геохимических данных о содержании метана и его гомологов в подпочвенных породах.

Геоморфологические исследования

Суть морфометрического анализа ЦМР состоит в разложении поверхности современного рельефа на компоненты (уровни), каждый из которых соответствует определённому этапу неотектонической истории исследуемой территории.

В качестве таких компонент выбраны базисные поверхности и их разности. Физический смысл базисных поверхностей, их разностей, а также методики расчёта и интерпретации морфометрических поверхностей подробно изложены в [4, 9, 12]. Здесь будет дана только краткая характеристика базисных поверхностей.

Число базисных поверхностей определяется числом порядков водотоков, которые могут быть извлечены из обрабатываемой ЦМР. Для территории исследования выделено 8 порядков водотоков, им соответствуют 8 этапов неотектонической истории и базисные поверхности с 1-го по 8-й порядок. Разности базисных поверхностей являются динамическими показателями, т.к. представляют алгебраическую сумму вертикальных движений и эрозии за разные этапы неотектонической истории. Серия карт разностей базисных поверхностей смежных порядков даёт информацию о том, как менялись тектонические условия (и связанные с ними флюидодинамические процессы) на исследуемой территории в неоген-четвертичное время. Наиболее достоверно на морфометрических поверхностях отображаются области интенсивных поднятий. Одна из разностей базисных поверхностей показана на рис. 3г.

Макроскопическая трещиноватость осадочного чехла [5, 7] также обусловлена неотектонической активностью. Численной характеристикой макротрещиноватости осадочного чехла является плотность штрихов, рассчитанная из ЦМР по методике А.А. Златопольского [13]. Штрихи – это первичные линейные объекты, выраженные в рельефе, представляющие собой спрямленные участки линий тальвегов и водоразделов. Плотность штрихов рассчитывается как отношение суммарной длины всех штрихов к площади некоторой окрестности. Расчёт штрихов и плотности штрихов выполнялся в программе WinLESSA 3.321 по методике, изложенной в [13]. Штрихи и плотность штрихов показаны на рис. 3.

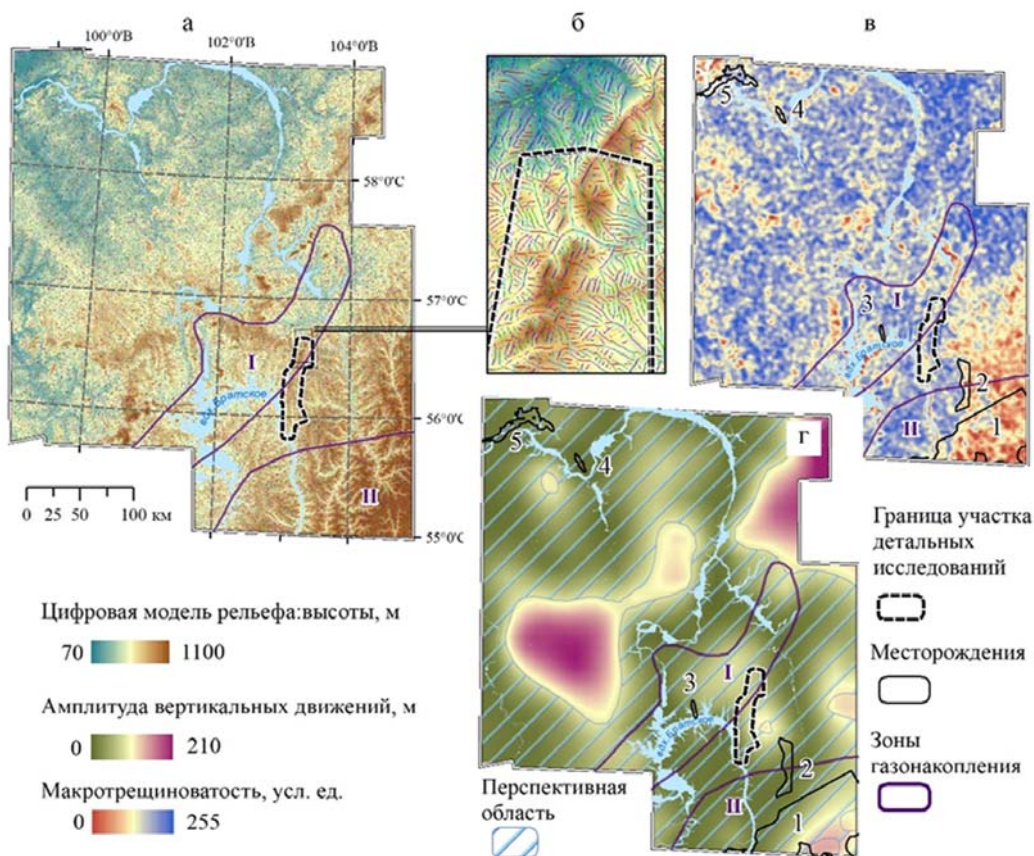


Рис. 3. Исходная цифровая модель рельефа и результаты её обработки: а) ЦМР масштаба 1:100000, на поверхность нанесены штрихи (пояснение далее по тексту); б) фрагмент ЦМР со штрихами, цветом показана ориентация штриха; в) макротрещиноватость (плотность штрихов); г) разность базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков; голубой штриховкой показана перспективная область, где возможно обнаружение новых месторождений.

Зоны газонакопления:

Зоны газонакопления: I – Братская, II – Ангаро-Ковыктинская. Месторождения газовые и газоконденсатные:
1 – Ангаро-Ленское, 2 – Ангаро-Илимское, 3 – Братское, 4 – Берямбинское, 5 – Агалеевское

Лабораторные геохимические исследования проводились по газовому содержанию проб подпочвенного грунта в пределах участка исследований. Пробы отбирались в нижней части скважин глубиной 1–3 метра и герметично упаковывались в стеклянные банки, заполненные солевым раствором. Далее пробы подвергались процедуре дегазации в лаборатории. Полученный газ направлялся на хроматографические исследования углеводородных газов (C_1-C_3) и на изотопные исследования углерода метана.

Природный газ обогащен изотопом ^{12}C и характеризуется большим диапазоном изменения изотопного состава. Установлено, что изотопный состав углерода позволяет довольно надёжно различать три генотипа метана: бактериальный метан, термогенный метан и глубинный (абиогенный) метан [11]. Они отличаются диапазоном значений $\delta^{13}C$ (отклонения изотопной сигнатуры $^{13}C/^{12}C$ от сигнатуры стандартного образца).

Термогенный газ можно подразделить в зависимости от его происхождения на попутный и свободный. Попутный нефтяной газ образуется из керогена одновременно с образованием нефти. Его можно рассматривать как короткоцепочечный компонент нефти, и считается, что он получен из липидов (эфирных масел, жиров и восков) организмов. Свободный газ образуется из лигнина, компонента высших наземных растений.

Отношение C_1/C_2+C_3 (где C_1 – метан, C_2 – этан, C_3 – пропан) характеризует источник газа и его происхождение. Газ, ассоциированный с нефтью (попутный), отличается низким соотношением C_1/C_{2-3} (<10). Этот газ также может быть связан с жидкими углеводородными компонентами (т.е. нефть извлекается вместе с газом). Свободный газ имеет повышенные отношения C_1/C_{2-3} (>10). В обоих случаях значения $\delta^{13}C$ для метана составляют более 60‰. Существует вероятность преобразования свободного газа в попутный газ при условии миграции этого газа в пласт с содержанием нефти, сгенерированной из других нефтегазометеринских пород. В то же время разделение фаз попутного газа при миграции может способствовать образованию свободного газа.

В результате обработки ЦМР были получены карты разностей базисных поверхностей смежных порядков, которые несут информацию об интенсивности неотектонических движений. Для обнаружения связи амплитуд неотектонических движений с расположением месторождений углеводородов на каждую поверхность были наложены контуры известных месторождений. Наилучшая корреляция была обнаружена для разности базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков: месторождения преимущественно расположены в областях низкой тектонической активности (в зонах понижений на морфометрической поверхности). Следовательно, разность базисных поверхностей 6-го и 7-го порядков может быть использована в качестве прогностического признака: очерчивание областей низких значений амплитуд на этой поверхности означает указание вероятных областей обнаружения месторождений углеводородов на территории исследования. Участок детальных исследований и комплексирования методов полностью попадает в перспективную зону (рис. 3г). Расчёты показали, что среднее значение высот пикселей морфометрической поверхности, которые попадают внутрь контуров месторождений, существенно ниже, чем среднее значение высот пикселей для всех остальных земель, и это различие статистически значимое.

Дополнительную информацию о сохранности залежей можно извлечь из карт макротрещиноватости (плотности штрихов-линеаментов) осадочного чехла. На исследуемой территории, особенно для крупных месторождений в юго-восточной части (рис. 3в), характерно их расположение преимущественно в областях с низкой макротрещиноватостью осадочного чехла. Следовательно, признак макротрещиноватости представляется возможным использовать для определения вероятных мест обнаружения залежей углеводородов с точки зрения их сохранности.

Комбинируя признаки сохранности залежей, можно прийти к комплексному решению, учитывающему все результаты компьютерной обработки ЦМР. Комплексное решение, основанное на неотектонических признаках, представлено на рис. 4. Около половины территории, изображенной на карте, представляется бесперспективной по предлагаемому методу анализа ЦМР. Данное предположение поддерживается тем фактом, что имеющиеся на территории месторождения действительно располагаются на перспективной по данному критерию территории.

Далее для уточнения оценок перспективности территории на обнаружение залежей углеводородов был сделан анализ геохимических данных.

По результатам геохимических исследований небезосновательно предположить, что поток метана на данной территории вероятнее всего исходит из газовых залежей. Эта информация получена на основе анализа данных на диаграмме $C_1/(C_2+C_3) - (\delta^{13}C-CH_4)$ (рис. 5). Практически все проанализированные пробы демонстрируют наличие потока метана из газового месторождения (залежи или залежей) на рассматриваемом участке. Кроме того, подавляющее большинство проб по всей площади исследования показало наличие термогенного метана (рис. 5). Этот факт позволяет, в целом, отнести изучаемую территорию к перспективной.

На рис. 6 представлены карты содержания метана и распределения $\delta^{13}C$ метана в подпочвенном слое в пределах участка детальных исследований. Карты демонстрируют закономерности распределения чисто термогенного и смеси термогенного и биогенного метана. В целом поток метана более интенсивен в южной части участка (рис. 6а). Вдобавок в южной части наблюдается более тяжёлый (термогенный) метан (рис. 6б). Эта зона также представляется более перспективной на основе комплексного критерия сохранности залежи (рис. 4).

По характеру распределения метана и изотопного состава углерода в метане, участок детальных исследований можно разделить на 3 зоны: северную (С), центральную (Ц) и южную (Ю).

Оценка перспективности этих зон была выполнена путём пространственно-статистического анализа, который позволяет выделять благоприятные факторы по каждому методу. При этом, выявленным аномалиям при-

сваивалась определённая весовая нагрузка, что позволяет ранжировать отдельные участки по степени их перспективности. В анализе участвовало два параметра. Параметр «сохранности залежей», основанный на оценке амплитуды неотектонических поднятий и макроскопической трещиноватости осадочного чехла. И «геохимический параметр», учитывающий наличие потока метана, природу метана, вероятную эффективность покрышек. Вес каждого из двух параметров был равен 0,5.

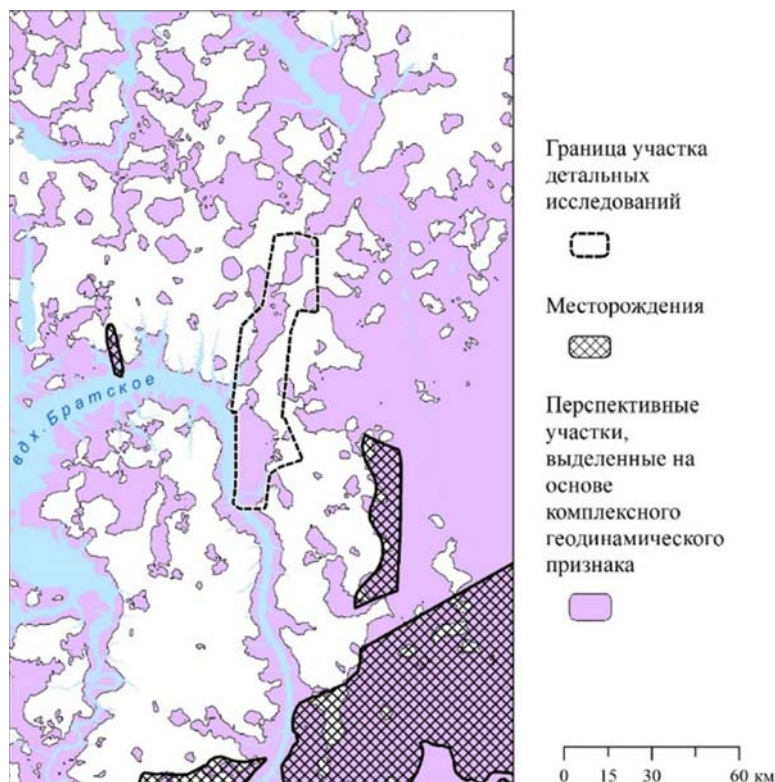


Рис. 4. Перспективные участки, выделенные по неотектоническим признакам

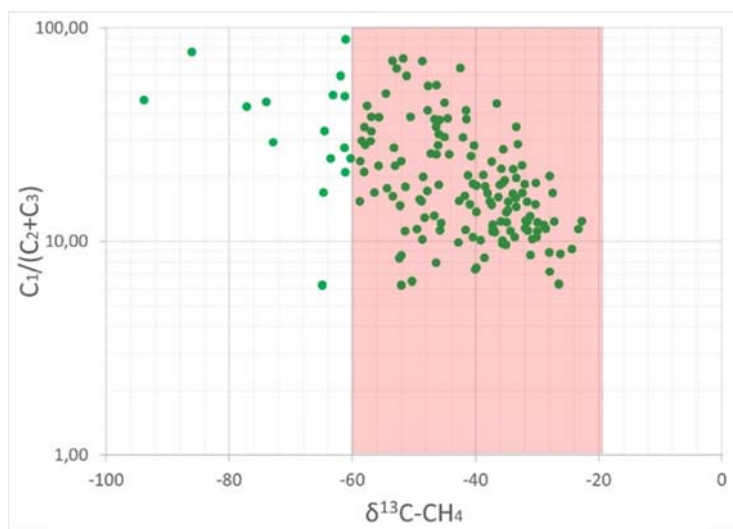


Рис. 5. Диаграмма Бернарда для образцов грунта, отобранных на участке детальных исследований

В отличие от южной зоны на севере участка наблюдается меньшая концентрация метана в подпочвенном слое, что связано со слабым потоком облегчённого (с большей примесью биогенного) метана. Это свидетельствует в пользу низкой эмиссии метана из залежей, возможно, ввиду отсутствия значительных запасов газа в продуктивных горизонтах. Также было замечено, что северная часть участка подверглась интенсивному поднятию в сравнении с центральной и южной частями (около 100 м) после миграции флюидов и формирования залежей. Можно предположить, что это привело к более значительному разрушению залежей на этой территории, и к настоящему моменту часть этих залежей может быть разрушена. С другой стороны, это может быть обусловлено высоким качеством покрышки при наличии газовой залежи в данной зоне. Однако, эта гипотеза была отвергнута ввиду того, что здесь имеются две опробованные скважины, которые оказались «пустыми». Но тем не менее, в этой зоне есть

участки (С-1, С-2, С-3), которые, вполне вероятно, являются перспективными на обнаружение газовых залежей с точки зрения геохимических признаков (рис. 7). Возможно, что эти небольшие залежи северной зоны обладают менее проницаемой покрывкой и могли лучше сохраниться из-за наличия такой покрывки.

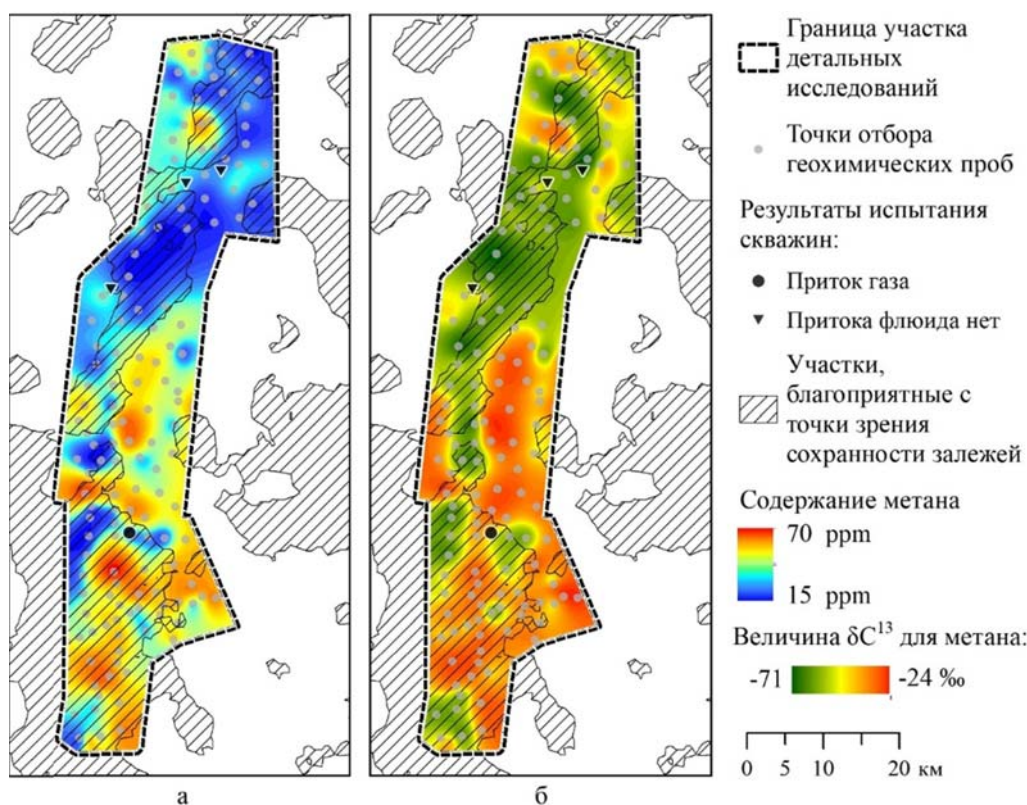


Рис. 6. Карты распределения содержания метана (а) и $\delta^{13}\text{C} - \text{CH}_4$, ‰ (б)

В центральной зоне, которая в целом является более перспективной чем северная, также были выделены несколько перспективных участков (Ц-1, Ц-2, Ц-3, Ц-4) (рис. 7). Все перспективные участки отобраны по тем же критериям, что и в северной зоне. Здесь, восточнее выделенных участков Ц-1, Ц-2, Ц-3, наблюдается широкая полоса с высокой эмиссией термогенного газа. Это свидетельствует о том, что здесь несомненно присутствует высокая продуктивность недр и идёт разрушение имеющихся залежей. В центральной зоне имеющиеся залежи можно рассматривать, как менее разрушенные, чем в северной зоне, возможно из-за наличия низкопроницаемой покрывки и меньшей макроскопической трещиноватости чехла в целом.

Область интенсивного потока изотопно тяжёлого метана покрывает практически всю площадь южной зоны. Тем не менее, здесь возможно отметить несколько надёжных с точки зрения перспективности участков, отмеченных отсутствием эмиссии термогенного метана, вероятно, из-за наличия хорошей покрывки (Ю-1, Ю-2, Ю-3) (рис. 7). Наши выводы подтверждаются притоком газа в скважине, пробуренной на участке Ю-2 (рис. 7).

На основе анализа геоморфологических, изотопно-геохимических данных и данных о нефтегазоносности территории юго-восточной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции показано, что анализ ЦМР позволяет выявить информативные с точки зрения сохранности/разрушения залежей признаки – относительную интенсивность вертикальных движений на территории в различные неотектонические эпохи, а также плотность штрихов (линеаментов), характеризующую макроскопическую трещиноватость осадочного чехла. Оба этих признака открывают возможность определить участки, которые наименее перспективны с точки зрения сохранности залежей. На основе комплексного анализа этих признаков выделены участки с различной степенью вероятного разрушения залежей.

Данные по содержанию метана и изотопному составу углерода в метане в подпочвенных пробах, отобранных на территории, позволили выявить участки с различной интенсивностью эмиссии биогенного, термогенного и, возможно, глубинного метана.

Комплексный анализ данных об изотопном составе и содержании метана в подпочвенных отложениях позволил выявить участки наиболее перспективные на обнаружение залежей газа, которые необходимо более детально исследовать другими геолого-геофизическими методами (сейсморазведка 2D или 3D, поисковое бурение).

** 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*

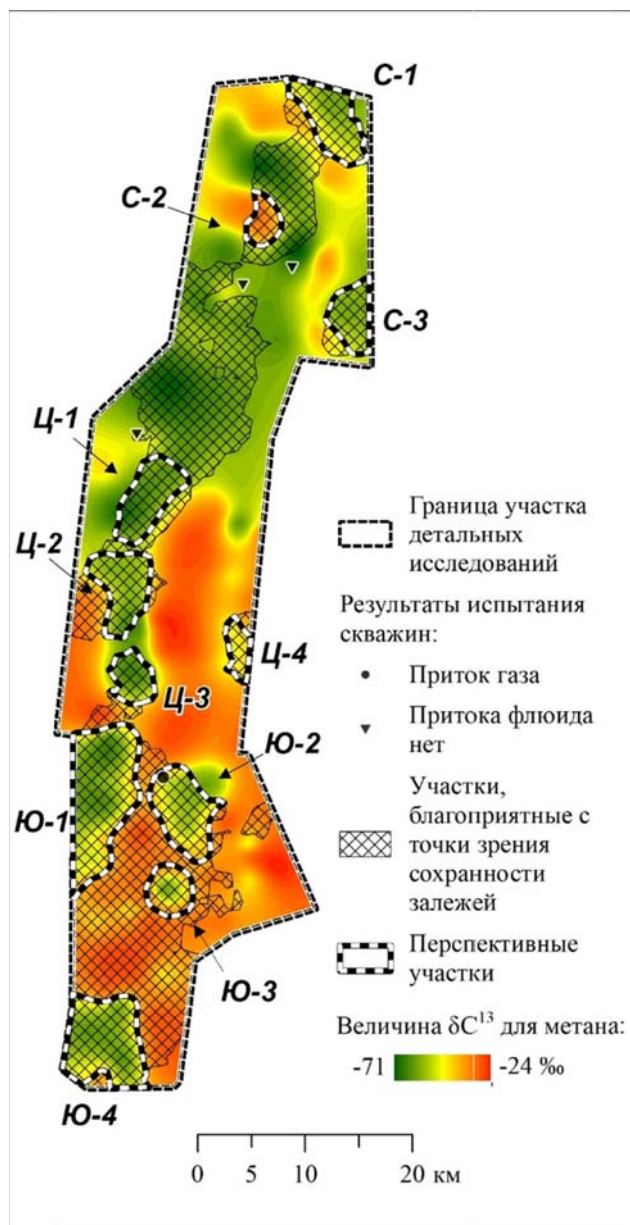


Рис. 7. Карта распределения изотопного соотношения метана и перспективных зон для геологоразведочных работ

создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

1. Баженова Т.К. 2016, Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика, Т.11, № 4. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016
2. Вахромеев А.Г., Горлов И.В., Смирнов А.С. и др. 2017, Неотектонический этап активизации краевой области Сибирского кратона как конечная фаза формирования Ковыктинской зоны нефтегазонакопления. Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы научного совещания. – Иркутск. Институт земной коры СО РАН. – Выпуск 15. – С. 26–29. URL: <http://www.crust.irk.ru/images/upload/newsabout249/1246.pdf>
3. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Воробьев В.Н. и др. 1995, Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 8, Иркутский бассейн [Редкол.: гл. ред. А.Э. Конторович]. – Новосибирск, 60 с.
4. Ласточкин, А.Н. 1974, Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. – Л.: «Недра», 68 с.
5. Нурғалиев Д.К., Чернова И.Ю., Бильданов Р.Р., Хасанов Д.И., Утемов Э.В. 2004, Неотектонические факторы размещения залежей нефти в Волго-Вятском регионе. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: МГУ, С. 367–368.

6. Нургалиев Д.К., Хасанов Д.И., Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Даутов А.Н. 2009, Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий. Ученые записки Казанского университета, серия Естественные науки, т.151, книга 4, с.192–202. URL: https://dspace.kpfu.ru/xmlui/bitstream/handle/net/26707/151_4_est_18.pdf?sequence=1

7. Смирнов А.С., Вахромеев А.Г., Курчиков А.Р. 2019, Выявление и картирование флюидонасыщенных анизотропных каверново-трещинных коллекторов Ковыктинского газоконденсатного месторождения. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 5. – С. 4–12. Doi: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-4-12.

8. Философов В.П. 1975, Основы морфометрического метода поисков тектонических структур. Под ред. Проф. Вострякова А.В. Изд-во Саратовского ун-та, 232 с.

9. Чернова И.Ю., Нугманов И.И., Даутов А.Н. 2010, Применение аналитических функций ГИС для усовершенствования и развития структурно-морфологических методов изучения неотектоники. Геоинформатика/Geoinformatica, № 4. – С. 9–23. URL: https://repository.kpfu.ru/?p_id=25144

10. Чернова И.Ю., Нургалиев Д.К., Нургалиева Н.Г., Нугманов И.И., Чернова О.С., Кадыров Р.И. 2013, Реконструкция истории Татарского свода в неоген-четвертичный период по данным морфометрического анализа. – Нефтяное хозяйство, № 6, с. 12–15. URL: https://www.oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=9762&art=198913

11. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Соотношения изотопов углерода в стратифере и биосфере: четыре сценария. Междисциплинарный научный и прикладной журнал «Биосфера», 2(2), С. 231–246. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sootnosheniya-izotopov-ugleroda-v-stratifikere-i-biosfere-chetyre-stsenariya>

12. Chernova I.Yu., D.K. Nourgaliev D.K., O.S. Chernova O.S., O.V. Luneva O.V. 2021, Applying the combination of GIS tools with upgraded structural and morphological methods for studying neotectonics. SOCAR Proceedings Special Issue No. 2, p.93–103. Doi: 10.5510/OGP2021SI200560

13. Zlatopolsky A.A. 1992, Program LESSA (Lineament Extraction and Stripe Statistical Analysis) automated linear image features analysis – experimental results. Computers & Geoscience, vol. 18, N 9, pp. 1121–1126. Doi: 10.1016/0098-3004(92)90036-Q.

БАЗА ДАННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ

И.Н. Огнев, Г.С. Хамидулина, Б.В. Успенский, Т.А. Муртазин

Научно-образовательный центр «Моделирование ТРИЗ» Института геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань, IgNOgnev@kpfu.ru, galina-khamidullina@yandex.ru, borvadus@rambler.ru, TimAMurtazin@kpfu.ru

PETROLEUM BASINS DATABASE

I.N. Ognev, G.S. Khamidullina, B.V. Uspensky, T.A. Murtazin

Scientific and Educational Center “TRIZ Modeling” of the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of the Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan

Аннотация. В статье рассматривается разрабатываемая авторами база данных нефтегазоносных бассейнов, включающая в себя геолого-геохимическую информацию об осадочных бассейнах, месторождениях углеводородов и нефтематеринских породах. Рассмотрен пример использования существующей базы для анализа нефтегазоносности различных типов осадочных бассейнов и определения наиболее перспективных осадочных бассейнов для поиска месторождений углеводородов. Определены задачи, которые должны быть решены в результате разработки базы данных.

Ключевые слова: база данных, осадочный бассейн, нефтегазоносный бассейн, месторождение, залежь, углеводороды, нефтематеринские породы.

Annotation. The article discusses the database of petroleum basins developed by the authors, which includes geological and geochemical information about sedimentary basins, hydrocarbon deposits, and hydrocarbon source rocks. An example of using the existing database for analyzing the oil and gas potential of various types of sedimentary basins and identifying the most promising sedimentary basins is considered. The tasks that must be solved as a result of database development are identified.

Key words: Database, sedimentary basin, petroleum basin, field, reservoir, hydrocarbons, source rocks.

Осадочные бассейны – это крупные регионы земной коры, испытывающие погружение и являющиеся резервуаром для формирования месторождений углеводородов. Изучение их геолого-геофизического строения, геохимических характеристик, а также истории погружения и палеотепловой эволюции критически важно для понимания процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в них [3, 5]. Наряду с прикладной составляющей изучения нефтегазоносных бассейнов, связанной с поисками залежей углеводородов, не меньшую важность имеет и изучение фундаментальных аспектов их формирования в глобальном масштабе, таких как объём и масса накопленного в различных тектонических обстановках осадочного материала, скорость осадконакопления в разные геологические периоды, распределение рассеянного органического вещества и запасов углеводородов в осадочных отложениях и многих других [2]. Для этих целей разрабатывается база данных нефтегазоносных

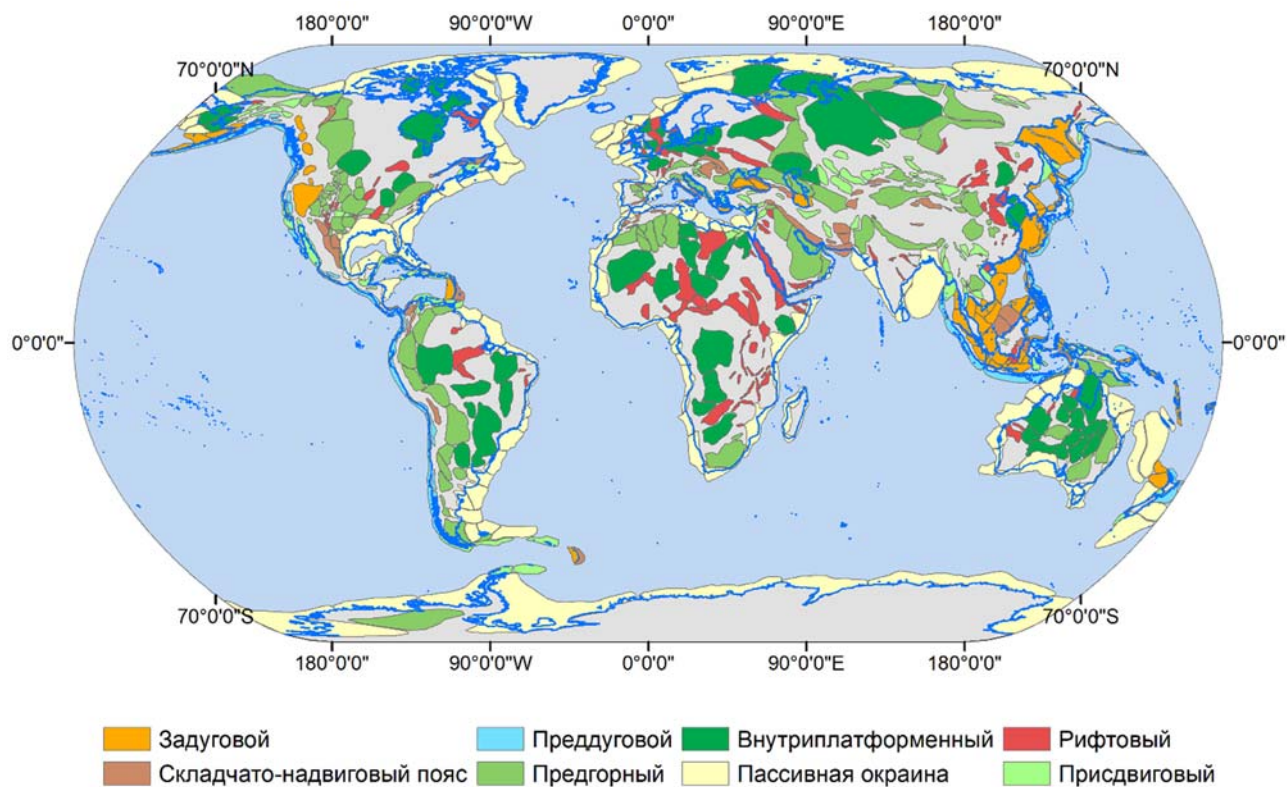


Рис. 2. Контуры нефтегазоносных бассейнов по Дж. Эвенику [6]

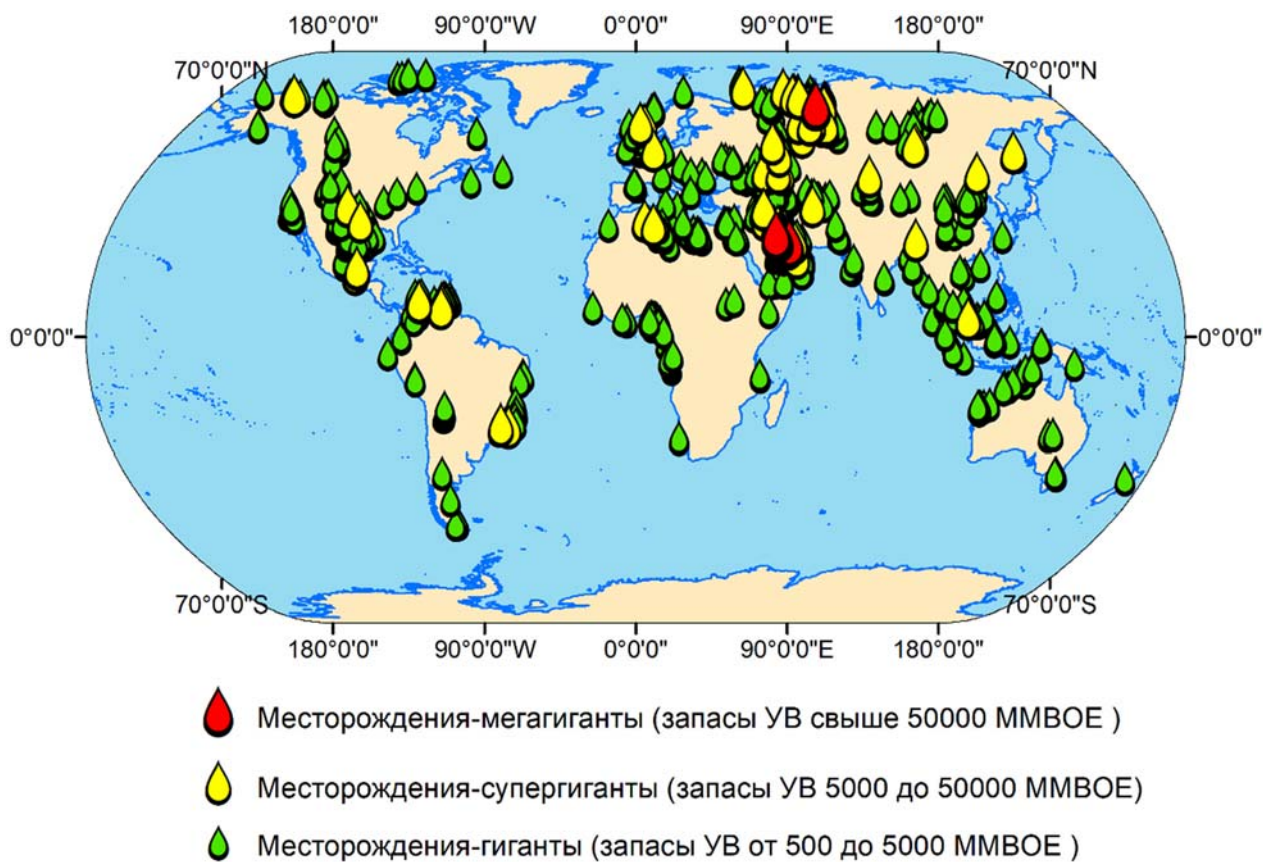


Рис. 3. Карта расположения месторождений-гигантов по М. Хорну [7]

бассейнов, которая включает в себя геолого-геофизические, геохимические и пространственные данные по нефтегазоносности осадочных бассейнов мира. Создаваемая база данных в дальнейшем позволит охарактеризовать осадочные бассейны с точки зрения их углеводородного потенциала и предоставить входную информацию для бассейнового анализа.

Структура базы данных представлена на рис. 1. Как видно из рис. 1, база данных состоит из трёх смысловых наборов данных. Первый набор представляет собой данные непосредственно по осадочным бассейнам. Помимо общей геологической информации об осадочных бассейнах здесь представлены также и пространственные контуры бассейнов. Второй набор данных относится к месторождениям углеводородов. Здесь представлены как данные по самим месторождениям, включая их географические контуры, так и информация по отдельным залежам в пределах месторождений. Третий набор данных включает в себя информацию, относящуюся к нефтематеринскими породам, куда входит общая геолого-геохимическая информация о нефтематеринских породах, информация по их объёмным и кинетическим свойствам.

За основу набора данных о нефтегазоносных бассейнах взята работа Дж. Эвеника [6], выделившего контуры осадочных бассейнов на основании геолого-географических особенностей их строения, а также проведшего глобальный анализ их эволюции. Информация по залежам для месторождений территорий Российской Федерации и стран СНГ собрана по справочнику Максимова С.П. [1]. Информация по месторождениям и нефтематеринским породам собирается по множеству источников, среди которых отчёты нефтегазовых компаний, правительственные источники различных стран и научные статьи.

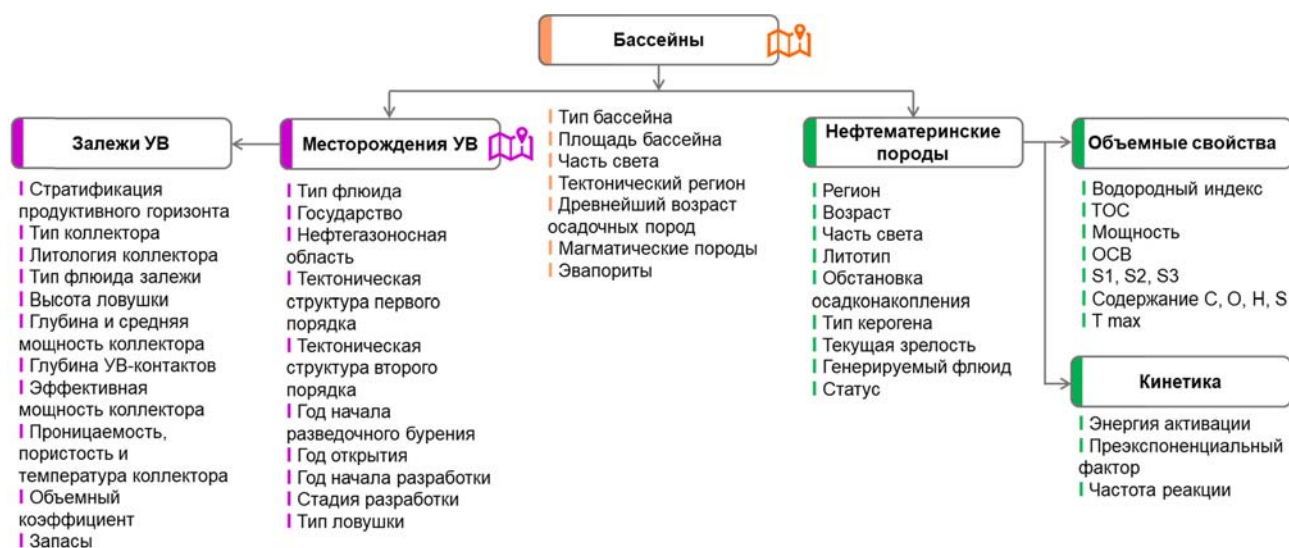


Рис. 1. Структура базы данных нефтегазоносных бассейнов. Значком с картой помечены пространственные наборы данных

Уже на текущем этапе представляется возможным провести предварительный анализ существующей базы данных и выделить определённые тренды в глобальном распространении месторождений углеводородов. Для такого анализа использовалась информация о расположении и типах осадочных бассейнов Дж. Эвеника [6] (рис. 2), данные о местоположении и запасах месторождений углеводородов-гигантов М. Хорна [7] (рис. 3), а также глобальные модели мощностей осадочного чехла и земной коры по модели CRUST 1.0 [8], глобальная модель мощности термальной литосферы TC1 [4] и глобальная модель теплового потока на земной поверхности [9] (рис. 4).

По использованному набору данных был проведён простейший статистический анализ. Были построены гистограммы распределения запасов гигантских месторождений углеводородов по типам бассейнов (рис. 5), распределения количества гигантских месторождений по типам бассейнов (рис. 6), графики зависимости запасов с анализируемыми геолого-геофизическими характеристиками осадочных бассейнов (рис. 7) и график связи объёма осадочных пород нефтегазоносных бассейнов с суммарными запасами углеводородов гигантских месторождений (рис. 8).

На гистограмме, показывающей распределение запасов гигантских месторождений углеводородов по типам бассейнов, видно, что подавляющее большинство запасов сконцентрировано в континентальных осадочных бассейнах: предгорных, внутриплатформенных, бассейнах складчато-надвигового пояса, присдвиговых и рифтовых (рис. 5). Общие запасы углеводородов гигантских месторождений в данных категориях бассейнов составляет $2300 \cdot 10^3$ ММВОЕ, что занимает 87% от всех запасов в базе данных М. Хорна. При этом более половины всех запасов находится в предгорных осадочных бассейнах.

Однако к предгорным бассейнам относятся такие известные бассейны с богатой нефтегазоносностью как Волго-Уральский, Аравийский, Месопотамский, Западно-Канадский и другие. В некоторых из них, а именно в Волго-Уральском и Аравийском открыты одни из крупнейших месторождений углеводородов планеты: Гавар, Ромашкинское, Саффания-Хафджи, Шайба и др. Поэтому в свете ещё неоткрытых месторождений интерес также

будет представлять другая характеристика нефтегазоносности помимо абсолютных суммарных запасов углеводородов. Так, было рассмотрено распределение количества месторождений-гигантов по разным типам нефтегазоносных бассейнов (рис. 6). Здесь видно, что несмотря на остающееся доминирование предгорных континентальных бассейнов, большой вклад также вносят и бассейны шельфового типа, расположенные на пассивных континентальных окраинах. Месторождений-гигантов в таких бассейнах насчитывается 236, что составляет порядка 24% от всех месторождений, участвовавших в анализе. Этот факт подтверждает то, что территория морского шельфа может быть крайне перспективной на наличие ещё неоткрытых гигантских месторождений углеводородов.

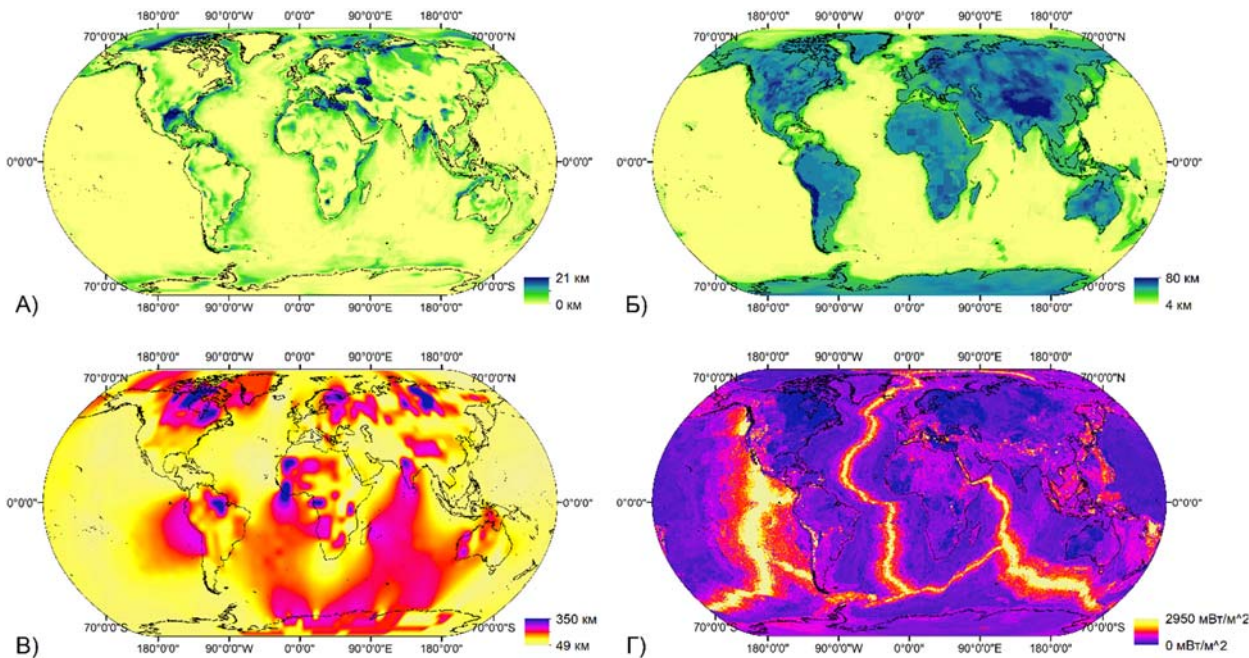


Рис. 4. Модели мощности осадочного чехла (А) и глубины границы Мохо [8] (Б), мощности термальной литосферы [4] (В), и теплового потока на земной поверхности (Г) [9]

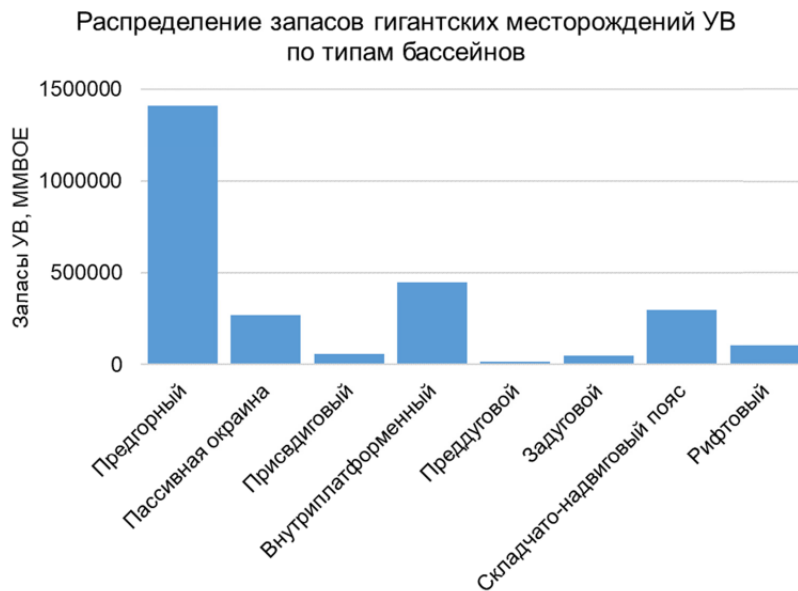


Рис. 5. Распределение запасов углеводородов гигантских месторождений углеводородов по типам бассейнов

Далее была проанализирована взаимосвязь нефтегазоносности бассейнов, выраженной в запасах углеводородов гигантских месторождений, с мощностью осадочного чехла, земной коры, термальной литосферы и тепловым потоком на земной поверхности (рис. 7). Все параметры за исключением мощности осадочного чехла не показывают какой-либо значимой корреляции с запасами углеводородов. Коэффициент корреляции Пирсона у получившейся зависимости запасов углеводородов с мощностью осадочного чехла также оказался довольно невелик, порядка 0.4. Однако, тем не менее, видна положительная тенденция: чем больше мощность осадочных пород в осадочном бассейне, тем выше его потенциальная нефтегазоносность.

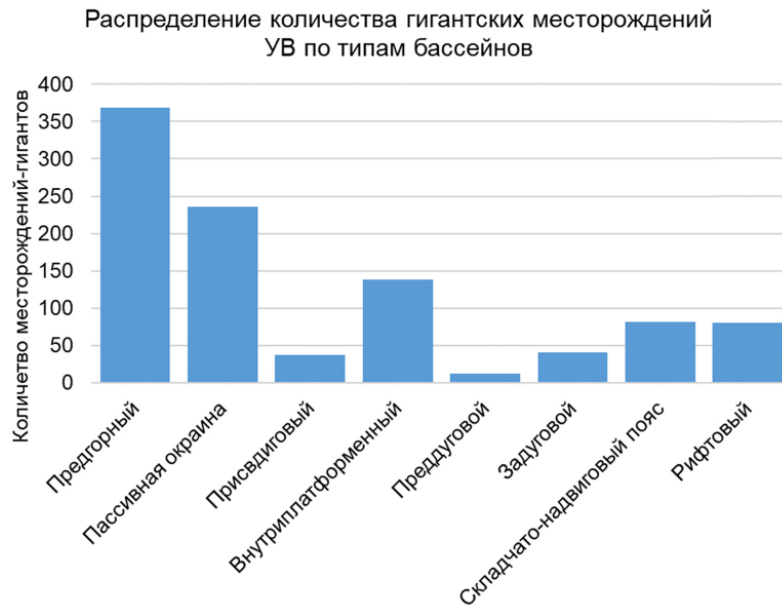


Рис. 6. Распределение количества гигантских месторождений углеводородов по типам бассейнов

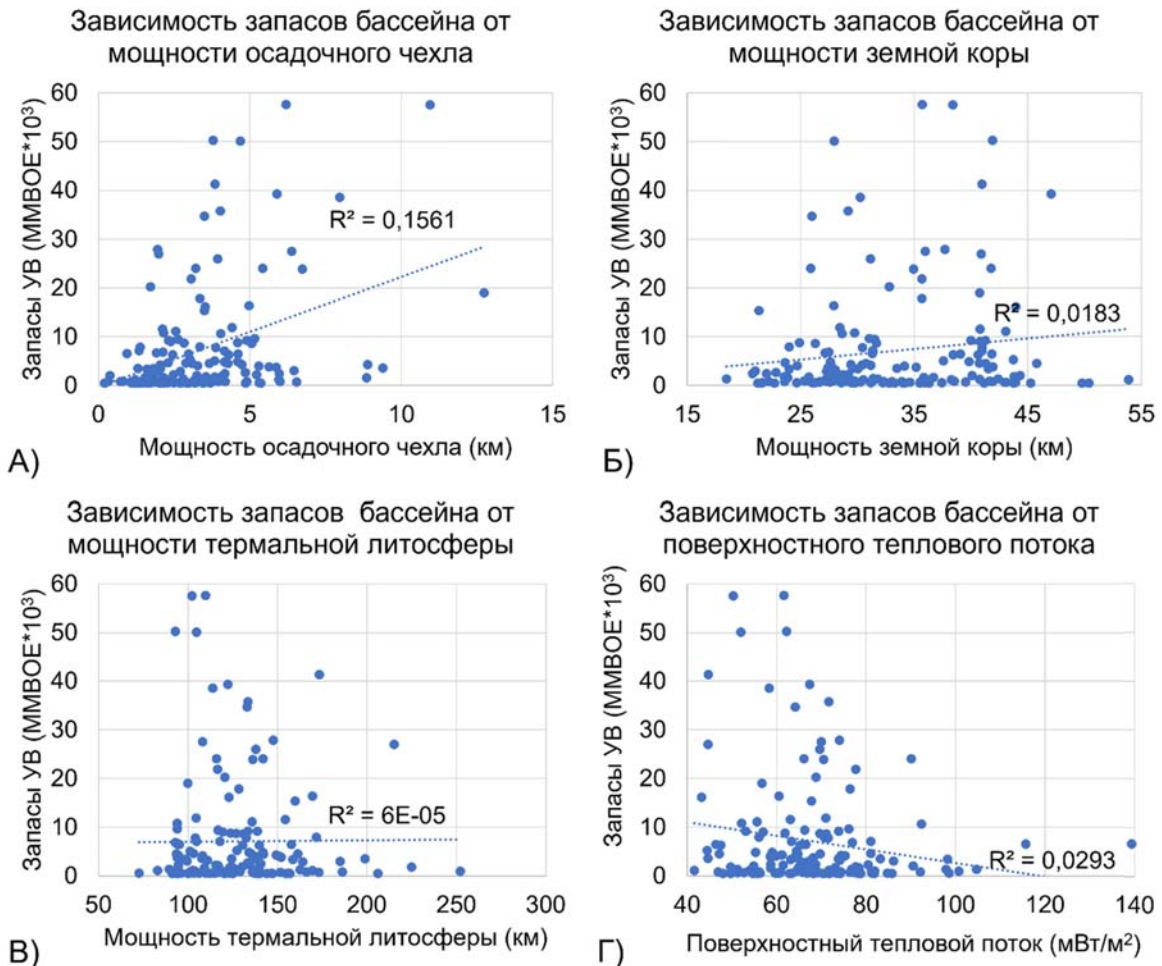


Рис. 7. Связь запасов углеводородов бассейнов со средней мощностью осадочного чехла (А), глубиной границы Мохо (Б), мощностью термальной литосферы (В) и тепловым потоком на земной поверхности (Г)

Подобная же тенденция наблюдается при сравнении запасов гигантских месторождений углеводородов с объёмом осадочных пород, рассчитанным как произведение площади бассейна на среднюю мощность его осадочного чехла (рис. 8). Здесь важно отметить, что некоторые нефтегазоносные бассейны обладают значительным объёмом осадочного материала и в то же время относительно низкой нефтегазоносностью. К таким бассейнам

относятся бассейны пассивной континентальной окраины, расположенные преимущественно на морском шельфе: бассейн Мексиканского залива, Бенгальский, Свердруп, Пелагиан, Восточно-Баренцевоморский, Северо-Карнарвонский, а также континентальные бассейны, такие как Тунгусский и Виллюйский. Такое несоответствие большого объема осадочного материала в бассейне с относительно небольшим количеством открытых запасов углеводородов может указывать на перспективность данных бассейнов с точки зрения геологоразведочных работ на поиск крупных месторождений углеводородов.

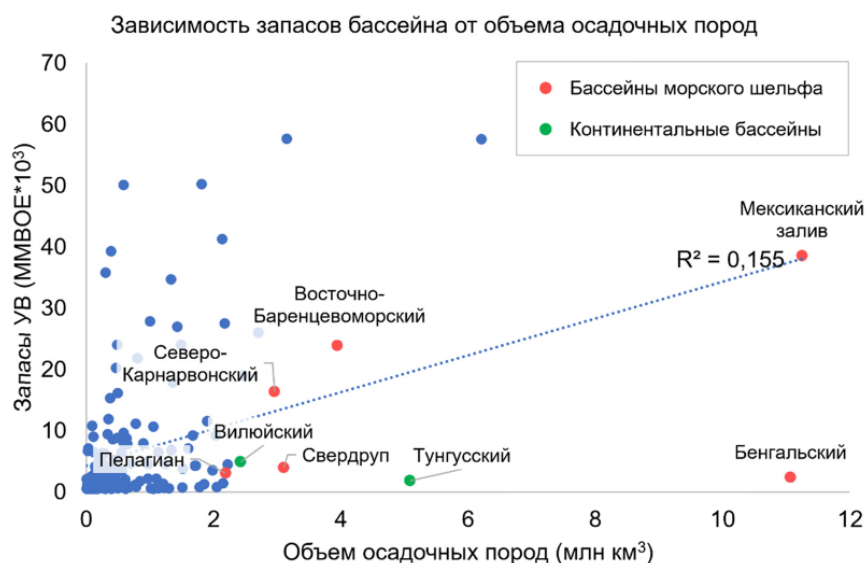


Рис. 8. Связь объема осадочных пород нефтегазоносных бассейнов с суммарными запасами углеводородов из гигантских месторождений углеводородов

На основании проведенного анализа можно сделать вывод о перспективности территорий морского шельфа с точки зрения поиска крупных месторождений углеводородов. Из проанализированной информации относительно уверенным признаком потенциальной нефтегазоносности бассейна в глобальном масштабе может считаться средняя мощность осадочного чехла бассейна или объем осадочного материала в бассейне. Проведенный анализ, тем не менее, лимитирован исключительно гигантскими месторождениями нефти и газа, что не должно упускаться из виду. Наличие более подробной базы данных месторождений углеводородов с их запасами может повлиять на полученные результаты и определить более обоснованные закономерности. Существующие возможности по цифровизации накопленного материала о строении и геолого-геохимических характеристиках осадочных бассейнов определяют дальнейшие цели построения такой базы данных. К ним относятся детальные оценки объема и массы накопленного в различных тектонических обстановках осадочного материала, скорости осадконакопления в разные геологические периоды, распределения рассеянного органического вещества и запасов углеводородов в отдельных осадочных бассейнах, а также определение перспективных территорий для поиска месторождений углеводородов.

Литература

1. Максимов С.П. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник. В двух книгах / С.П. Максимов, под ред. – С. П. Максимова, Москва: Недра, 1987. – 358 с.
2. Ронов А.Б. Стратисфера или осадочная оболочка Земли (количественное исследование) / А.Б. Ронов, под ред. А.А. Ярошевского, Науч. изд. – М., 1993. – 144 с.
3. Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: principles and application to petroleum play assessment / P.A. Allen, J.R. Allen, Third edition-e изд., Chichester, West Sussex, UK: Wiley-Blackwell, 2013. 619 p.
4. Artemieva I.M. Global 1°С1° thermal model TC1 for the continental lithosphere: Implications for lithosphere secular evolution // Tectonophysics. 2006. – № 1–4 (416). P. 245–277.
5. Beardsmore G.R., Cull J.P. Crustal Heat Flow: A Guide to Measurement and Modelling / G.R. Beardsmore, J.P. Cull, 1-st ed., Cambridge University Press, 2001.
6. Evenick J.C. Glimpses into Earth's history using a revised global sedimentary basin map // Earth-Science Reviews. 2021. (215). P. 103564.
7. Horn M. Giant, Supergiant & Megagiant Oil and Gas Fields of the World [электронный ресурс] – 2022. URL: <https://worldmap.maps.arcgis.com/home/index.html> (дата обращения 15.06.2024).
8. Laske G. [et al.]. Update on CRUST1.0 – A 1-degree Global Model of Earth's Crust 2013.
9. Lucazeau F. Analysis and Mapping of an Updated Terrestrial Heat Flow Data Set // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. 2019. – № 8 (20). P. 4001–4024.

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ И СВЕРХБОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ НА ОСНОВЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

О.М. Прищепа, Д.С. Луцкий, С.Б. Киреев, Н.В. Синица

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия, omp2007_61@mail.ru

PREDICTION OF HYDROCARBON PHASE STATE AT DEEP AND ULTRA-DEEP DEPTHS BASED ON THERMODYNAMIC MODELING

O.M. Prishchepa, D.S. Lutskiy, S.B. Kireev, N.V. Sinitsa

St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia, omp2007_61@mail.ru

Аннотация. В современных условиях сокращения ресурсно-сырьевой базы можно выделить ряд перспективных направлений ее восполнения. Среди таковых, наряду с проектами изучения перспектив нефтегазоносности акватории Российской Федерации и нетрадиционных коллекторов (абалак, бажен, доманик, отложения типа «рябчик»), выделяется направление изучения глубокопогружённых горизонтов. Возможность выявления скоплений углеводородов на больших и сверхбольших глубинах рассматривается с позиции сохранности углеводородов в агрессивных термобарических условиях и оценки локальных проявлений, связанных с преобразованием органического вещества в условиях критических давлений и температур. Установлено, что сохранность углеводородов контролируется такими параметрами среды как температура, давление, а также скорость прогибания седиментационного бассейна и заполнение его осадком (скорость наращивания температуры и давления), время нахождения в области развития критических давлений и температур (скорость эффективного нагрева), состав исходного органического вещества. Прогноз сохранности залежей на подобных глубинах возможен на основе оценки фазового состояния углеводородов, базирующейся на кинетических и термобарических моделях, используемых в исследовании. В результате проведённого исследования установлено, что возможность сохранения значимых по объёму запасов углеводородов на больших и сверхбольших глубинах 8–10 км определяется как низким геотермическим градиентом при аномально высоких давлениях, так и быстрой скоростью нагрева. Сохранение газовых залежей при сравнительно низких температурах не ограничивается сверхвысокими давлениями и возможно на глубинах до 10–12 км.

Ключевые слова: термодинамическое моделирование, глубокозалегающие углеводороды, глубинная нефть, фазовые переходы углеводородов.

Abstract. In the modern conditions of decreasing of resource and raw material base, it is possible to highlight a number of promising directions of its replenishment. Among them, along with the projects of studying the prospects of oil and gas bearing capacity of the Russian Federation water area and unconventional reservoirs (abalak, bazhen, domanik, «ripple» type sediments), the direction of studying deep immersed horizons stands out. The possibility of detecting hydrocarbon accumulations at deep and ultra-deep depths is considered from the position of hydrocarbon preservation in aggressive thermobaric conditions and assessment of local phenomena associated with the transformation of organic matter under conditions of critical pressures and temperatures. It has been established that the preservation of hydrocarbons is controlled by such environmental parameters as temperature, pressure, as well as the sedimentation basin sagging and sediment filling rate (temperature and pressure rise rate), the time of being in the area of critical pressure and temperature conditions (effective heating rate), and the composition of the initial organic matter. Prediction of deposit preservation at such depths is possible on the basis of hydrocarbon phase state estimation based on kinetic and thermobaric models used in the research. As a result of the research, it was found that the possibility of preservation of significant hydrocarbon reserves at large and ultra-large depths of 8–10 km is determined by both low geothermal gradient at anomalously high pressures and fast heating rate. Preservation of gas deposits at relatively low temperatures is not limited by ultrahigh pressures and is possible at depths up to 10–12 km.

Key words: Thermodynamic modeling, deep-seated hydrocarbons, deep-seated oil, phase transformations of hydrocarbons.

В основе проведённого исследования лежит метод термодинамического моделирования, базирующийся на закономерностях влияния термобарических условий среды на формирование и преобразование углеводородных флюидов [1-3].

Таким образом, основной задачей предложенной работы была разработка, теоретическое обоснование и практическая реализация метода термодинамического моделирования позволяющего прогнозировать устойчивость углеводородов в земной коре при различных термобарических условиях.

Применение термодинамических расчётов позволило апробировать упрощённую термодинамическую модель, учитывающую взаимодействие жидких и газообразных алканов с компонентами попутных нефтяных газов (водород, углекислый газ, угарный газ, водяной пар). В качестве исходных данных использовались результаты количественного анализа нефти, газовых конденсатов ряда месторождений Западной Сибири, Волго-Уралии, Прикаспия (рис. 1).

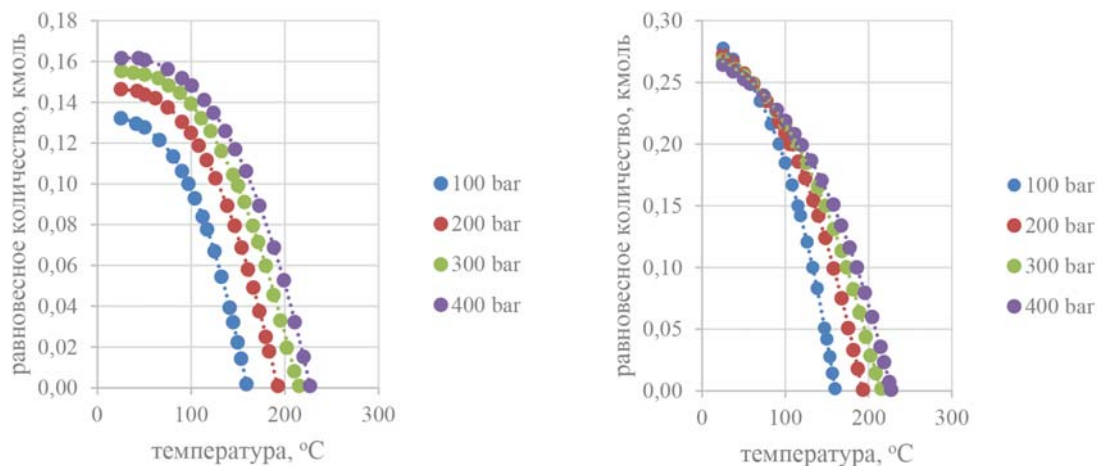


Рис. 1. а – Равновесное количество жидкого гексана в пластовом флюиде пласта М-М1 в различных пластовых условиях (результаты моделирования), б – Равновесное количество жидкого гептана в пластовом флюиде пласта М-М₁ в различных пластовых условиях (результаты моделирования)

В результате проведённого исследования установлены критические значения температуры и давления при которых возможно существование углеводородных флюидов в различных фазовых состояниях с привязкой по глубине.

Результаты, полученные при термодинамическом моделировании, свидетельствуют о возможности сохранения углеводородных флюидов при гораздо более высоких температурах, чем в стандартных балансовых уравнениях в случае интенсивного погружения ранее сформированных в условиях «классических» температур и катагелиза нефтяных и газоконденсатных скоплений (рис. 2).

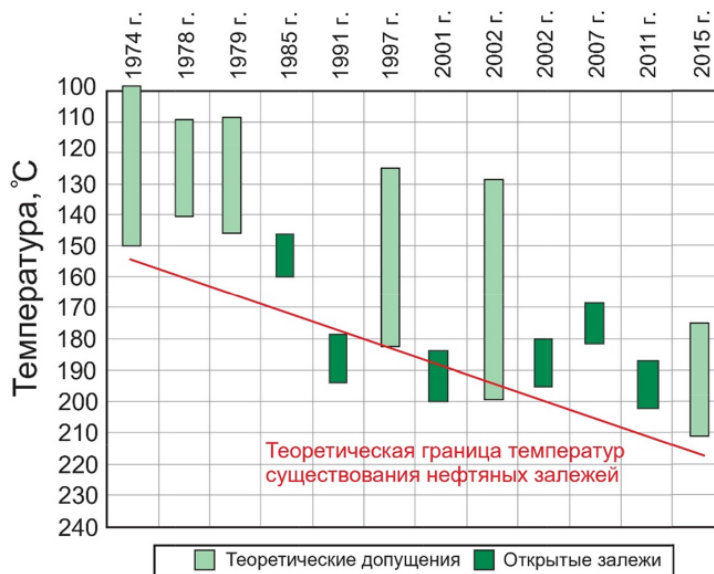


Рис. 2. Теоретическая граница возможности существования нефтяных залежей [4, 5]

Увеличение содержания газов и метана с глубиной является следствием термического крекинга высокомолекулярных соединений, в том числе жидких, образование которых непосредственно не связано с исчерпанием генерационного потенциала нефтегазопроизводящих толщ при их погружении на большие глубины.

Литература

1. Белов Г.В., Трусов Б.Г. (2013). Термодинамическое моделирование химически реагирующих систем. – М.: МГТУ имени Н.Э. Баумана, 2013. – 96 с.
2. Гиббс Д. (2013). Термодинамические работы. – М.: ГИТТЛ.
3. Marakushev, S.A., Belonogova, O.V. (2012, May). Thermodynamic factors of natural selection in autocatalytic chemical systems. In Doklady. Biochemistry and Biophysics (Vol. 444, No. 1, p. 131). Springer Nature BV. DOI: <https://doi.org/10.1134/S1607672912030015>
4. Caineng, Z.O.U., Jinhu, D.U., Chunchun, X.U., Zecheng, W.A.N.G., Zhang, B., Guoqi, W., ... & Zhidong, G.U.

(2014). Formation, distribution, resource potential, and discovery of Sinian–Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum exploration and development*, 41(3), 306–325. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(14\)60036-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(14)60036-7)

5. Kosenkova, N.N., Syngaevsky, P.E., & Khafizov, S.F. (2022). Review of the modern ideas about the hydrocarbon accumulations formation processes at the great depth (Russian). *Oil Industry Journal*, 2022(05), 6–12. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-6-12>

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТ ПО ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ ВИБРО-ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

М.С. Рагимова¹, Г.И. Намазова²

¹*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, rahimova_mahluqa@mail.ru*

²*Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»*

RESEARCH OF WORKS ON ENGINEERING AND TECHNOLOGY OF VIBRATION IMPACT ON THE RESERVOIR

M.S. Rahimova¹, G.Э. Namazova²

¹*Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, rahimova_mahluqa@mail.ru.*

²*Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry»*

Аннотация. Некоторые коллекторы насыщены трудно извлекаемыми нефтями, которые, с одной стороны, обладают низкими коллекторскими свойствами, то-есть пористостью и проницаемостью, а с другой стороны, они насыщены тяжёлыми нефтями, обладающими высокими динамическими вязкостями (когда нефти являются ньютоновскими жидкостями) или высокими структурными вязкостями (когда они являются вязко-пластичными жидкостями) в пластовых условиях. В таких месторождениях эксплуатационные скважины имеют невысокие дебиты нефти и газа и нагнетательные (инжекционные) водяные скважины имеют низкие водопоглощительные способности.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, ньютоновские жидкости, динамическая вязкость, коллекторские свойства.

Анализируя геолого-физические условия залегания нефтяного месторождения, необходимо теоретически исследовать автоколебательный режим работы забойных генераторов колебаний (вибраторов), определить динамическое напряжение в колонне лифтовых труб забойного генератора колебаний, разработать методики выбора рациональной технологии процесса вибровоздействия в зависимости от гидродинамических параметров пласта, экспериментально исследовать гидравлические вибраторы и технологический процесс вибровоздействия по разработанной методике и сопоставить их результаты с теоретическими, привести промысловые исследования результатов опытно-промышленного испытания метода на морских нефтяных месторождениях и выявить основные критерии повышения эффективности вибровоздействия на призабойную зону пласта.

Одним из способов воздействия на призабойную зону пласта с целью интенсификации добычи нефти и газа является способ вибрационного воздействия на пласт, который имеет важное значение при разработке морских нефтяных месторождений.

На практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений существуют и применяются многочисленные способы интенсификации добычи нефти и газа путём воздействия на призабойную зону пласта по различным выбранным скважинам.

Самое широкое применение получили следующие способы:

- кислотная обработка;
 - термокислотная обработка;
 - термическое воздействие;
 - гидравлический разрыв пласта;
 - обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) углеводородным растворителем;
 - вибрационное воздействие на призабойную зону пласта.
- Кроме термокислотной обработки, также применялись следующие комбинированные способы воздействия на призабойную зону пласта:

- кислотно-гидравлический разрыв ПЗП-а;
- термокислотный разрыв ПЗП-а и т.д.

В других источниках подробно освещено большинство из вышеперечисленных способов, поэтому нет необходимости останавливаться на этих темах.

Упруго-волновые способы являются наиболее эффективными способами повышения охвата пластов воздействием в низко проницаемых пропластках неоднородных пластов. Способы упруго волнового воздействия можно разделить на: акустические (ультразвуковые и звуковые), гидравлические с использованием волн давления, ударно-волновые и вибросейсмические. В основе их действия лежат близкие механизмы влияния на среды, отличающиеся скоростью протекания процессов, которые зависят от частоты и амплитуды колебаний.

Скорость и градиент давления стационарного направленного акустического течения относительно невелики. Но на фоне относительно медленного поступательного течения, в зоне акустического воздействия, может происходить также внутриводная кавитация, которая обусловлена турбулентным колебательным движением. Под кавитацией в жидкости понимается образование в ней полостей разрывов с последующим их схлопыванием.

Элементарный акт кавитации в акустическом поле можно понимать так: в фазе разрежения в жидкости образуется разрыв в виде полости, которая может заполниться паром жидкости или газом, если он был в этой полости или успел туда диффундировать при понижении давления. Количество кавитационных полостей в зоне акустического воздействия может быть очень большим, интегральный эффект наличия «горячих» точек с высоким давлением порождает химические реакции, люминесценцию, дегазацию и другие явления.

Внутриводное колебательное движение в зоне акустического воздействия носит турбулентный характер, что приводит к многократному увеличению фазовых проницаемостей коллекторов в акустическом поле, связанным с деструкцией поверхностного слоя жидкости за счёт периодических колебаний скелета и флюида.

Результаты исследований фазовых проницаемостей насыпных песчаных образцов, насыщенных дистиллированной водой, керосином и смесью керосина с автотопливом в акустическом поле с частотой 50...80 кГц и интенсивностью 0,8...1,2 кВт/м² показали увеличение проницаемостей по керосину и его смеси с автотопливом до 30%, а водопроницаемость не изменялась.

В результате воздействия акустического поля наблюдается 1,5–2 кратное увеличение эффективной теплопроводности, как в насыпных, так и в цементированных образцах. Наиболее увеличение этого параметра наблюдается в водоносных коллекторах.

В обработанных образцах образуется новая менее устойчивая пространственная структура, которая не восстанавливается при снижении скоростей деформации.

Акустическое воздействие может сочетаться практически с любыми средствами реагентного воздействия (соляно-кислотная, глинокислотная обработки, применение ингибиторов асфальто-смоло-парафиновых отложений, растворителей, ПАВ, вязкоупругих смесей и др.), используемые с целью очистки ствола и призабойной зоны пласта.

Гидроакустическая технология может ускорить в десятки и более раз химические реакции и тепломассообменные процессы в пористых, жидких, газообразных и многофазных средах.

Выполнено много экспериментальных работ, которые показали, что воздействие на ПЗП нефтяных пластов с частотами от единиц до тысяч герц увеличивает приток нефти к скважине и уменьшает её обводнённость.

Существуют разные положительные точки зрения на механизм виброакустического воздействия на ПЗП-а, на сегодняшний день противоречивых концепций пока нет. Поэтому необходимо продолжать научно-исследовательские и лабораторно-экспериментальные работы для глубокого изучения механизма вибровоздействия и совершенствовать техники и технологию способов упруго-волнового воздействия на ПЗП-а.

Литература

1. Амосов С.М. и др. Результаты экспериментального изучения вибрационного воздействия на нефтяные залежи. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Бугульма, 1989.
2. Абасов М.Т., Стреков А.С., Аббасов М.И., Литвишков Ю.Н., Гаджиев А.А. Влияние вибровоздействия на устойчивость межфазной границы системы «углеводородная жидкость-вода». Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья. Материалы Международной конференции 24–26 ноября 2004 г. – М., ГЕОС. С. 247–248.
3. Абасов М.Т., Стреков А.С., Аббасов М.И., Литвишков Ю.Н., Гаджиев А.А. Особенности поведения углеводородных жидкостей в поле упругих волн. АМЕА «Хəбərlər», Yer Elmləri-2007. – № 3. – С.48–58.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧАГОВОГО ЗАВОДНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЯ

Л.Г. Рахмаев

ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, azn09sg@tatneft.ru

INCREASING THE EFFICIENCY OF FOCAL FLOODING IN CONDITIONS OF RESOURCE CONSERVATION

L.G. Rakhmaev

PJSC TATNEFT, Almet'yevsk, azn09sg@tatneft.ru

Аннотация. Предложен способ регулирования разработки нефтяной залежи, обеспечивающий оптимальный режим работы скважин с необходимым пластовым давлением, обводнённостью, направленный на обеспечение равномерного темпа выработки каждого объекта разработки с целью повышения текущего коэффициента извлечения нефти (КИН). Методология основана на том, что для оптимизации отбирают только те скважины, чьи параметры начальных извлекаемых запасов отличаются от изначально определённых расчетами на 25% и более, а после определения оптимального забойного давления и суммарного отбора нефти и изменения режимов работы этих скважин сопоставляют объёмы извлекаемой нефти по каждой из выбранных добывающих скважин до оптимизации и после неё, исходя из чего рассчитывают необходимый объём закачиваемой воды.

Ключевые слова: оптимальный объём закачки, извлекаемые запасы, добыча нефти, пластовое давление, обводнённость.

Annotation. A method is proposed for regulating the development of an oil deposit, ensuring optimal operation of wells with the required reservoir pressure and water cut, aimed at ensuring a uniform rate of production of each development object in order to increase the current oil recovery factor (ORF). The methodology is based on the fact that only those wells whose parameters of initial recoverable reserves differ from those initially determined by calculations by 25% or more are selected for optimization. After determining the optimal bottom hole pressure and total oil production and changing the operating modes of these wells, the volumes of extracted oil for each of the selected production wells are compared before and after optimization, from which the required volume of injected water is calculated.

Key words: optimal injection volume, recoverable reserves, oil production, reservoir pressure, water cut.

Техногенные процессы, происходящие в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений, ввиду высокой степени неоднородности и анизотропии пластов-коллекторов, приводит к снижению коэффициента эффективности закачки и к неоптимальным режимам работы как нагнетательных, так и добывающих скважин, препятствующих равномерной выработке запасов по объектам разработки. В этой связи повышение коэффициента охвата и вытеснения (Кохв, Квыт) и как результат – повышение текущего КИН приобретает ещё большую актуальность.

Методология подразумевает идентификацию «проблемных» участков или скважин с целью дальнейшего оперативного и адресного воздействия на них; изучение направлений фильтрационных потоков отдельных очагов заводнения, определение диапазона значений объёмов закачки, обеспечивающих максимальную эффективность работы добывающих скважин и построение векторов направлений фильтрационных потоков.

Поставленная задача решается за счёт того, что используя имеющиеся данные проницаемости, пористости, вязкости агента вытеснения и вытесняемой жидкости, эффективной нефтенасыщенной толщины вскрытого скважиной пласта, начального пластового давления по всем объектам разработки тектонической структуры, давления насыщения, сбор промыслово-технологической информации об относительных фазовых проницаемостях агента вытеснения и вытесняемой жидкости с учётом промысловой информации о вязкостях компонентов фильтрации, об относительных фазовых проницаемостях при выделении из жидкости газа в свободную фазу, на программных комплексах (например, t-Navigator, RMS) определяют значения балансовых и извлекаемых запасов нефти, которые сопоставляют с фактическими данными. Полученные при сравнении данные «отставания» текущего КИН от планового (Δ КИН) для каждой скважины сравниваются в сопоставлении их с другими скважинами, находящимися в зоне влияния одной и той же нагнетательной скважины. По чрезмерному их расхождению (более 25%) судят о неравномерном темпе выработки запасов этих скважин и предпринимают меры по интенсификации добычи нефти. При необходимости выбирают и обосновывают вид геолого-технических мероприятий (ГТМ), обеспечивающих повышение эффективности нефтеизвлечения. Также, на данном этапе проводят дополнительную адаптацию геолого-гидродинамической модели, на основе которой были подсчитаны значения балансовых и извлекаемых запасов нефти с учётом предполагаемых перетоков этих запасов в силу интерференции скважин. Такая адаптированная геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) позволит более достоверно прогнозировать эффективность планируемых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и, соответственно, повышать их успешность, обеспечивающих, в конечном счёте, повышению текущего коэффициента нефтеизвлечения (КИН) (см. рис. 1, табл. 1).

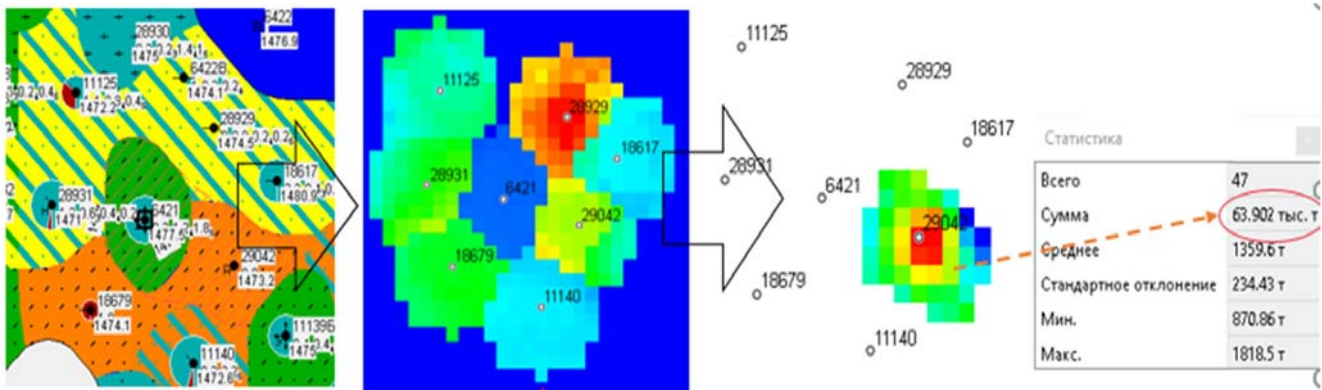


Рис. 1. Алгоритм определения запасов с помощью программного комплекса t-Navigator

На рис. 1 показана стандартная процедура определения запасов с помощью программного комплекса t-Navigator по формуле Вороного, которая осуществляется следующим образом: на карте разработки выбирается анализируемый участок, выписываются номера скважин и копируются в t-Navigator (далее – фильтр). Программа, с учётом половины расстояний между скважинами, выстраивает «регионы», а усреднённое значение запасов одного региона присваивается к конкретной скважине, вокруг которого был построен «регион». Полученные значения запасов в совокупности с другими необходимыми данными, полученными из других источников (например, БД АРМИТС) сводятся в единую табл. 1.

Таблица 1

Сводная таблица данных по анализируемому участку

Участок 6421	Дата ввода из бур.	Время эксп-ции, лет	Сн_фак	Сж_фак	Обв_фак	Уд_в	Рпл	Рзаб	N_abs	Δ N_abs	НБЗ, тыс.т.	НИЗ, тыс. т.	Добыча нефти наноп., тыс. т.	Добыча воды наноп., тыс. т.	Закачка воды наноп., тыс. т.	КЭЗ	КИВ	КП	КИН проект	КИН текущий	Δ КИН
11125	13.01.1989	31,3	1,552	18	90	1,182	154	51	1472	5,3	118,67	81,697	59,813	59,221	659,954	0,09	0,09	5,56	0,688	0,732	-4%
11140	13.12.1975	44,4	1,724	40	95	1,176	138	31	1473	4,9	129,77	88,26	111,515	1143,95	659,954	0,17	1,73	5,09	0,680	1,263	-58%
18617	15.02.1987	33,2	0,216	25	99	1,187	153	116	1481	-3,4	42,255	29,241	72,518	80,427	659,954	0,11	0,12	15,62	0,692	2,480	-179%
18679	19.03.1987	33,2	0,139	0,17	5	1,155	66	45	1474	3,4	156,42	107,76	152,213	227,98	659,954	0,23	0,35	4,22	0,689	1,413	-72%
28929	25.08.2007	12,7	0,213	24,7	99	1,15	141	102	1475	3	128,41	87,21	17,574	91,832	659,954	0,03	0,14	5,14	0,679	0,202	48%
28931	04.02.1989	31,3	0,345	20	98	1,168	157	87	1471	6,5	124,76	85,988	59,877	202,954	659,954	0,09	0,31	5,29	0,689	0,696	-1%
29042	11.09.1996	23,7	2,026	5	53	1,18	115	46	1473	4,3	94,043	63,902	15,418	26,264	659,954	0,02	0,04	7,02	0,679	0,241	44%
6421	14.09.1971	48,7							1478		794,328	544,058	488,928						0,685	0,899	-21%

В полученной таблице 1 производят дополнительные расчёты по определению:

Проектный КИН для каждой скважины $\frac{НИЗ}{НБЗ}$

Текущий КИН для каждой скважины $\frac{V_{доб.н}}{НБЗ}$

КЭЗ коэффициент эффективности закачки $\frac{V_{доб.н}}{V_{зак.в}}$

КИВ коэффициент использования воды $\frac{V_{доб.в}}{V_{зак.в}}$

КПР коэффициент промывки $\frac{V_{зак.в}}{НИЗ}$

Δ **КИН** – разница (или отношение) проектного и текущего КИН

где:

НИЗ – начальные извлекаемые запасы [тонн] – определяется, например, из t-Navigator;

НБЗ – начальные балансовые запасы [тонн] – определяется, например, из t-Navigator;

V доб.н – объём добытой нефти, тонн;

V доб.в – объём добытой воды, тонн;

V зак.в – объём закаченной воды, тонн.

Далее, сравнивая параметры, полученные расчётным путём, определяем скважины, которые «выбывают» из «списка равномерно вырабатываемых», на которых, с одной стороны, требуется проведение ГТМ по интенсификации, и с другой стороны – необходим пересмотр запасов в геолого-гидродинамической модели с точки зрения межскважинных перетоков (см. схему 1).

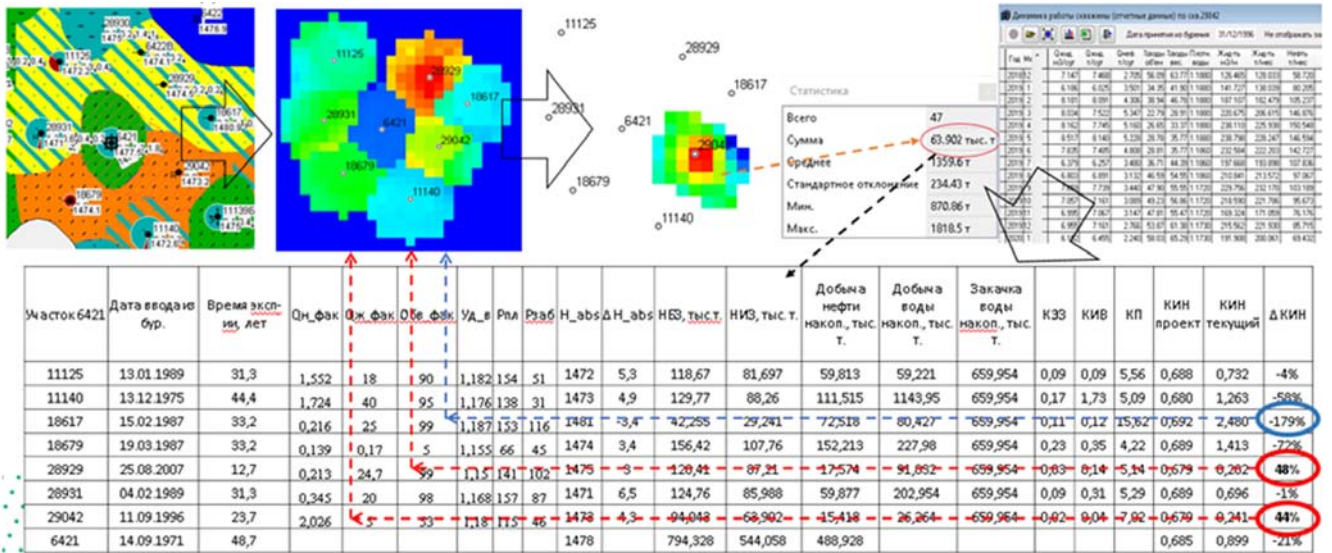


Схема 1. Способ адаптации данных в голого-гидродинамической модели (ГГДМ)

Из схемы 1 видно, что на анализируемом участке существуют две скважины, отстающие по темпам выработки запасов от остальных соседних скважин данного участка заводнения (выделены красным) и одна скважина, у которой объём добытой нефти существенно (более 170%) превышает даже подсчитанные НБЗ – начальные балансовые запасы, что свидетельствует о наличии интерференции скважин. Следовательно, при внесении определённых поправок в ГГДМ, последняя станет более достоверной, а если учесть, что многие ГГМ просчитываются на основе имеющейся ГГДМ, то эффективность и успешность проводимых технологий повыситсякратно.

В рамках проекта ланируется также произвести оценку эффективности системы заводнения (или ППД) для каждого отдельного очага заводнения (в полной корреляции и интеграции с данными по проведённым ГГМ, геолого-промысловым и геолого-физическим параметрам скважин, а также с использованием вышеописанного адаптированного варианта ГГДМ) с последующим определением оптимального (для всех реагирующих добывающих скважин) объёма закачки – ООЗ (режима работы нагнетательной скважины), и далее – определением векторов направлений фильтрационных потоков при различных режимах работы очага заводнения (т.е. диапазон до и после ООЗ) (см. рис. 2).

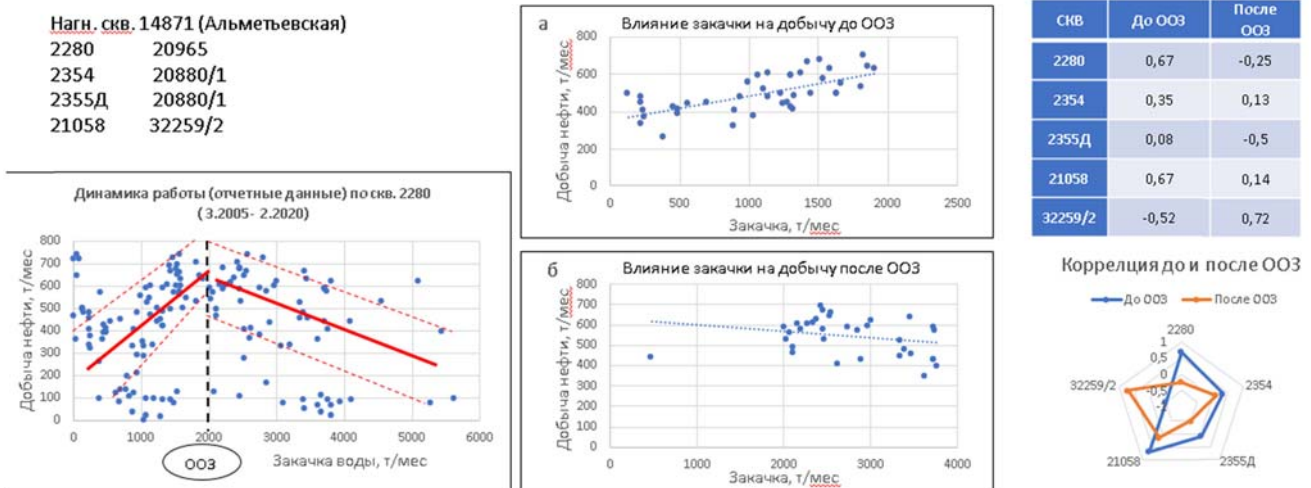


Рис. 2. Определение оптимального объёма закачки (ООЗ) и направлений векторов фильтрационных потоков до ООЗ и после, влияющих на эффективность эксплуатации реагирующих добывающих скважин

На рис. 2 показан алгоритм определения оптимального режима работы влияющей нагнетательной скважины. Используя исторические данные работы скважин очага заводнения (нагнетательной и её реагирующих добывающих скважин), проводится графоаналитический анализ, определяется точка бифуркации (на рисунке – это 2000 т/мес.), далее обозначается область на графике, показывающая зависимость добычи от закачки, и проводится функция, описывающая эту зависимость (с той или иной степенью корреляции). Вычисляются коэффициенты корреляции, вносятся в сводную таблицу, на основе которой строят векторную диаграмму направлений потоков для объёмов закачки до ООЗ и превышающей его.

Использование для этих целей «искусственного интеллекта» позволит обеспечить постоянную корректировку режимов работы скважин при постоянно изменяющихся техногенных условиях (рис. 3).

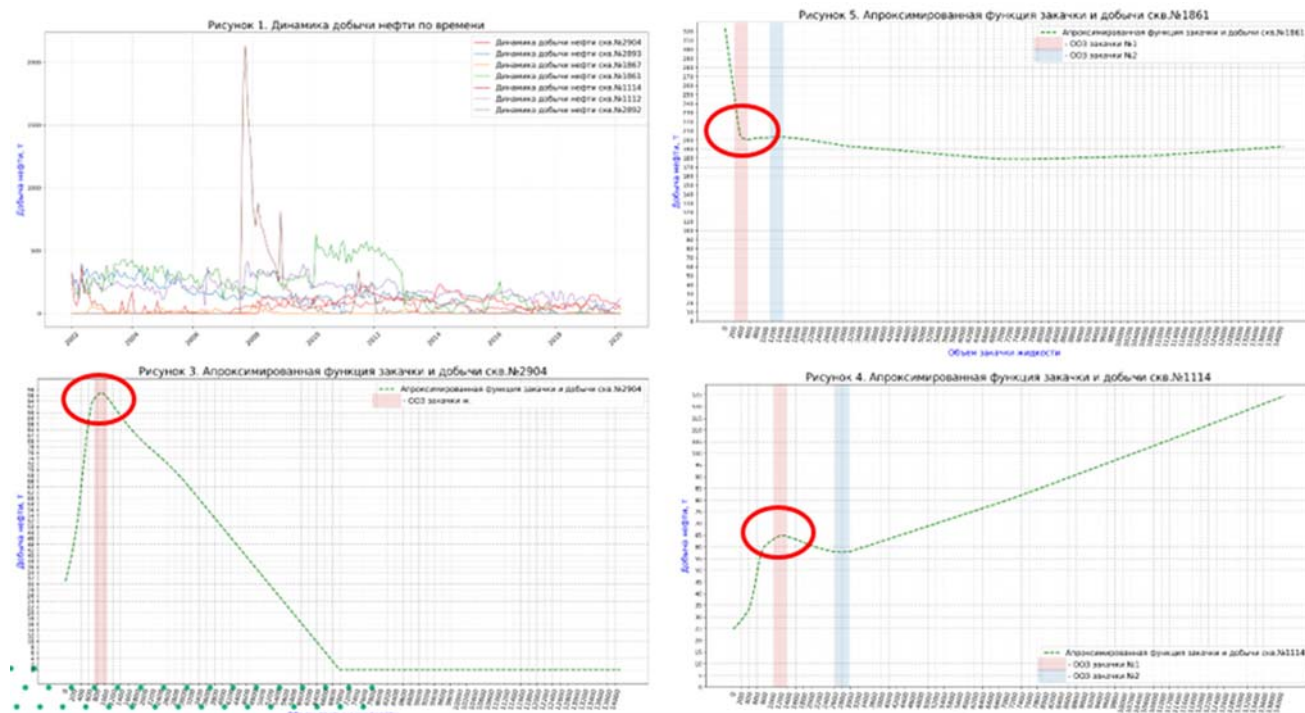


Рис. 3. Определение оптимальных режимов эксплуатации для отдельных очагов заводнения и их реагирующих добывающих скважин с использованием нейронных сетей

На рис. 3 показаны некоторые результаты определения ООЗ с использованием нейронных сетей (выделено красным). Эти данные могут быть более точными, если на «входе» в «нейронные сети» будут предоставлены большее количество данных, например, геолого-промысловые свойства пород-коллекторов, уточненные значения по запасам, проведенным ГТМ, конструкция скважины, режим эксплуатации и другие. Таким образом требуются дальнейшие исследования и адаптация как моделей, так и входной информации в процессы «машинного обучения».

На предложенный способ регулирования разработки нефтяной залежи получен патент РФ № 2753215.

В связи с тем, что работать приходится с большим объемом информации (скважин), у которых ежедневно происходят изменения одного или нескольких параметров, а также для максимальной оперативности принятия решений по каждой скважине в отдельности, вышеописанный мониторинг участков заводнения и определение оптимального режима их эксплуатации с использованием искусственного интеллекта позволиткратно повысить эффективность и качество нефтеизвлечения в условиях импотрозамещения и ресурсосбережения.

Литература

1. Рахмаев Л.Г. О целесообразности неконтролируемого повышения приемистости нагнетательных скважин в условиях поздней стадии разработки нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / Л.Г. Рахмаев // Нефтегазовое дело: сетевое изд. – 2011. – № 3. – С. 125–133. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Rakhmaev/Rakhmaev_3.pdf. – Загл. с экрана.
2. Рахмаев Л.Г. Анализ критериев оценки эффективности системы ППД при разработке пяти блоков Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения на поздней стадии эксплуатации [Электронный ресурс] / Л.Г. Рахмаев, Р.Х. Низаев, Ю.А. Гуторов // Нефтяная провинция: сетевое науч. изд. – 2018. – № 3. – С. 64–80. – Режим доступа: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_0f351af9e30b4c1791ce56d72c792661.pdf. – Загл. с экрана.
3. Рахмаев Л.Г. О возможности оптимизации режима закачки нагнетательных скважин в условиях Восточно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения [Электронный ресурс] / Л.Г. Рахмаев, Р.Х. Низаев, Ю.А. Гуторов // Нефтяная провинция: электрон. науч. журнал. – 2016. – № 3. – С. 61–86. – Режим доступа: http://media.wix.com/ugd/2e67f9_7c99c03d48814383b1bb80d26d37d3da.pdf. – Загл. с экрана.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ МЕТОДОМ СИММЕТРИЧНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖИ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

К.В. Родионов, П.С. Крылов, Д.И. Хасанов, Б.Г. Червиков

Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань, KiVRodionov@kpfu.ru, PSKrylov@kpfu.ru, damir.khassanov@mail.ru, Boris.Chervikov@kpfu.ru

RESULTS OF WORK USING THE METHOD OF SYMMETRICAL ELECTRICAL PROFILING FOR THE PURPOSE OF SEARCHING AND EXPLORING NATURAL BITUMEN DEPOSITS

K.V. Rodionov, P.S. Krylov, D.I. Khassanov, B.G. Chervikov

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies KFU, Kazan, KiVRodionov@kpfu.ru, PSKrylov@kpfu.ru, damir.khassanov@mail.ru, Boris.Chervikov@kpfu.ru

Аннотация. Как в России, так и за рубежом специального комплекса геофизических методов направленного на поиск и разведку месторождений природных битумов не существует. Проведённые ранее работы в Республике Татарстан показывают, что наиболее востребованными геофизическими методами являются сейсморазведка, электроразведка и магнитометрия.

В данной статье представлены результаты работ методом симметричного электрического профилирования (СЭП) на одном из поднятия Ромашкинского месторождения Республики Татарстан.

Ключевые слова: битумы, залежь, электроразведка, электрическое сопротивление, коэффициент анизотропии.

Annotation. Both in Russia and abroad, there is no special set of geophysical methods aimed at searching and exploring natural bitumen deposits. Previous work carried out in the Republic of Tatarstan shows that the most popular geophysical methods are seismic prospecting, electrical prospecting, and magnetometry.

This article presents the results of work using the method of symmetrical electrical profiling (SEP) on the uplift of the Romashkinskoye field of the Republic of Tatarstan.

Key words: bitumen, deposit, electrical exploration, electrical resistance, anisotropy coefficient.

Объект исследования

Значительная часть углеводородов в пермских залежах Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода относится к сверхвязким нефтям и почти все скопления в Республике Татарстан относятся к залежам пластового типа. В качестве объекта промышленного освоения среди продуктивных отложений пермской системы основным является шешминский горизонт уфимского яруса, литологически представленный рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками, обладающими высокими коллекторскими свойствами и являющийся наиболее изученным и подготовленным к промышленному освоению [4]. Проведённые ранее работы по поискам неглубоких месторождений в Республике Татарстан показывают, что наиболее востребованными геофизическими методами являются сейсморазведка, электроразведка и магнитометрия [1].

Участок исследований административно расположен в южной части Республики Татарстан в пределах Лениногорского района и в северной части Самарской области в пределах Клявинского района. Исследования были проведены по 29 профилям (общая длина профилей – 39 км) (рис. 1).

Методика и техника полевых работ

Работы выполнялись по стандартной методике проведения СЭП [3]. Для создания и измерения низкочастотного электрического поля была использована симметричная четырехэлектродная установка с токовой линией – (АВ) длиной 400 м и измерительной линией (МН), длиной 100 м. По двум профилям были проведены дополнительные исследования с двумя линиями АВ 400 и 600 м.

В качестве источника стабилизированного тока силой 316 мА применялся генератор АСТРА 100, в качестве измерителя МЕРИ 24.

Работы проводились по сети профилей, расположенных под разными азимутами – 0,60 и 120 градусов (рис.1), что позволило оценить степень анизотропии изучаемого интервала по латерали. Расстояние между профилями, в каждом азимутальном направлении, составило 260 м, расстояние между точками наблюдения составило 50 м.

Среднеквадратическая ошибка измерений $\pm 0,32$ ом.

Интерпретация данных симметричного электрического профилирования

Кажущееся электрическое сопротивление (ρ_k) рассчитывалось по формуле:

$$\rho_k = (K \Delta U) / I,$$

где K – геометрический коэффициент электроразведочной установки,

I – сила тока,

ΔU – разность, измеренная потенциалов.

По рассчитанным значениям была построена карта кажущегося электрического сопротивления (рис.1).

Коэффициент анизотропии электрического сопротивления рассчитан по формуле: $\lambda = \sqrt{\rho_{max} / \rho_{min}}$, где

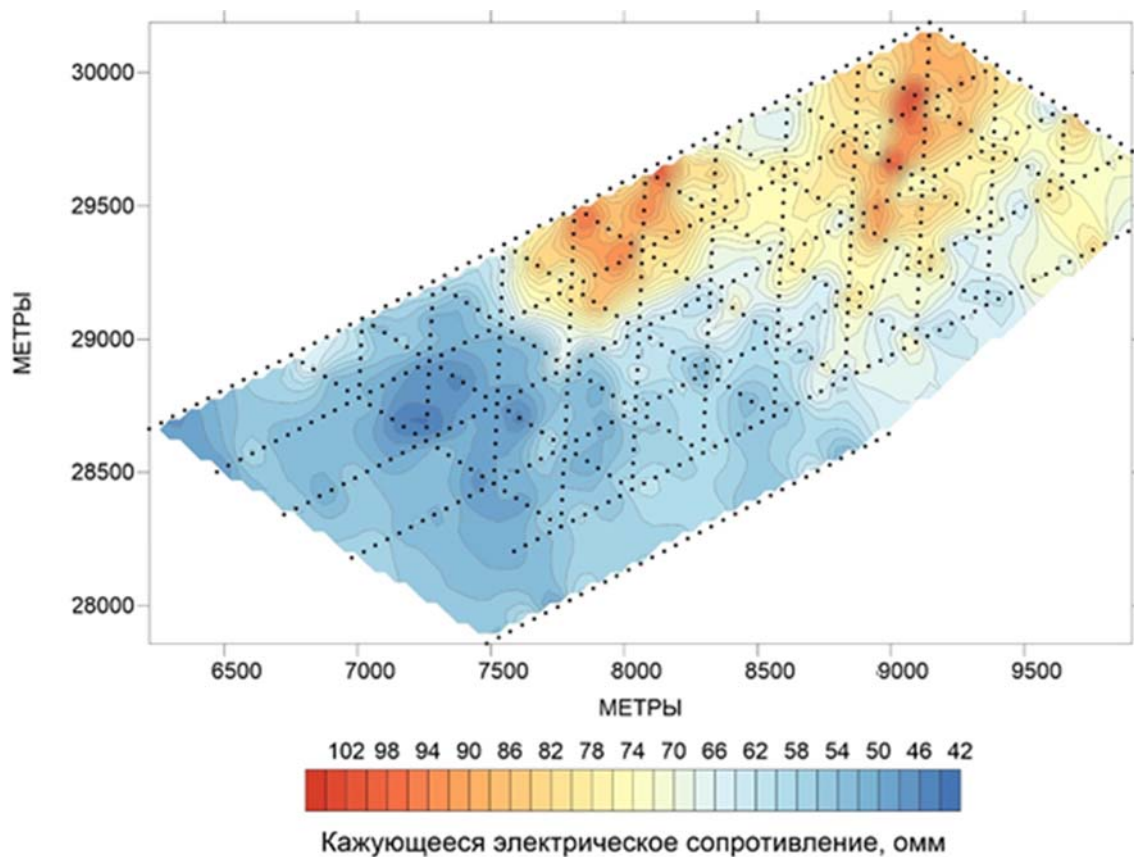


Рис. 1. Карта кажущегося электрического сопротивления. Чёрными точками обозначено положение пунктов измерения ρ_{\max} – большая полуось эллипса сопротивлений, а ρ_{\min} – малая [2]. В среднем значение коэффициента анизотропии ρ_k равен 1,05.

Результаты исследований

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы:

1. Низкое значение коэффициента анизотропии (ρ_k) говорит о том, что исследуемый интервал сравнительно однороден в горизонтальном направлении.
2. Небольшая разница между измерениями, проведёнными на линиях АВ 400 и 600 м, также говорит о том, что исследуемый интервал сравнительно однороден и по вертикали.
3. Анализ априорной геологической информации позволяет сделать предварительный вывод о тесной связи структурного строения залежи, эффективными толщинами продуктивного горизонта и данными СЭП.

Таким образом, симметричное электрическое профилирование является достаточно эффективным инструментом с точки зрения поиска и разведки месторождений битумов.

** 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. Боровский М.Я. Разведочная геофизика на этапах освоения битумоперспективных территорий и объектов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 9. – С.166–168.
2. Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нурғалиев Д.К. Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты; под ред. Д.К. Нурғалиева. – Казань: Экоцентр, 1996. – 316 с.
3. Инструкция по электроразведке: Наземная электроразведка, скважинная электроразведка, шахтно-рудничная электроразведка, аэроэлектроразведка, морская электроразведка/М-во геологии СССР. – Л.: Недра, 1984. – 352 с.
4. Хисамов Р.С, Гатиятуллин Н.С, Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов республики Татарстан. – Казань: «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.

НОВЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ НИЖНЕЙ ГРАНИЦЫ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ДОМИНИРУЮЩЕГО ТИПА ИСХОДНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

М.В. Родкин, С.А. Пуанова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, rodkin@mitp.ru

В связи с исчерпаемостью основных запасов углеводородного (УВ) сырья в верхних горизонтах осадочного чехла (2–4 км) одной из приоритетных задач по воспроизводству минерально-сырьевой базы УВ является оценка нефтегазоносности больших глубин осадочных бассейнов, т.е. прогноз и выявление глубоководных месторождений скоплений УВ как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах. Отмечается рост числа открытия скоплений УВ на больших глубинах во времени и увеличение при этом добычи из них, что свидетельствует об устойчивом импульсе для активной разведки нефти на большие глубины. Значительные объёмы осадочных пород на глубинах более 5 км характерны для многих нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России, таких как Прикаспийский, Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Приверхояно-Вилуйский, Волго-Уральский и Тимано-Печорский.

Целью представленного исследования является применение новых методов комплексного использования информации по составу микроэлементов (МЭ) нафтидов для оценки нижней границы углеводородной системы в земной коре и доминирующего типа исходного органического вещества (ОВ) для прогноза выявления залежей УВ в глубоких горизонтах осадочного разреза НГБ и их фазового состояния.

Геохимические данные по составу нефтей, в частности содержание МЭ в них, уже давно и успешно применяются для решения многих задач нефтегазопромышленной геологии. В предыдущих публикациях авторов было показано, что существует несколько источников МЭ в нефтях. Это в основном исходное ОВ, но часть МЭ попадает в нефть из контактирующих горных пород и пластовых вод в процессе миграции, а некоторые элементы попадают в нефть из глубинных источников, возможно по проницаемым каналам, глубоким разломам из нижнекоревых горизонтов. Полигенез МЭ нефтей подтверждает влияние на процесс генерации нефти эндогенных и экзогенных геодинамических процессов, которые необходимо принимать во внимание при изучении нефтегенерационного комплекса геологических процессов в земной коре [1, 2]. При этом, связь МЭ состава нефтей с составом нижних отделов земной коры может служить показателем перспективности глубоких горизонтов.

Известно, что тип исходного ОВ во многом определяет свойства нафтидов и их фазовое состояние. Кероген I типа (по Тиссо и Вельге, 1984) сформировался в основном за счёт водородсодержащих и микробных липидов. Это сапропелевое ОВ, характерное для сланцевых формаций. Генерирует преимущественно жидкие УВ. Кероген II типа, который формируется в результате отложения и накопления морских организмов, т.е. фито и зоопланктона (сапропелевый состав), является источником УВ для большинства нефтяных месторождений, в том числе и уникальных, а кероген III типа, характерный для континентальных окраин и дельтовых толщ, образовавшийся в основном из растительных осадков, состоящий практически из гумусового ОВ, генерирует преимущественно газообразные УВ.

Ранее было показано, что МЭ состав нефтей и иных каустобиолитов распадается на две группы – с высокой корреляцией с химическим составом биоты и средним составом верхней континентальной коры и на группу с меньшей корреляцией с составом биоты, но высокой корреляцией со средним химическим составом нижней коры. Угли, сланцы, глины и ОВ относятся к первой группе, а нефть и продукты её деградации (битумы, асфальтены) – ко второй. Переход между группами постепенный. Методы и объекты исследования: компиляция базы данных по содержанию МЭ в нафтидах различных регионов России и мира, расчёт корреляционных зависимостей (коэффициентов корреляции, КК) между содержаниями МЭ в нафтидах и составом земной коры разного уровня и разными типами биоты. Ниже, подробнее представлены данные по УВ Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ и сравнительный анализ геохимических особенностей нефтепроявлений грязевого вулканизма и нефтей Южно-Каспийского НГБ.

О запасах УВ и процессах нефтегазообразования на больших глубинах

В работах [3, 4] приведён анализ роста числа открытия месторождений УВ на больших глубинах во времени и при этом увеличения добычи, связанного с открытием залежей на больших глубинах. Так, более 1000 месторождений УВ разрабатываются на глубинах более 4500 м, их первоначальные извлекаемые запасы нефти составляют 7% от общего количества в мире, а запасы природного газа достигают 25%. По данным IHS (по состоянию на 2010 г.), для мировых месторождений УВ на глубинах 6000 м и для более глубоких месторождений, доказанные извлекаемые запасы нефти составляют 10,5 млрд тонн или 4,45% от общего продуктивного запаса нефти, при этом запасы природного газа оцениваются в 7 млрд т н.э. или 4,7% от общего объёма продуктивных запасов природного газа.

При использовании современных технологий глубокого бурения в 4-х осадочных бассейнах Китая (Таримский, Джунгарский, Ордосский, Сычуаньский) открыты на глубинах выше 5 км мегарезервуары УВ, что позволило Китаю выйти на 4–5 места в мире по добыче УВ [3]. Такие залежи обнаружены во всех типах НГБ. По классификации [5], 87 НГБ с глубокими залежами УВ разбиты на семь групп: континентальные рифты, пассивная континентальная окраина, передовые (предгорные) бассейны, рифтовые бассейны, тыловые бассейны островных дуг, сдвиговые бассейны, внутрикратонные бассейны. Из них бассейны пассивных континентальных окраин дают 25%, бассейны предгорных впадин – 41% и являются самыми богатыми на предмет обнаружения в них глубоко

залегающих залежей нефти и газа, за ними следуют рифтовые бассейны – 12%. Эти три типа бассейнов содержат 47,7, 46,4 и 5,6% мировых доказанных и вероятных извлекаемых запасов нефти [6].

По данным [7], уникальные и гигантские по запасам нефти и газа зоны нефтегазонакопления обнаружены на окраинах платформ севера Евразии. Это Ромашкинская (юго-восточная часть Волго-Уральского бассейна), Предьенисейская и Предпатомская суперзоны нефтегазонакопления (Восточная Сибирь), содержащие миллиардные запасы нефти и газа. Отмечено, что эти зоны соседствуют с погребёнными прогибами, выполненными многокилометровыми толщами и с надвиговыми структурами. Роль глубоких отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского НГБ по результатам бассейнового моделирования отражено в публикации [8]. Предвосхищая современные реалии, ещё в 1967 году Н.Б. Вассовичем была предложена схема нефтегазообразования с большими диапазонами глубин и палеотемператур. Нижняя граница основной зоны газообразования определена глубинами до 6–8 км, в диапазоне температур до 200–250°C. В настоящее время допускается вклад и abiогенных источников в процесс генерации нефтяных УВ (А.Э. Конторович, 2004). Детализированная в [9] флюидодинамическая модель нафтидогенеза Б.А. Соколова [10] подчеркивает роль восходящих флюидных потоков, обеспечивающих привнос и вынос вещества из очага генерации УВ. Корреляционный анализ МЭ состава нафтидов позволяет подкрепить и уточнить положения этой модели.

Корреляционные зависимости МЭ состава нафтидов и состава земной коры

Изучены КК между составами нефтей и земной коры разного уровня (Rudnick, Gao, 2003) для Волго-Уральского и Западно-Сибирского НГБ. Для нефтей Ромашкинской группы месторождений (по данным [11]) зафиксирована более высокая связь МЭ состава нефтей с составом нижней коры, чем с верхней и средней, причём такая связь имеет тенденцию возрастать для УВ более древних и глубокозалегающих отложений, от тульских отложений нижнекаменноугольного возраста до пашийских отложений верхнего девона (рис. 1). При этом высок КК МЭ состава нефтей с составом органики наземного происхождения ($r = 0,81$), что соответствует доминированию сапропелево-гумусового ОВ.

При сопоставлении концентраций биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов в исследованных нефтях наблюдается отсутствие связи между распределением этих групп элементов, тогда как характер распределения элементов одной группы, например, биогенной (ванадия и никеля) показал очень высокую корреляционную связь. Подобный характер распределения различных геохимических групп элементов также зафиксирован авторами при сравнении редкоземельных (РЗЭ) и «биогенных» элементов (V+Ni+Fe) в нефтях месторождений Западной Сибири [1, 2].

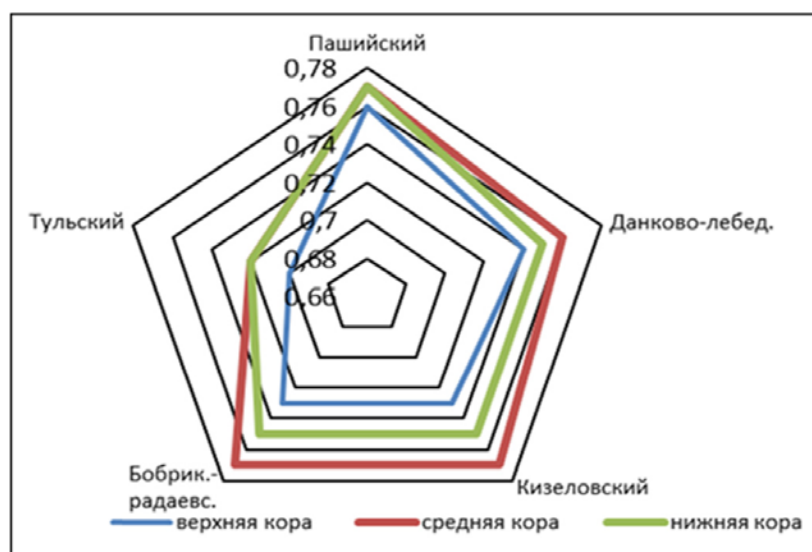


Рис. 1. Связь между МЭ составом нефтей и средним составом земной коры

Полученные результаты по корреляционным связям МЭ состава нефтей с составом глубинных участков земной коры могут свидетельствовать о дополнительном притоке УВ из более глубоких прогретых зон, связанных с гидротермальными и деструктивными процессами в регионе Ромашкинского месторождения и оценивать нижнюю границу процессов генерации УВ скоплений.

Ближние результаты были получены при изучении МЭ состава нефтей месторождений Шаимского нефтегазоносного района (НГР) и Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) (Сургутский и Нижне-Вартовский своды) по аналитическим материалам [12]. Глубины и возраст продуктивных комплексов отбора проб значительно варьируют. Глубины отобранных проб нефтей изменяются от 1500 м до 3-х км. Шаимский НГР и Среднеобская НГО существенно отличаются тектонической активностью, прогретостью недр и временем консолидации фундамента, соответственно, и условиями формирования месторождений УВ. Результаты статистического исследования представлены на рис. 2, где показано изменение КК в нефтях месторождений Шаимского НГР и Среднеобской

НГО с дифференциацией по возрасту отложений (соответственно, глубине отбора пробы) в интервалах от коры выветривания до нижнемеловых комплексов.

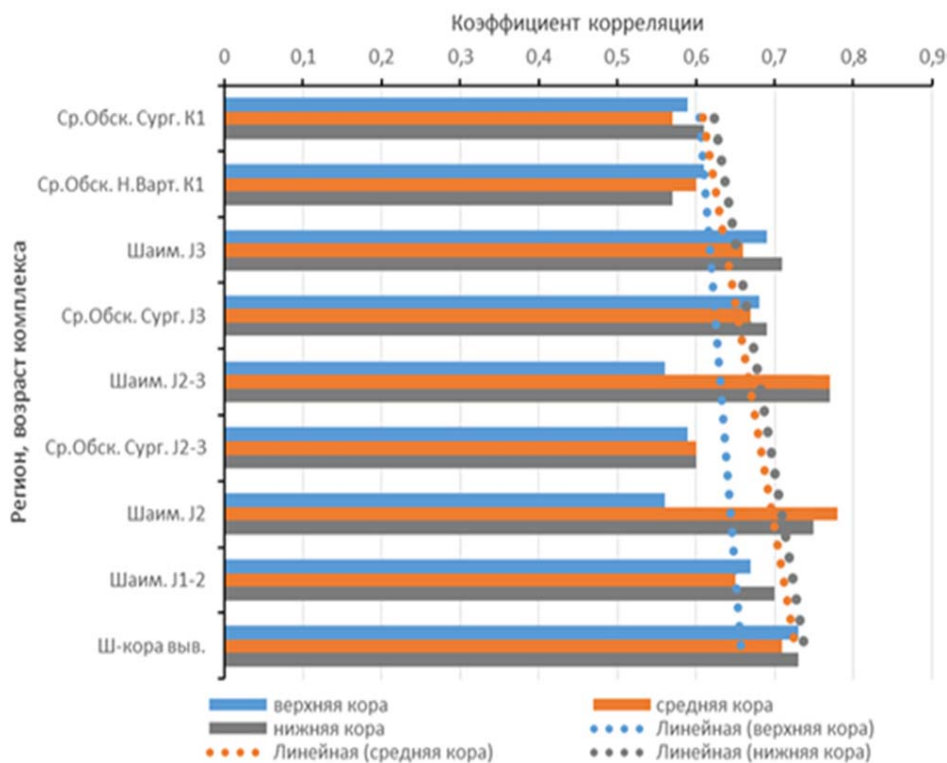


Рис. 2. Коэффициент корреляции между МЭ составами нефтей и составом континентальной коры (пунктиром даны линии регрессии)

В зависимости от возраста вмещающих отложений (от нижнемеловых до коры выветривания), а также тектонической активности территории (Шаимский НГР и Средне-Обской НГО) и с приближением к породам фундамента КК МЭ состава нефтей с составом нижней коры несколько нарастает. При этом абсолютные концентрации суммы биогенных МЭ в нефтях Шаимского НГР и РЗЭ в возрастном диапазоне нефтепродуктивных комплексов от мела до коры выветривания свидетельствуют о намного большей массе биогенных элементов по сравнению с глубинными и о некоррелируемости их содержаний, что может указывать на независимое поступление МЭ в нефть из различных источников, т.е. полигенный их характер. В частности, свидетельствовать о роли глубинных факторов, о проникновении и влиянии гидротермальных глубинных растворов, поставляющих дополнительные МЭ в состав нафтидов.

Таким образом, в ряде НГБ более высокая связь МЭ состава нефтей с составами нижней, либо средней коры, а не с верхней, может свидетельствовать о вовлечённости в процессы нефтегенерации глубокопогружённых отложений, что повышает прогнозные оценки возможностей выявления мегарезервуаров нефти и газа на больших глубинах.

Геохимические особенности нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов, как показатель возможной глубинности исходных источников УВ

Проявление процессов грязевого вулканизма связано с генерацией УВ газов в глубоких горизонтах и с последующей их миграцией и аккумуляцией по разрушенным трещиноватым и кавернозным участкам. Привлечение данных по содержанию МЭ в продуктах грязевого вулканизма единичны. Исследованы МЭ, УВ и компонентный составы продуктов деятельности грязевых вулканов и нефтей месторождений из Абшеронской, Шамаха-Гобустанской и Нижнекуруинской областей западного борта Южно-Каспийской впадины Азербайджана [13], а также МЭ состав вод грязевых вулканов [2]. Симбатный характер изменения концентраций элементов в пробах нефтей и в нефтепроявлениях (рис. 3), а также изотопных характеристик и биомаркерных показателей свидетельствуют о едином генезисе нафтидов. Более высокие концентрации содержаний элементов в нефтепроявлениях грязевых вулканов по сравнению с нефтями, вероятно, обусловлены их гипергенным преобразованием, потерей лёгких фракций, ростом содержаний смолисто-асфальтеновых компонентов и связанных с ними МЭ. Процессы биодегradации подтверждают и результаты биомаркерного анализа. Выявленная связь КК состава МЭ вод грязевых вулканов Азербайджана с составом земной коры среднего уровня может свидетельствовать о возможно дополнительном источнике МЭ и о вовлечённости в процессы нефтегазообразования глубинных горизонтов.

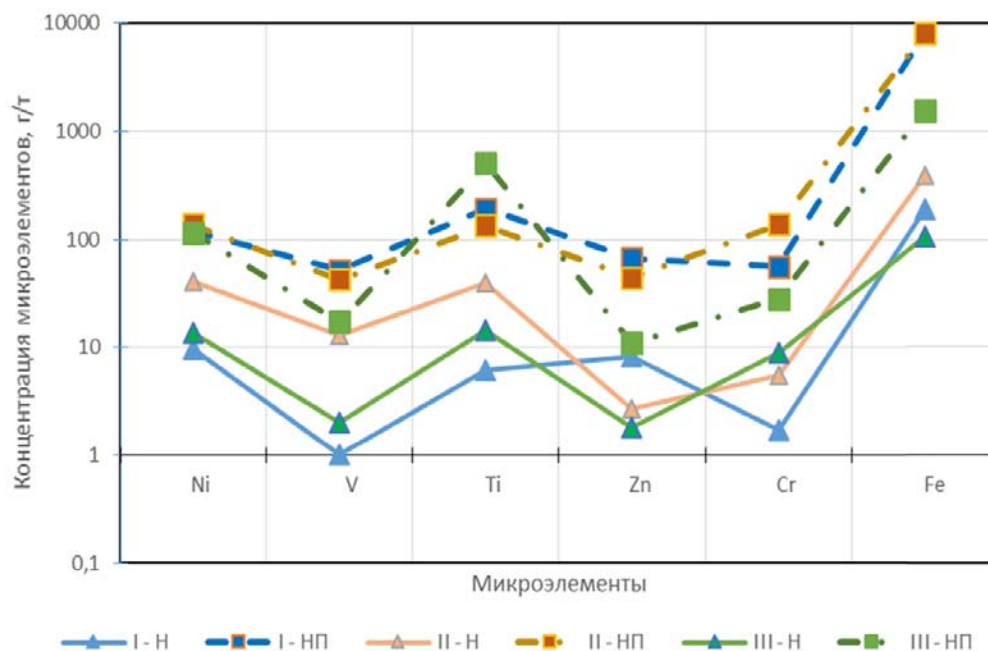


Рис. 3. Сравнение содержаний МЭ в нефтях (Н) и нефтепроявлениях грязевых вулканов (НП) в Абшеронской (I); Шамаха-Гобустанской (II); Нижнекуринской (III) областях Азербайджана

Таким образом, анализ корреляционных зависимостей микроэлементного состава нефтидов с составом земной коры разного уровня, а также сопоставительный анализ микроэлементных составов нефтей и нефтепроявлений грязевого вулканизма является новым, разработанным авторами видом работ и новым методом исследования оценки нижней границы углеводородной системы земной коры и доминирующего типа исходного ОБ, которые рекомендованы для выявления скоплений возможно крупных по запасам месторождений нефти и газа на больших глубинах и определения вида их исходного органического вещества.

* Работа выполнена в рамках государственного задания по темам: *Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3 и Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, 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 № 122022800270-0.*

Литература

1. Пуанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. 2019. – Вып. 21. – № 3. – С. 14–24. DOI: [https:// doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24](https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24)
2. Rodkin M.V., Punanova S.A. Correlation Analysis of the Trace Element Composition of Naphthides: Method, Results, and Interpretation // *Izv. Atmos. Ocean. Phys.* 2022. 58 (Suppl 1). P. 159–169. <https://doi.org/10.1134/S0001433822130084>
3. Prischepa O.M., Kireev S.B., Nefedov Yu.V. 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. – P. 603.
4. Xiong-Qi Pang, Cheng-Zao Jia, Wen-Yang Wang Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. // *Pet. Sci.* 2015. – № 12. P. 1–53 DOI 10.1007/s12182-015-0014-0
5. Bai G.P., Cao B.F. Characteristic and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world // *Oil Gas Geol.* 2014. 01: P. 7–19.
6. Pang X.Q., Jiang Z.X., Huang H.D. et al. Genetic mechanism, development mode and distribution forecast of overlapping continuous oil and gas reservoir // *Acta Petrol Sin.* 2014. – V. 35(5). – P. 1–34.
7. Соборнов К.О. Рифейские бассейны и суперзоны нефтегазоаккумуляции платформ Северной Евразии // *Геология нефти и газа*. 2023. – № 3. – С. 9–24. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-9-24).
8. Кожанов Д.Д., Большакова М.А., Хопта И.С. Роль отложений протерозоя в формировании нефтегазоносности севера Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (по результатам бассейнового моделирования) // *Георесурсы*. 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 113–128.
9. Родкин М.В. Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании место-

рождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах. В кн.: Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М., ГЕОС, 2002. – С.221–253.

10. Соколов Б.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестник Московского университета. 1996. Серия 4. Геология. – № 4. – С. 28–36.

11. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. и др. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. – № 1. – С. 53–64.

12. Ivanov K.S., Erokhin, Yu.V., Kudryavtsev D.A. Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // Energies. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>

13. Пунанова С.А., Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С., Нанаджанова Р.Г. Геохимические особенности нефтей и нефтепроявлений грязевых вулканов западного борта Южно-Каспийской впадины. // Геология нефти и газа. 2023. – № 6. – С. 97–106.

АНАЛИТИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ОБЩЕГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВОДОРОДА ТОН, ИНДЕКСА ПРОДУКТИВНОСТИ PI, НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ OSI И ЭКСТРАГИРУЕМОГО БИТУМОИДА БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСТРАКЦИИ В ПОРОДАХ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕТОДОМ ЯМР РЕЛАКСОМЕТРИИ

Б.В. Сахаров, Н.М. Хасанова, М.Г. Фазлыяхматов, М.А. Варфоломеев

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, mfazlyjy@kpfu.ru

Введение. Современные подходы анализа количественного и качественного состава органического вещества должны быть основаны на применении неинвазивных, экологичных (без сжигания, с минимальным количеством растворителей) и доступных методов. Моделирование в лабораторных условиях технологий для решения приоритетных задач по разработке коллекторов нетрадиционных углеводородов в плотных, ультра-низкопроницаемых пластах доманиковых отложений зависит от качества оцениваемых параметров пиролиза горных пород и органической петрологии [1,2]. К настоящему времени накопленные знания метода ЯМР релаксометрии, основной упор в котором делается на анализ релаксационных спадов ССИ и огибающих эхо сигналов в последовательности КПМГ, позволяют перейти на аналитический уровень и интегрирование с данными термогравиметрии (ТГА) и пиролиза Rock-Eval по содержанию ОВ [1,3,4,5]. Rock-Eval измеряет углерод путём обнаружения ионизированного метана в пламенно-ионизационном детекторе. Затем содержание углерода преобразуется в содержание «углеводородов» в S1, S2, PI с использованием элементного соотношения Н/С=3 для ионизированного метана [2]. Другими словами, Rock-Eval позволяет количественно определить содержание углерода ТОС и преобразовать полученное значение для анализа термической зрелости, элементного состава, подсчёта запасов, потенциала генерации искусственной нефти, продуктивности. Следует отметить, что все параметры многофакторные и требуют корректных измерений и интерпретации. С другой стороны, технология ЯМР релаксометрии, основанная на использовании сигналов ССИ и КПМГ, позволяет оценить полное количество органического водорода ТОН в нулевое время [1,3]. Для численной оценки ТОН в работе [1] была предложена методика «сращивания» твёрдофазной части сигнала ССИ и жидкофазной КПМГ, соглашаясь при этом с потерей части сигнала в методе Solid-Echo за-за «мертвого» времени. В данной работе, как и в [3,4,5], мы используем новый подход получения релаксационных спадов за счёт одновременной регистрации сигналов ССИ и КПМГ и математической обработки спадов с использованием их описания модельными функциями и процедуры параметрического фитинга.

Цель настоящего сообщения – представить корреляционные характеристики ЯМР и Rock-Eval на измельченных образцах породы, а также результаты исследований образца керна диаметром 8,5 мм и высотой 13,5 мм до и после извлечения битума согласно стандартному методу экстракции, а также представить новую методику оценки экстракта, керогена и асфальтенов непосредственно в пробирке без проведения экстракции.

Экспериментальные результаты. Измерения проводили на ЯМР релаксометре «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 твёрдотельных и жидкофазных спадов для истинной восстановленной кривой A_0 (в нулевое время), твёрдофазной (A_{0S}) и жидкофазной (A_{0L}) компонент.

Все полученные нами экспериментальные сигналы ССИ содержали быстро спадающие (твёрдофазные) и медленно спадающие (жидкофазные) компоненты. Жидкофазная хорошо описывается функцией Войта, а твёрдофазная суммой Гауссовой и экспоненциальной функциями, представляющими кристаллическую и аморфную части сигнала, где fSam представляет долю аморфной части. Полное описание интенсивности и формы сигнала ССИ требуется 7 амплитудно-временных параметров. Амплитудные параметры, а это истинные амплитуды компонент

A_{0}^{OS}, A_{0}^{OL} в нулевое время, позволяют преодолеть «мертвое» время и провести точную количественную оценку содержания ТОН. ЯМР параметр $A = A_{0}^{OS} + A_{0}^{OL}$ хорошо коррелирует с данными ТГА по содержанию битума в породе Бока Харуко [3]. Такая же высокая корреляция зафиксирована в доманиковых отложениях $OB_{ТГА} = 1,2828 \cdot A_{0ЯМР}$; $R^2 = 0,99$. Очевидно, происходит суперпозиция сигналов с разной протонной плотностью керогена низкой зрелости ($RHI = 0,6$) и битума (1,0). КПМГ спад обычно используется для оценки петрофизических характеристик керна, привлекая методику донасыщения разными жидкостями (водой, керосином и т.д.), чтобы получить оценку общей пористости и порового пространства. На рис. 1 представлена положительная корреляция ТОН по результатам ЯМР релаксометрии и ТОС по РокЭвал.

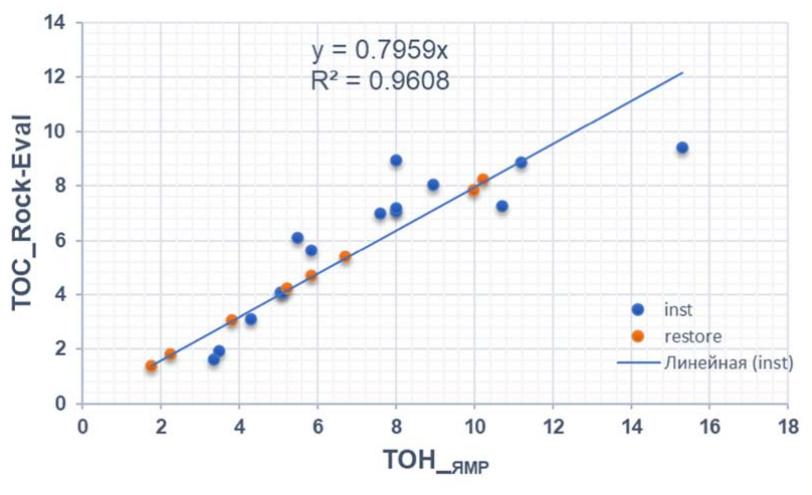


Рис. 1. Сравнение общего содержания органического углерода ТОС и водорода ТОН в породе нетрадиционных коллекторов доманиковых отложений с высоким содержанием кальцита и органического вещества

В системе RockEval S1 – это параметр, некорректное определение которого приводит к некорректной оценке ТОС. S1 используется при подсчёте запасов (S1-21,89 баррелей, оценивается продуктивность пласта на единицу ТОС), характеристике группового состава нефти, порового пространства, наличия воды, поэтому требуется точное количественное определение этого параметра. В технологии ЯМР релаксометрии жидкофазная компонента A_{0}^{OL} определяется двумя релаксационными спадами: ССИ и огибающей эхо сигналов КПМГ. На рис.2а представлена положительная корреляционная зависимость между этими параметрами с высокой надёжностью $R^2=0,93$.

В системе RockEval параметр S2 – генерационный или остаточный нефтегазовый потенциал. S2 на единицу ТОС·100 называется водородным индексом. В технологии ЯМР релаксометрии твёрдофазная компонента A_{0}^{OS} определяется кристаллической (Гауссовой) и аморфной (exp) компонентами релаксационного сигнала ССИ. На рис.2б также наблюдается положительная корреляция параметров S2_RockEval и A_{0}^{OS-NMR} с надёжностью $R^2=0,99$, что может служить основой для интеграции методов и принятия решений.

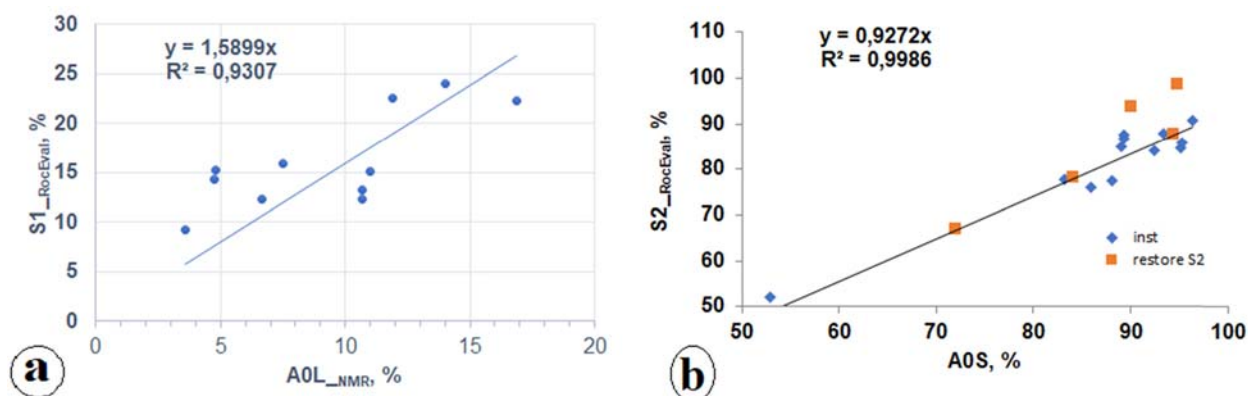


Рис. 2. Корреляционные зависимости: а) $S1_{RockEval}$ и $A0L_{NMR}$, $R^2=0,93$; б) основа для интеграции методов для принятия решений

Стандартный эксперимент. Измерения проводятся до и после экстракции растворимого битумоида. Процедура занимает много времени, однако, позволяет получить количество экстракта и керогена в образце. Форма спада релаксационных кривых даёт изменение состояния твердотельной и жидкостный компонент.

КПМГ спад обычно используется для оценки петрофизических характеристик керна, привлекая методику

донасыщения разными жидкостями (водой, керосином и т.д.), чтобы получить оценку общей пористости и порового пространства. В данной технологии спад КППМГ $A_{0L-КППМГ(0)} \sim A_{0L-ССИ(0)}$ в нулевое время оцифровывается 4-мя экспоненциальными функциями, амплитудные параметры которых позволяют провести точную количественную оценку компонентов: смол, ароматических и насыщенных углеводородов (групповой SARA состав) [5,6]. Амплитуды ЯМР компонент хорошо коррелируют с групповым составом образцов тяжёлой нефти, определяемых хроматографическим методом SARA с предварительным осаждением асфальтенов [5,6].

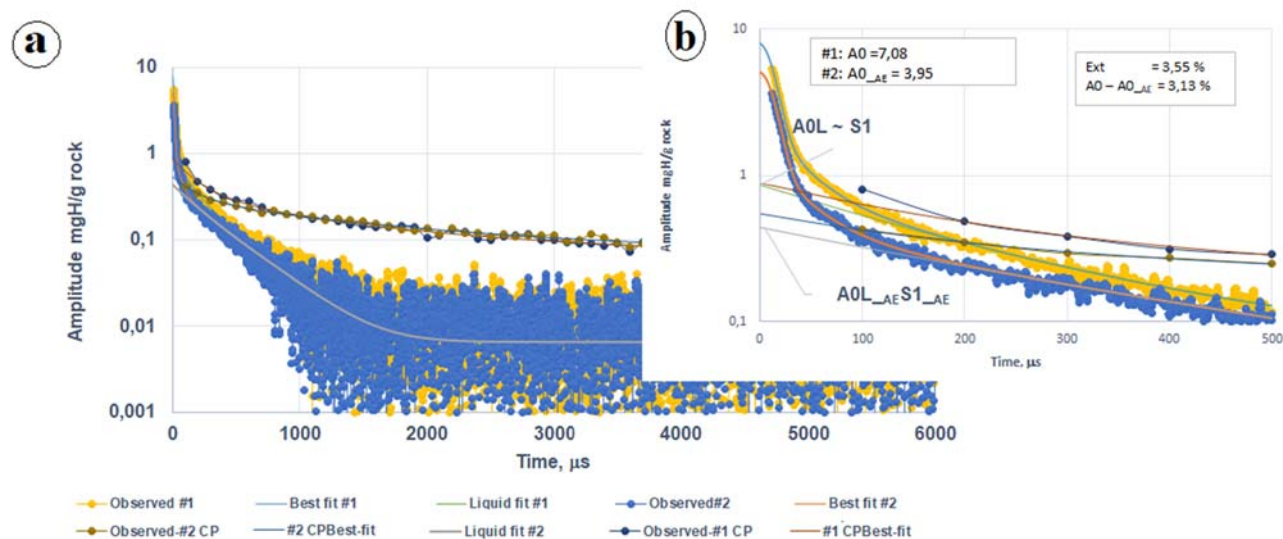


Рис. 3. Полный релаксационный спад FID-CPMG доманиковского ядра диаметром 8,5 мм и высотой 13,5 мм. На вставке показан начальный участок до 500 мкс

Количество полученного экстракта $Ext = 3,55\%$ очень близко к изменению содержания водорода $A_0 - A_{0-AE} = 3,13\%$, что хорошо видно на вставке рис. 3b. В табл. 1 представлены и жидкофазная (A_{0L}) и твёрдофазная (A_{0S}) ЯМР характеристики исходного битума ($coreK1.1_{ins-NMR}$), битума после извлечения ($coreAE\#K1.1_{AE-NMR}$) и извлечённого битума ($extrcore\#K1.1_{-NMR}$) в весовом и процентном отношении.

Таблица 1

Результаты ЯМР и ТГА

	A0L	A0S	A0	A0L	A0S
	мг Н/г породы			%	
$coreK1.1_{ins-NMR}$	0,96	6,12	7,08	13,56	86,44
$coreAE\#K1.1_{-NMR}$	0,31	3,64	3,95	7,80	92,20
$extrcore\#K1.1_{-NMR}$	1,56	1,99	3,55	43,94	56,06

	S1	S2	S1+S2	S1	S2
	мг_СН/г породы			%	
$coreK1.1_{inst-Rev}$	1,52	22,17	23,69	6,42	93,59
$coreAE\#K1.1_{-REv}$	0,27	17,84	18,11	1,49	98,51

Новый метод аналитической оценки выхода битумоида

Непосредственно в пробирку с керном добавляем дейтрированный хлороформ ($CDCl_3$) так, чтобы заполнение проходило ниже уровня катушки ЯМР анализатора. Пробирка закрывается герметичной пробкой, затем наблюдаем за процессом растворения битума (рис. 4).

Вводя в систему CD, получаем возможность наблюдать за переходом части твёрдотельного сигнала в жидкостную часть. Этот процесс завершается, когда перестаёт изменяться форма релаксационных кривых (система готова для количественных измерений). Выход протонов ОВ из порового пространства не требует дополнительных растворителей, сжигания/нагрева. Количество протонов в системе не меняется, а происходит изменение наклона кривых в релаксационных спадах.

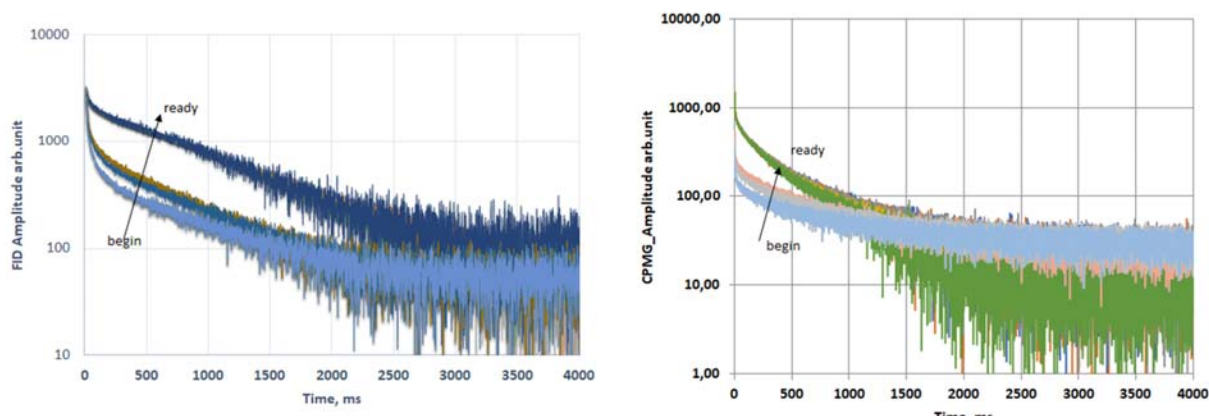


Рис. 4. Релаксационные кривые спада FID и CPMG в зависимости от времени растворения твёрдофазного битума и увеличения жидкофазной компоненты дейтрированным хлороформом (CD)

Численные значения растворимого битума $A_{0L-inCD} = 56,65\%$ и нерастворимого керогена $A_{0S-inCD} = 43,35\%$ с использованием CD, а также прогноз $A_{0L-inCD} = 3,99\%$ близок к экспериментально извлечённому ХБА = 3,12%. Результат согласуется с табличным.

Таким образом получаем экспресс метод определения количества экстракта, керогена без проведения экстракции в породе доманикового отложения методом ЯМР релаксометрии.

** 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. Liu Y. Characterization of kerogen and bitumen in Type II-S organic-rich chalk as a function of maturity using 2D NMR relaxation / Liu Y., Wang X., Hirasaki G.J. [et al.] // Fuel. – 2024. – V. 367. – 131378.
2. Carvajal-Ortiz H., Gentzis T. Critical considerations when assessing hydrocarbon plays using Rock-Eval pyrolysis and organic petrology data: Data quality revisited / H. Carvajal-Ortiz, T. Gentzis // International Journal of Coal Geology. – 2015. – V.152(A). – pp. 113–122.
3. 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.
4. Применение технологии ЯМР релаксометрии на поздней стадии разработки месторождений / М.Г. Фазлыяхматов, Б.В. Сахаров, В.Я. Волков, Н.М. Хасанова, И.Н. Шаманов, М.А. Варфоломеев // Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Астор и Я». – 2023. – С. 382–385.
5. 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.
6. 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.

НОВЫЕ ПРИБОРЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ

А.А. Сергеев, Д.В. Перельгин, В.Т. Перельгин

АО НПП «ВНИИГИС»

Представлены основные достижения ВНИИГИС по следующим направлениям: контроль нефтенасыщенности комплексом радиоактивных методов, пространственные методы исследований околоскважинного пространства, контроль технического состояния скважин, технологии для исследования и добычи трудноизвлекаемых запасов, гидродинамический каротаж приборами на кабеле и сверлящие керноотборники, технология глубинного промышленного мониторинга разработки месторождений.

Ключевые слова: контроль нефтенасыщенности, радиоактивные методы, наклономер, ВСП, электромагнитная дефектоскопия, трудноизвлекаемые запасы, сверлящий перфоратор, гидродинамический каротаж, пробоотборник, керноотборник.

АО НПП «ВНИИГИС» является одним из крупнейших научно-производственных центров геофизических исследований скважин в России. В настоящее время компания представляет собой группу собственно ВНИИГИС и целого ряда малых предприятий, занимающихся сервисными работами и созданием и усовершенствованием совместно с ВНИИГИС новых разработок, направленных на решение сложных геолого-технических задач.

В последние десятилетия становятся все более актуальными вопросы контроля процесса эксплуатации месторождений углеводородов, подземных хранилищ газа, охраны окружающей среды, требующие создания эффективных технологий контроля целостности крепления ствола скважин. Мировая нефтегазовая отрасль все настойчивее стремится извлекать нефть и газ из нетрадиционных источников – битуминозных песчаников, глинистых сланцев, которые относятся к категории трудноизвлекаемых запасов.

ВНИИГИС на протяжении 68 лет работает над созданием современной технологической платформы, отвечающей сегодняшним вызовам нефтегазовой отрасли.

Аппаратура ВНИИГИС для проведения прямых методов исследования скважин

Во ВНИИГИС создан двухпакерный измеритель пластов ДИП и аппаратура гидродинамического каротажа ГДК-73.

ДИП – это высокотехнологичный программно-управляемый модульный комплекс, может комбинироваться из большого числа модулей в зависимости от целей и задач работы, а также скважинно-геологических условий. Назначение данных модулей ДИП, используемых для гидродинамического каротажа и опробования пластов (ГДК-ОПК), может быть различным: скважинный анализ флюида и определение характера притока, прокачка флюида, отбор представительной пробы флюида в контейнеры и их сохранение при пластовых условиях, также проведение специальных исследований.

ДИП решает следующие задачи:

- регистрирует кривые падения и восстановления давлений в исследуемой точке или интервале коллектора при создании депрессии;
- определяет проницаемость, подвижность и скин-фактор;
- обеспечивает высокое качество и достоверность замеров давления при подвижности от 0,01 мД/сП;
- минимизирует влияние сжимаемости флюида в системе «прибор-пласт» на результаты измерений и снижает чувствительность гидродинамического зонда к эффекту избыточного давления в призабойной зоне из-за медленного выравнивания давления после проникновения бурового раствора в пласт;
- отбирает пробу пластового флюида, с заданного интервала, в герметичный специальный контейнер с давлением выше пластового для проведения в лаборатории, РVT-анализа пробы из низкопроницаемых пластов, из коллекторов с высоковязкой нефтью, из слабосцементированных пород, из коллекторов с околоскважинным пластовым флюидом, в условиях неровностей стенок ствола скважины;
- в режиме реального времени определяет и контролирует состав и свойства флюида при прокачке и отборе флюида.

Показания качества откачиваемого флюида исследуются влагомером, резистивиметром и оптическим анализатором. Для определения электросветовых свойств флюида оптический анализатор содержит электросветовые ячейки, осуществляющие измерения коэффициентов пропускания флюида, коэффициентов отражения на границе сапфир/флюид, измерения интенсивности флуоресценции прокачиваемого флюида, определения газосодержания. Коэффициент отражения на границе сапфир/флюид зависит от показателя преломления флюида. Наличие во флюиде нефти определяется по интенсивности флуоресценции. Измерение световой плотности в видимом и ближнем инфракрасном диапазоне позволяет определить тип нефти, оценить процентное содержание воды, лёгких и тяжёлых углеводородов, определить фракционный состав флюида – наличие газовых, водных и нефтяных фаз, определить реологию нефти по коэффициенту пропускания, а также количественно определить компонентный состав флюида: влагосодержание, концентрации предельных углеводородов ряда метана [1].

Аппаратура малого диаметра ГДК-73 для исследования вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин позволяет производить контроль параметров в режиме реального времени. Возможна запись в скважинах небольшого диаметра, где существует риск при использовании традиционных испытателей, например, ловильные работы и потеря в скважине. Прибор оснащён уникальным электромеханическим централизованным шарнирным прижимом без сложной гидравлики, что уменьшает риск прихвата, повышает эффективность применения за счёт быстрой установки и складывания, а также позволяет проводить работы в широком диапазоне исследуемых скважин от 100 до 260 мм. Аппаратура оснащена аварийной системой складывания прижимной системы. Одним из преимуществ ГДК-73 является его использование там, где экономически не обосновано применение дорогих испытателей [2].

Технологии ВНИИГИС для контроля нефтенасыщенности комплексом радиоактивных методов

Разработан аппаратно-методический комплекс импульсных нейтронных методов каротажа для определения коэффициента текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах. Комплекс включает аппаратуру и методы спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С), углеродно-кислородного или С/О-каротажа, интегрального импульсного нейтронного каротажа в модификациях ИННК и ИНГК, спектрометрического гамма-каротажа (СГК). Приборы ИННК и ИНГК могут дополняться модулями магнитного локатора муфт (МЛМ) и гамма-каротажа (ГК), выполняться в термостойком варианте (до 150–175°C). В настоящее время комплекс весьма востребован для решения широкого круга геолого-геофизических задач как на месторождениях старого фонда, так и для исследования строящихся скважин [3].

Успешно прошла опытно-промышленное опробование инновационная разработка – двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73. Прибор построен с применением современных схмотехнических решений и кристаллов на основе бромида лантана. За одну спускоподъёмную операцию аппаратура реализует широкий комплекс ядерно-физических методов геофизических исследований скважин: 2-зондовый спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в том числе углерод-кислородный (С/О) каротаж, 2-зондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК), и может заменить используемый комплекс скважинных приборов ядерно-геофизических методов каротажа для оценки нефтенасыщенности в обсаженных скважинах малого диаметра. Проводится научно-исследовательская разработка по изготовлению варианта данной аппаратуры на кристаллах германата висмута. Идёт разработка программного обеспечения для обработки и интерпретации материалов ГИС с целью определения минералогического состава горных пород, количественной оценки органического углерода [4].

Аппаратура ИННК/ИНГК востребована и поставляется производственным предприятиям России, Казахстана, Беларуси.

Разработанная в последние годы пятизондовая аппаратура спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (КСПРК-Ш), реализующая методы трехзондового спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (3СНГК), двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа (2ННК) и спектрометрического гамма-каротажа (СГК), обладает высокими технологическими возможностями. Разработан и добавлен в комплекс локатор муфт с толщиномером и датчиком давления. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов, определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

На основе зондирования, осуществляемого с помощью аппаратуры КСПРК-Ш, реализуется технология диагностики нетрадиционных коллекторов.

После многочисленных испытаний, опытно-методических и производственных работ на скважинах аппаратура КСПРК-Ш узнаваема у заказчиков и успешно работает в производственном режиме [5].

В целях обеспечения экологической безопасности эксплуатации нефтегазовых месторождений, оценки технического состояния работающей нефтегазовой скважины, в НПФ «ГИТАС» совместно со специалистами ВНИИГИС разработана специализированная двухмодульная аппаратура ОТСК-ОСЗП для работы через кабель. Она включает в себя все последние разработки в области магнито-импульсной дефектоскопии и спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и состоит из двух комплексов аппаратур: МИД-Сканер (или МИД-4), совмещённый с пятизондовой аппаратурой КСПРК-Ш. Аппаратура ОТСК-ОСЗП может быть совмещена с любым аппаратурным комплексом диаметром от 48 мм и выше. Для поставки аппаратно-методического комплекса в Зарубежье увеличена термобаростойкость аппаратуры до 150°C и 110 МПа, соответственно. Данный комплекс известен под брендом ССFET в Китае или IRS в странах Ближнего Востока. Проведены испытания новой зондовой части аппаратуры с целью улучшения работы в нефтяных скважинах. В настоящее время аппаратура востребована как в России, так и за рубежом, награждена Первой премией правительства Российской Федерации. Разработан и проходит скважинные испытания автономный вариант аппаратуры ОТСК-ОСЗП [6].

Контроль технического состояния нефтегазовых скважин

Широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока, получили разработанные во ВНИИГИС электромагнитные дефектоскопы ряда ЭМДС и совместно с НПФ «ГИТАС» приборы МИД.

Электромагнитный дефектоскоп МИД-М5С способен выявить следующие нарушения колонн: интервалы коррозии и степень износа колонны; интервалы нарушений колонны, требующие ремонта; толщину первой, второй, третьей, четвертой и пятой колонн; местоположение сквозных нарушений; разрыв колонн в пятиколонной конструкции. Кроме того, аппаратура позволяет исследовать конструкцию скважины: интервалы перфорации; фактические интервалы установки герметизирующих пластырей; фактическую глубину установки заколонных пакеров и т.п.; конструкцию скважины до пяти колонн [7].

Электромагнитные дефектоскопы МИД-К обеспечены современной телеметрической системой, позволяющей передавать большие объёмы информации с высокой точностью измерений. МИД-К включают осевой зонд Z, два поперечных зонда (X, Y), зонд ГК, датчик давления и термометр. Аппаратура позволяет определять толщину первой и второй колонн, дефекты, интервалы коррозии и перфорации в двухколонных конструкциях, она используется для мониторинга технического состояния обсадных колонн и НКТ на подземных хранилищах газа (ПХГ) и нефтегазовых скважин.

Особую актуальность в трёх-четырёхколонных конструкциях скважин приобретает проблема отдельного выделения дефектов и определения толщины стенок по каждой колонне в отдельности. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвёртой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра, до 473–508–610 мм. ВНИИГИС совместно с ГИТАС успешно реализовывает проект в данном направлении [8].

Совместно с АО «ГИТАС» разработан новый прибор МИД-4 для контроля технического состояния скважин до пяти колонн включительно с определением толщины стенок четырех колонн. Дефектоскоп МИД-4 получил широкое применение в странах дальнего Зарубежья.

После успешных скважинных испытаний начались поставки автономного варианта магнитоимпульсного дефектоскопа МИДа.

Успешно применяются на нефтегазовых месторождениях как отдельным методом, так и в комплексировании скважинной аппаратуры магнитоимпульсные дефектоскопы с азимутальным и радиальным разрешением: МИД-К-ГК-С, МИД-СК-100. В различных модификациях аппаратуры используется от 6 до 12 датчиков [9].

С распространением в стране и за рубежом колтюбинговых установок, всё большую популярность получает аппаратура «Дефектоскоп-колтюбинг», предназначенная для контроля, в реальном времени, технического состояния гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), используемых в колтюбинговых установках. Расширен диапазон исследуемых ГНКТ: 33, 38, 41, 50 мм. Ведутся разработки в создании универсальной головки для дефектоскопа-колтюбинга, которая будет иметь возможность исследовать весь диапазон диаметров ГНКТ [10].

Одной из последних разработок является прибор ЭМДС-3Н на основе сигнального процессора с повышенной помехоустойчивостью. Прибор прошёл скважинные испытания и успешно применяется на месторождениях Омана.

Применение сигнального процессора в скважинном приборе открывает широкие возможности для совершенствования алгоритмов обработки сигнала, например, фильтрации данных, учёта влияния постоянной намагниченности и так далее, что позволяет получить сырые данные высокого качества.

В настоящий момент проходит скважинные испытания автономного варианта ЭМДС-3А, который позволит получить более широкое применение новой аппаратуры.

В течение последних 15 лет приборами типа ЭМДС обследовано более 3000 скважин. Совместные работы с иностранными и российскими геофизическими компаниями позволили получить большую базу обследованных скважин и в реальности увидеть применение метода для обнаружения различных нарушений целостности колонн [11].

Наклонометрия скважины

Продолжаются работы по дальнейшему улучшению имеющейся аппаратуры индукционного пластово-трещинного наклонометра НИПТ-1Ц. Среди основных достоинств прибора стоит выделить следующие: большая радиальная глубинность (до 0,5 м) кругового сканирующего зондирования; высокая достоверность измерений элементов залегания пластов, трещин и других плоскостей анизотропии горных пород как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах; возможность выделения субвертикальных и вертикальных трещин, в т.ч. не пересекающих ствол скважины, и определения координат их пространственной ориентации в околоскважинном пространстве диаметром до 1 м [12].

Литература

1. Шакиров А.А. Новые поколения скважинных приборов для гидродинамического каротажа и опробования пластов // Сборник материалов международной научно-практической конференции «ГЕОСОЧИ-2024. НОВЫЕ ИДЕИ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ». – 2024. – С. 133–136
2. Аппаратура для гидродинамического каротажа скважин и отбора проб. Патент РФ 2812492, АО НПП «ВНИИГИС», заявл. 21.03.2023, опубл. 30.01.2024, бюлл. № 4.
3. Опыт применения импульсных нейтронных методов каротажа в нефтегазовых скважинах / К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.Л. Глухов, А.Ф. Камалтдинов, А.Н. Огнев, И.Х. Шабиев. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2021. – Вып.4 (310). – С.16–24.

4. Аппаратура и комплексы, разработанные ВНИИГИС и ООО НПП «ИНГЕО» для исследования скважин/ К.А. Машкин, В.М. Романов, П.А. Сафонов. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2021. – Вып.4 (310). – С.6–15.
5. Развитие технологии геологической интерпретации материалов аппаратурных комплексов КСПРК-Ш для обсаженных скважин. [Текст] / Я.С. Гайфуллин, В.Н. Даниленко, Р.А. Шайхутдинова, И.Т. Сиразетдинов, М.И. Ильясова. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2021. – Вып.4 (310). – С.43–53.
6. Универсальная малогабаритная комплексная аппаратура для исследования газовых скважин (ОТСК-ОСЗП). / А.В. Кондрашов, Р.Р. Куйбышев, И.З. Миннуллин. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2016. – Вып.6 (264). – С.209–215.
7. Магнитоимпульсное радиальное зондирование и азимутальное сканирование обсадных и насосно-компрессорных труб многоколонных скважин. / А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, Г.И. Головацкая, Р.Р. Куйбышев, А.А. Исаева, В.И. Шамшин. // Газовая промышленность. – М., 2022. – Спец. выпуск № 3. – С.106–114.
8. Новая технология толщинометрии обсадных колонн в многоколонных скважинах на основе метода переходных процессов. / А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, Г.И. Головацкая, Р.Р. Куйбышев, В.И. Шамшин. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2021. – Вып.4 (310). – С.76–89.
9. Новые малогабаритные аппаратурно-методические комплексы для мониторинга состояния обсаженных скважин. / Ш.В. Габбасов, А.О. Камельянов, А.В. Кондрашов. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2021. – Вып.4 (310). – С.64–75.
10. Габбасова А.О., Даниленко В.В. Инновационные аппаратурно-методические комплексы для решения сложных геолого-технических задач в нефтегазовых скважинах // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2023. – Вып.1 (321). – С.113–117.
11. Увеличение глубинности обследования обсадных колонн методом электромагнитной дефектоскопии. / А.А. Миллер, А.В. Миллер, С.В. Степанов, В.Г. Судничников, О.М. Казакова (ОАО НПП «ВНИИГИС»), И.А. Медведева (Компания «Vanguard») // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2016. – Вып.7 (265). – С.180–188.
12. Усовершенствование и развитие аппаратуры для выявления структурно-тектонических особенностей геологического разреза в скважине. / И.Н. Кучернюк, А.А. Шипилов, Н.М. Ахметшин. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2021. – Вып.4 (310). – С.29–42.

ПОДХОД К СОЗДАНИЮ ОБУЧАЮЩЕЙ ВЫБОРКИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОБРАБОТКИ ИСКАЖЁННЫХ ШУМАМИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

**М.Э. Сибгатуллин^{1,2}, Л.Р. Гилязов³, Р.Ф. Ахмеров², Ю.Ю. Кочнева¹,
И.Н. Плотникова¹, М.Х. Салахов^{1,2}**

¹Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, sibmans@mail.ru

²Казанский федеральный университет, г. Казань

³ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань,

Одним из активно развивающихся подходов для обработки и анализа микросейсмических данных, регистрируемых методом пассивной сейсмометрии является применение методов машинного обучения [1]. Методы машинного обучения находят все большее применение при решении геофизических задач [2], при этом подобные подходы применяются как для обнаружения слабых сигналов, так и для выявления скрытых закономерностей и корреляций между сигналами. В случае микросейсмического мониторинга, применение методов машинного обучения имеет свои специфические особенности, связанные прежде всего с тем, что экспериментально регистрируются очень слабые сигналы, с малым отношением сигнал/шум [3].

Применение машинного обучения в микросейсмическом мониторинге аналогично мониторингу землетрясений, но есть несколько важных особенностей, в которых они отличаются. Одним из наиболее важных факторов здесь является то, что микросейсмический мониторинг в основном имеет дело со слабыми сейсмическими сигналами [4]. Это часто приводит к отсутствию видимых сигналов на отдельных приемниках и требует обработки массива данных, которая обычно не применяется в классической сейсмологии землетрясений. Кроме того, индуцированная микросейсмичность может отличаться на различных месторождениях, в зависимости от геологического строения на конкретном месторождении. При этом, возможны ситуации, когда на площадях не проводился до этого микросейсмический мониторинг и, таким образом, отсутствуют априорные данные, которые могли бы быть полезными, например, для обучения алгоритма машинного обучения, могут отсутствовать в исследуемом районе.

Микросейсмические события, как правило, вызваны локальными подземными процессами или, более конкретно, антропогенной деятельностью в недрах. Задачей микросейсмического мониторинга является обнаружение, локализация и характеристика этих слабых микросейсмических событий для получения геометрической информации о рассматриваемых подземных процессах [5]. При этом необходимо учитывать, что слабые события подчиняются закону Гутенберга-Рихтера, согласно которому число событий растёт экспоненциально с уменьшением их магнитуды.

Таким образом, при рассмотрении событий меньшей магнитуды значительно увеличивается объём анализируемых событий, а вместе с ними возрастают требования к применяемым математическим методам обработки.

При математической обработке микросейсмических сигналов необходимо учитывать, что реальный шум, искажающий полезный сигнал, может иметь сложную спектральную структуру, что в совокупности с малым отношением сигнал/шум значительно осложняет задачу обнаружения полезного сигнала. Поэтому, важной и актуальной является задача создания обучающей выборки, которая будет состоять из большого количества модельных, созданных математически, случайных шумов, структура которых будет отличаться от структуры случайного белого гауссовского шума.

В данной работе рассматривается подход, основанный на применении дискретного вейвлет-анализа для создания модельного шума со сложной спектральной структурой. Вейвлет-анализ, в отличие от фурье-анализа, позволяет проводить исследования одномерных сигналов в двумерном пространстве масштаб/сдвиг [6]. Таким образом, появляется возможность обнаруживать и исследовать особенности сигнала одновременно во временной и частотной областях, изучать изменения частотного состава сигнала в зависимости от конкретного времени наблюдения сигнала. При дискретном вейвлет-преобразовании сигнал представляется в виде набора детальных и аппроксимационных коэффициентов, при этом детальные коэффициенты содержат информацию о высокочастотных компонентах сигнала (чем выше номер детальных коэффициентов – тем ниже частота рассматриваемой части сигнала), аппроксимационные коэффициенты содержат информацию о самой низкочастотной компоненте сигнала. При этом, дискретное вейвлет-преобразование обладает важным свойством – для него существует обратное дискретное преобразование, которое позволяет выполнить восстановление сигнала по имеющимся детальным и аппроксимационным коэффициентам.

В данной работе предлагается следующий подход к получению модельного случайного шума со сложной спектральной структурой: выполняется дискретное вейвлет-преобразование модельного случайного белого гауссовского шума, затем детальные и аппроксимационные коэффициенты умножаются на массив, содержащий весовые коэффициенты, после чего выполняется обратное дискретное вейвлет-преобразование для измененных детальных и аппроксимационных коэффициентов. В результате, в зависимости от степени изменения детальных коэффициентов, результирующий случайный шум будет характеризоваться различной спектральной структурой.

На рис. 1 приведены спектры фурье модельного белого шума (а) и результирующего шума (б), после применения массива весовых коэффициентов $K = [3, 1, 7, 1, 7, 5, 1, 1, 1, 1]$ к модельному белому шуму длиной 10000 элементов. Разложение выполнялось с применением базисного вейвлета Добеши 10-го порядка, уровень разложения был равен 10, частота дискретизации исходного белого шума составила 1000 Гц.

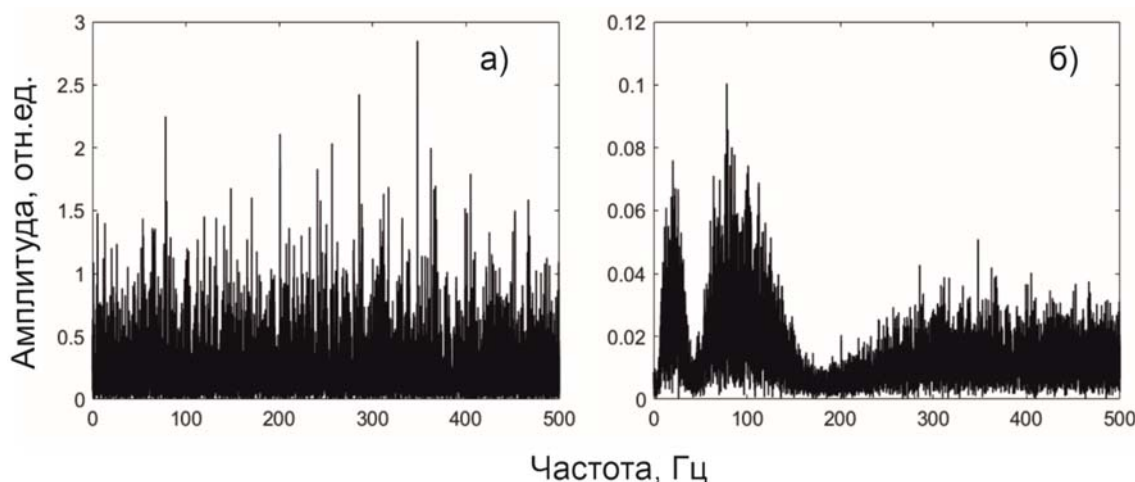


Рис. 1. Спектр модельного белого шума (а), спектр шума со сложной спектральной структурой (б)

Как видно из рисунка, белый шум характеризуется практически равномерным распределением амплитуд по всей полосе частот. Отдельные амплитуды, превышающие общий уровень амплитуд объясняются тем, что на самом деле математический белый шум хотя и является хорошей моделью белого случайного шума, но на самом деле он является псевдослучайным шумом, но в нашем случае подобного приближения достаточно. Спектр шума, полученный после применения дискретного вейвлет-преобразования, характеризуется сложной структурой, присутствуют два пика практически одинаковой интенсивности, от 0 до 45 Гц и от 50 до 160 Гц. Начиная со 190 Гц наблюдается плавный рост амплитуд, вплоть до 500 Гц.

При создании обучающей выборки важно, чтобы все элементы выборки можно было объединить по какому-либо признаку, но в то же время, все элементы были различными. Для проверки этого был сгенерирован набор из десяти шумов по предложенной схеме. После этого были посчитаны коэффициенты корреляции между первым шумом и остальной группой шумов. При этом расчёт проводился как во временной, так и частотной областях. Результаты представлены в табл. 1.

Расчёт коэффициентов корреляций

№ пары шумов	Временное представление сигнала	Частотное представление сигнала
1-2	0.083	0.865
1-3	0.001	0.865
1-4	0.022	0.870
1-5	0.040	0.873
1-6	0.001	0.857
1-7	0.030	0.860
1-8	0.046	0.868
1-9	0.030	0.853
1-10	0.061	0.851

Перед расчётом коэффициентов корреляций шумы во временной и в частотной областях подвергались сглаживанию с применением метода Савицкого-Голея, степень полинома 5, размер окна 51 отсчёт. Как видно из таблицы, корреляция между шумами во временной области отсутствуют, все коэффициенты практически равны 0. В частотной области наблюдается высокая степень корреляции между шумами, все коэффициенты по своему значению приближаются к 0,9. Таким образом, полученный набор шумов характеризуется существенно различной структурой во временной области. В частотной области спектры шумов, несмотря на различную временную структуру, очень близки друг к другу. Таким образом, объединяющим признаком будет являться частотный спектр Фурье.

Предложенный подход к созданию обучающей выборки на основе дискретного вейвлет-анализа, показал свою высокую эффективность при создании набора шума, обладающих общим признаком (частотный спектр), несмотря на различную структуру во временной области. Таким образом, в дальнейшем данная обучающая выборка может быть применена при обучении искусственных нейронных сетей, при решении задачи обнаружения сейсмических сигналов.

Литература

1. Anikiev D., Birnie C., Umair bin Waheed, Alkhalifah T., Gu C., Verschuur D., Eisner L. Machine learning in microseismic monitoring // *Earth-Science Reviews*. – 2023. – № 239. – P. 104371.
2. Kong Q., Trugman D.T., Ross Z.E., Bianco M.J., Meade B.J., Gerstoft P. Machine learning in seismology: Turning data into insights // *Seismol. Res. Lett.* – 2019. – № 90. – P. 3–14.
3. Silva S., Corso G. Microseismic event detection in noisy environments with instantaneous spectral Shannon entropy // *Phys. Rev. E*. – 2022. – № 106. – P. 014133.
4. Foulger G.R., Wilson M.P., Ghuyas J.G., Julian B.R., Davies R.J. Global review of human-induced earthquakes // *Earth Sci. Rev.* – 2018. – № 178. – P. 438 – 514.
5. Warpinski N. Microseismic monitoring: Inside and out // *J. Petrol. Technol.* – 2009. – № 61. – P. 80–85.
6. Gaouda A., Salama M. DSP Wavelet-Based Tool for Monitoring Transformer Inrush Currents and Internal Faults // *IEEE Transactions on Power Delivery*. – 2010. – № 25. – 1258–1267.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ КОЛЛЕКТОРСКИЕ ЗОНЫ УВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Е.Ю. Сидорова, Л.М. Ситдикова, Н.М. Хасанова

Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань, Sidorova@kpfu.ru

POTENTIAL COLLECTOR ZONES OF HYDROCARBON OF THE WEATHERING CRUST OF THE BASEMENT OF THE VOLGA-URAL ANTECLISE

E.Y. Sidorova, L.M. Sitdikova, N.M. Khasanova

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies KFU, Kazan, Elena.Sidorova@kpfu.ru

Аннотация. В связи с перспективами углеводородности глубоких горизонтов Волго-Уральского региона и Республики Татарстан в частности, является актуальным изучение коры выветривания, развитой по породам кристаллического фундамента. Детальное исследование минералого-геохимических особенностей, зонального строения и фильтрационно-ёмкостных свойств пород этой формации позволило охарактеризовать данный нетрадиционный тип коллекторских зон.

Ключевые слова: кристаллический фундамент, кора выветривания, Волго-Уральская антеклиз, Южно-Татарский свод, Северо-Татарский свод, глинистые минералы

Annotation. In connection with the prospects for hydrocarbon content in the deep horizons of the Volga-Ural region and the Republic of Tatarstan in particular, the study of the weathering crust is relevant, which is developed along the rocks of the crystalline basement. A detailed study of the mineralogical and geochemical features, zonal structure and filtration-capacitive properties of the rocks of this formation made it possible to characterize this unconventional type of reservoir zones.

Key words: crystalline basement, weathering crust, Volga-Ural anteclise, South Tatar arch, North Tatar arch, clay minerals

Проблема изучения глубоких горизонтов Волго-Уральской антеклизы привлекает внимание исследователей достаточно давно. В пределах антеклизы и более мелких тектонических структур, входящих в её состав, в частности, Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов, глубоким и разведочным бурением установлено повсеместное развитие коры выветривания по породам фундамента архей-протерозойского возраста [5, 6]. Коровая формация образовалась в континентальный период до начала формирования отложений осадочного чехла и залегает на достаточно больших глубинах под их мощным покровом.

Открытие месторождений нефти и газа в породах фундамента во многих регионах мира (Вьетнам, Ливия, США, Венесуэла, Россия и др.) обусловило большой интерес к этому объекту [1, 3, 10]. Многолетние изучения и анализ геологического, геофизического и кернового материалов глубокого бурения на территории Республики Татарстан позволяют выделить несколько морфологических типов коллекторских зон глубоких горизонтов. К их ряду могут быть отнесены зоны развития эффузивных пород, зоны деструкций фундамента и формация погребённых кор выветривания [9]. Известно, что формация коры выветривания фундамента является нефтеносной во многих регионах мира [4]. Большинство выявленных залежей углеводородов фундамента платформ часто приурочены к верхним частям его разреза, где они могут быть перекрыты осадочным чехлом разной мощности.

Предположение о возможной нефтеносности пород коры выветривания и верхней части разреза фундамента в пределах Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов было сформулировано в 60–70-х гг. прошлого века. О необходимости оценки перспектив нефтеносности кор выветривания фундамента данного региона в своих работах упоминали Е.Г. Журавлев, Т.А. Лапинская, Н.С. Гатиятуллин, И.Х. Кавеев, В.Г. Изотов, И.Н. Плотникова и др. Результаты геолого-геофизического изучения Северо-Татарского свода [2], говорят о том, что в породах коры выветривания действительно присутствуют следы миграции нефти.

В структуре Северо-Татарского и Южно-Татарского сводов выделяется несколько морфолого-генетических типов коры выветривания [5, 7]. К первому типу относятся коры выветривания площадного типа, для которых характерно наличие типичного профиля выветривания, отчётливая минералого-геохимическая зональность, разнообразный минеральный состав глинистых компонентов. Мощность изменяется от нескольких метров до 20–25 м, при этом наибольшие значения характерны для периферийных частей сводов фундамента и зон разломов между блоковыми поднятиями. Другой тип – линейные коры выветривания, имеет локальное развитие и зависит от особенностей разломно-блоковой тектоники фундамента. Для линейных кор характерно отсутствие четкого профиля выветривания, зональности, вещественный состав пород более простой, но мощность значительно больше (до 50 м и более).

Комплексный подход и применение различных методов изучения дали возможность наиболее детально описать минералого-геохимические особенности, определить характер пустотно-порового пространства и фильтрационно-ёмкостные параметры пород изученной коры выветривания. Формирующийся в результате стадийного процесса гипергенеза специфический тип пустотно-порового пространства тесно связан с образованием и развитием различных зон профиля выветривания [8, 9].

Процессы выветривания приводят к изменению коллекторских свойств пород фундамента, что отражается в повышении общей (до 25–30%) и эффективной (5–15%) пористости (по данным метода ядерного магнитного резонанса). В зоне дезинтеграции общая пористость может меняться в пределах 9–17%, эффективная пористость 7–8%, при этом пористость связана с трещиноватостью пород и формированием систем трещин открытого типа. В вышележащей зоне – зоне цементации отмечаются вариации общей пористости до 19%, при эффективной пористости в пределах 3–8%. Неоднородности данных значений связаны с особенностями процессов вторичной карбонатизации пород и формированием отдельных непроницаемых кластерных блоков пород. В более верхней зоне профиля – гидратации и выщелачивания, значения общей пористости достигают 21% и эффективной пористости до 10%. Породы этой зоны сложены в основном комплексом глинистых минералов, агрегаты которых образуют сложную микроструктуру пустотного пространства. Установленные значения общей и эффективной пористости для различных зон профиля выветривания согласуются с литературными данными [4, 5] для кор выветривания Волго-Уральского региона, полученными другими методами. Полученные результаты свидетельствуют о росте коллекторских характеристик снизу-вверх по профилю выветривания, что связано с увеличением степени выветрелости пород и преобладанием глинистых минералов в составе.

Несомненно, что изучение коры выветривания фундамента Волго-Уральской антеклизы даёт ценную информацию о строении и составе глубоких горизонтов, позволяет проводить палеоклиматические и тектонические реконструкции геологического прошлого региона, также имеет важное и актуальное значение при исследовании вопросов генезиса, миграции и аккумуляции углеводородов на больших глубинах.

Литература

1. *Гаврилов В.П.* Гранитоидные коллекторы и нефтегазоносность южного шельфа Вьетнама / В.П. Гаврилов, В.П. Гулев, Ф.А. Киреев. – М.: Недра, 2010. – Т. II. – 294 с.
2. *Гатиятуллин Н.С., Баранов В.В.* Оценка поисковых критериев коры выветривания Северо-Татарского свода // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2013. – № 2. – С. 4–7.
3. *Гатиятуллин Н.С.* Перспективы нефтегазоносности докембрийских комплексов // Георесурсы, 2011. – № 1(37). – С. 9–12.
4. *Журавлев Е.Г.* Залежи нефти и газа в корах выветривания фундамента осадочных бассейнов // Литология и полезные ископаемые, 2009. – № 3. – С. 329–334.
5. *Латинская Т.А., Журавлев Е.Г.* Погребённая кора выветривания фундамента Волго-Уральской газонефте-носной провинции и её геологическое значение. – М.: Недра, 1967. – 174 с.
6. *Ситдииков Б.С.* Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. – Казань: Изд-во КГУ, 1968. – 436 с.
7. *Ситдикова Л.М., Сидорова Е.Ю.* Минералого-петрографические особенности коровой формации фундамента Южно-Татарского свода // Георесурсы, 2011. – № 1(37). – С. 13–15.
8. *Сидорова Е.Ю., Ситдикова Л.М.* Ассоциации глинистых минералов древних кор выветривания – потенциальных коллекторских зон кристаллического фундамента Татарского свода // Георесурсы, 2013. – № 5(55). – С. 3–7.
9. *Сидорова Е.Ю., Ситдикова Л.М., Изотов В.Г., Хасанова Н.М.* Морфолого-генетические типы нетрадиционных коллекторских зон фундамента Татарского свода // Сб. материалов «Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий». – Уфа: ДизайнПресс, 2016. – С. 73–75.
10. *Шустер В.Л.* Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов) / В.Л. Шустер, В.Б. Ленянт, М.М. Элланский. – М.: Техника, 2003. – 176 с.

РАЗРЕЗЫ ПОГРАНИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА И КАРБОНА В ДЕПРЕССИОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ САРАЙЛИНСКОЙ ВПАДИНЫ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ
В.В. Силантьев, Д.Н. Мифтахутдинова, Г.М. Сунгатуллина, М.Ф. Валидов¹, Б.Г. Ганиев, К.Д. Шуматбаев, Р.М. Хабипов², А.Ф. Сафаров³

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, *Vladimir.Silantiev@kpfu.ru*,
Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru, *Guzel.Sungatullina@kpfu.ru*

²Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
г. Альметьевск

³ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск

DEVONIAN-CARBONIFEROUS DEEP-WATER SUCCESSION AND BIOFACIES OF THE SARAYLINSKAYA DEPRESSION, KAMA-KINEL TROUGH SYSTEM

V.V. Silantiev, D.N. Miftakhutdinova, G.M. Sungatullina, M.F. Validov¹, B.G. Ganiev, K.D. Shumatbaev, R.M. Khabipov², A.F. Safarov³

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, *Vladimir.Silantiev@kpfu.ru*, *Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru*,
Guzel.Sungatullina@kpfu.ru

²Department of Field Development, Tatneft PJSC, Almeteyevsk,

³TatNIPIneft Institute, Tatneft PJSC, Almeteyevsk

Аннотация. Рассмотрены литотипы и соответствующие им биофации сарайлинской толщи – комплекса алевроито-глинистых пород, характеризующихся высоким содержанием органического вещества и включающих подчинённые прослои известняков и кремней. Показано, что доманикоидные породы и микробные известняки сарайлинской толщи формировались как в полностью бескислородных условиях, так и в условиях с пониженным содержанием кислорода. Это подтверждает гипотезу об накоплении толщи в спокойных глубоководных обстановках, расположенных ниже базиса штормовых волн.

Ключевые слова: девон, карбон, биофации, литотипы, породы с высоким содержанием органического вещества, Камско-Кинельская система прогибов.

Annotation. The lithotypes and corresponding biofacies of the Saraila strata, a succession of organic rich black shales and subordinate interlayers of limestones and cherts, are considered. It is shown that the domanicoid rocks and microbial limestones of the Saraila strata were formed both in completely anoxic conditions and in conditions with reduced oxygen content. This confirms the hypothesis about the accumulation of the strata in calm deep-water environments located below the storm wave base.

Key words: Devonian, Carboniferous, lithotypes, biofacies, organic rich black shales, Kamsko-Kinel trough system.

Сарайлинская толща – это комплекс преимущественно алевроито-глинистых пород, характеризующихся высоким содержанием органического вещества и включающих подчинённые прослои известняков и кремней. Толща выполняет осевую часть Сарайлинской впадины Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Мощность толщи меняется от 50 до 230 м, возраст – позднефаменско-раннетурнейский.

История изучения сарайлинской толщи насчитывает более 70 лет, но вопросы её происхождения, точного возраста, положения границ и корреляции со сводовыми разрезами остаются в большой степени дискуссионными. Во многом это связано с хрупкостью пород сарайлинской толщи, затрудняющей отбор керна.

Цель – уточнение условий формирования пограничных отложений девона и карбона (сарайлинской толщи) в депрессионных разрезах ККСП.

Задачи: 1) седиментологическое и биофациальное изучение керна сарайлинской толщи; 2) выявление признаков, указывающих на условия формирования пород; 3) анализ результатов, их интерпретация и обоснование фациального ряда литологическими данными.

Материал. Материалом для исследования послужил керн двух скважин, вскрывших отложения сарайлинской толщи в пределах Сарайлинского прогиба ККСП. Всего изучено 72 м керна с детальностью до 10 см.

Методы. Методы изучения включали биоседиментологические и биофациальные исследования. На первом этапе керн скважин послойно изучался и описывался в кернохранилище, фиксировались цвет, текстура, структура, слоистость и сортировка пород, ритмичность переслаивания разных литотипов, комплексы и характер захоронения остатков фауны, наличие биотурбации и ихнофоссилий. Биофациальный анализ включал оценку относительного содержания кислорода и гидродинамики на основе анализа взаимоотношений окаменелостей и вмещающей породы, а также объединения результатов седиментологического, палеонтологического и ихнотекстурного анализов. Оценка уровня содержания кислорода в изученных отложениях проводилась с помощью метода определения биофаций с пониженным содержанием кислорода (oxygen-restricted biofacies, ORB), основанного на оценке разнообразия фауны (нектона и бентоса), текстур и ихнотекстур пород.

Результаты. Изученные разрезы скважин сарайлинской толщи сложены доманикоидными породами (с вы-

соким содержанием органического вещества), переслаивающимися с карбонатными породами, различными по своим фаціальным (микрофаціальным) характеристикам. Фаунистические остатки в изученных отложениях довольно разнообразны, но чаще всего неполной сохранности и представлены единичными окаменелостями на поверхностях напластования. На основе биоседиментологических признаков выделено 5 литотипов: (1) глинистые доманикоидные породы аргиллитоподобные; (2) глинисто-алевроитовые доманикоидные породы; (3) алевроитовые доманикоидные породы хрупкие, с линзовидной слоистостью; (4) алевроитовые доманикоидные породы плотные; 5) известняки.

Глинистые доманикоидные породы аргиллитоподобные в изученных скважинах характеризуются линзовидной слоистостью, отсутствием карбонатного вещества, наличием тонкой пиритизации. Поверхности напластования гладкие. Фаунистические остатки представлены замковыми и беззамковыми брахиоподами, конодонтами и проблематичными остатками.

Глинисто-алевроитовые доманикоидные породы представлены горизонтально- или неяснослоистыми, сильно карбонатизированными, плотными породами. Поверхности напластования гладкие. Фауна представлена лингулами и орбикулоидеями (беззамковые брахиоподы), замковыми брахиоподами, остракодами, криноидеями, аммоноидеями. На одном из уровней определены трилобиты.

Алевроитовые доманикоидные породы хрупкие, с линзовидной слоистостью представлены шире остальных литотипов. Линзовидная слоистость (сланцеватость) хорошо выражена и подчеркивается отдельными прерывистыми микрослойками и линзочками. Породы пиритизированы и легко распадаются на отдельные линзы. Фауна включает раковины замковых брахиопод и конодонты.

Алевроитовые доманикоидные породы плотные обладают слабо выраженной горизонтальной слоистостью, распознаваемой только при большом увеличении. Породы обычно карбонатизированные, крепкие, с большим количеством органического вещества. Поверхности напластования гладкие. Фаунистические остатки представлены лингулами, орбикулоидеями, замковыми брахиоподами.

Известняки в изученных скважинах представлены серыми, микробиальными и/или биокластовыми породами, на отдельных глубинах сильно биотурбированными. Фаунистические остатки представлены замковыми брахиоподами, конодонтами и тентакулитами.

Выявленные литотипы представляют полный ряд биофаций с пониженным содержанием кислорода (ORB). Глинистые и глинисто-алевроитовые доманикоидные породы характеризуют биофации ORB 1 и ORB 2, которые отвечают анаэробным условиям и характеризуются отсутствием донных организмов и сланцеватой и тонкослойной текстурой пород. Алевроитовые доманикоидные породы хрупкие, с линзовидной слоистостью (отдельностью), соответствуют биофации ORB 3, которая характеризуется наличием редкой донной фауны. Глинисто-алевроитовые доманикоидные породы соответствуют биофации ORB 4, с разнообразным бентосом и nekтоном. Слоистость пород преимущественно горизонтальная. Известняки биокластовые отвечают биофациям ORB 5 и ORB 6, для которых характерна сильная биотурбация.

Выводы

Доманикоидные породы и микробиальные известняки сарайлинской толщи формировались как в полностью бескислородных условиях, так и в условиях с пониженным содержанием кислорода. Это подтверждает гипотезу об накоплении толщи в спокойных глубоководных обстановках, расположенных ниже базиса штормовых волн. В отличие от этих пород, биокластовые карбонатные породы формировались в кислородных условиях.

На формирование доманикоидных пород одновременно влияли биологические и седиментационные процессы, происходившие как на дне бассейна, так и в толще воды. Биологические процессы, в первую очередь, являлись источником планктонного органического вещества бактериальной, зоо- и фитопланктонной природы. В ряде случаев биологические процессы влияли на перераспределение осадочного материала в осадке (биотурбация).

В карбонатных биокластовых осадках, формировавшихся в кислородных условиях, биологические процессы являлись причиной биотурбации осадка.

Обилие морской фауны, и прежде всего, свободно плавающей – аммоноидей, конодонтов – подтверждает морской генезис толщи и связь бассейна осадконакопления с Мировым океаном.

** 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».*

ВЛИЯНИЕ СУСПЕНЗИИ ГИДРОКСИДА НАТРИЯ НА ОБЕССЕРИВАНИЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Г.Х. Ситдикова¹, И.И. Мухаматдинов^{1,2}, А.В. Вахин^{1,2}

¹Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет,
г. Казань, gyzelsitdikova97@mail.ru

²НИИ «Внутрипластовое горение», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, mc-gross@mail.ru, e-mail: vahin-a_v@mail.ru

THE EFFECT OF SODIUM HYDROXIDE SUSPENSION ON DESULFURIZATION OF HIGH-VISCOSITY OIL

G.Kh. Sitdikova¹, I.I. Mukhamatdinov^{1,2}, A.V. Vakhin^{1,2}

¹Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan,
gyzelsitdikova97@mail.ru

²PhD «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, mc-gross@mail.ru, e-mail: vahin-a_v@mail.ru

Аннотация. В работе были синтезированы органодисперсии гидроксида натрия с различными растворителями и изучены их свойства. Проведено лабораторное моделирование процесса аквагермолиза для образцов битуминозного песка Ашальчинского месторождения с добавлением суспензий. После экстракции битумоидов проведён анализ группового состава полученных образцов, газовая хроматография-масс-спектрометрия, определено содержание серы в образцах. Выявлена концентрация органодисперсии, при которой происходит максимальное снижение содержания серы.

Ключевые слова: аквагермолиз, битуминозная порода, SARA-анализ, серосодержание, органодисперсия, гидроксид натрия.

Annotation. In this work, organodispersions of sodium hydroxide with various solvents were synthesized and their properties were studied. Laboratory modeling of the aquathermolysis process for samples of bituminous sand from the Ashalcha deposit with the addition of suspensions was carried out. After extraction of bitumoids, the group composition of the obtained samples was analyzed, gas chromatography-mass spectrometry was performed, and the sulfur content in the samples was determined. The concentration of organodispersion was revealed, at which the maximum decrease in sulfur content occurs.

Key words: aquathermolysis, bituminous rock, SARA analysis, sulfur content, organodispersion, sodium hydroxide.

В связи с истощением активно разрабатываемых ресурсов лёгкой нефти и возрастающего потребления энергоносителей актуальной является проблема освоения нетрадиционных запасов [2]. В последнее время в различных нефтедобывающих регионах мира наблюдается рост добычи высокосернистых и высоковязких нефтей. Наличие сернистых соединений негативно влияет на экологические, транспортные и эксплуатационные свойства нефти и нефтепродуктов. Агрессивные компоненты серосодержащих соединений нефти вызывают коррозию оборудования, смолообразование при переработке нефти, снижают стабильность топлива, а также обеспечивают специфический запах нефтепродуктов [3]. Щелочная очистка является привлекательным методом обессеривания из-за экономичности реагентов и простоты исполнения. Гидроксид натрия эффективно извлекает из нефтепродуктов сероводород, лёгкие меркаптаны и тиолы [1]. Закачка в пласт органодисперсии гидроксида натрия с размером частиц в диапазоне до 10 мкм при определённых условиях позволит не загрязнять призабойную зону и производить внутрипластовое обессеривание высоковязкой нефти.

Для получения стабильных дисперсий различных материалов важно обеспечить необходимую степень измельчения, достигаемую при определённой скорости сдвига. В случае получения дисперсий реактивных материалов в инертной среде большое значение имеет средний размер частиц дисперсной фазы, т.к. чем он меньше, тем больше удельная поверхность диспергированного материала, что в свою очередь повышает скорость протекающих процессов с участием этих дисперсий при их целевом применении. Диспергирование различных материалов в жидкой дисперсионной среде осуществляется разными способами, подбираемыми индивидуально для разных систем, т.к. универсального не существует.

Органодисперсия представляет собой коллоидную систему, состоящую из дисперсионной среды – растворителя и стабилизированной дисперсной фазы – гидроксида натрия. В зависимости от особенностей состава, назначения и физико-химических характеристик органодисперсия выпускается марок ОДГН 1, ОДГН 5, ОДГН 10, ОДГН 20 и ОДГН 30.

На первом этапе исследований проводилось синтезирование органодисперсий (5%) в различных растворителях: в толуоле, ксилоле, керосине, дизельном топливе, вазелиновом масле, нефрасе С4-155/200. В качестве стабилизирующей добавки был выбран полиэтиленгликоль. Были исследованы свойства получившихся ОДГН, такие как плотность, кинематическая вязкость и температура вспышки. Помимо этого, осуществлялось визуальное определение стабильности.

Меньшей кинематической вязкостью обладают ОДГН, синтезированные в среде толуола, керосина и нефраса С4-155/200. Наибольший диапазон температур вспышки и замерзания показывают суспензии, приготовленные на основе ксилола, керосина и нефраса. Ввиду оптимальных низко- и высокотемпературных характеристик, а также по консистенции для дальнейших исследований с нефтесодержащей породой был выбран растворитель – Нефрас С4-155/200 различных концентраций.

После выбора растворителя и синтеза ОДГН различных концентраций проводилось лабораторное моделирование акватермолиза. Для этого в реактор высокого давления загружали образцы битуминозного песка и воды при соотношении 10:1, а также добавляли 20%, 10% и 5%ные суспензии. Эмульсия подвергалась температурному воздействию при температуре 300°C в течение 24 часов. После битумоиды экстрагировались, проводились исследования их свойств.

На рис. 1 представлен групповой состав нефти после ПТВ при 300°C, определённый с помощью SARA-анализа.

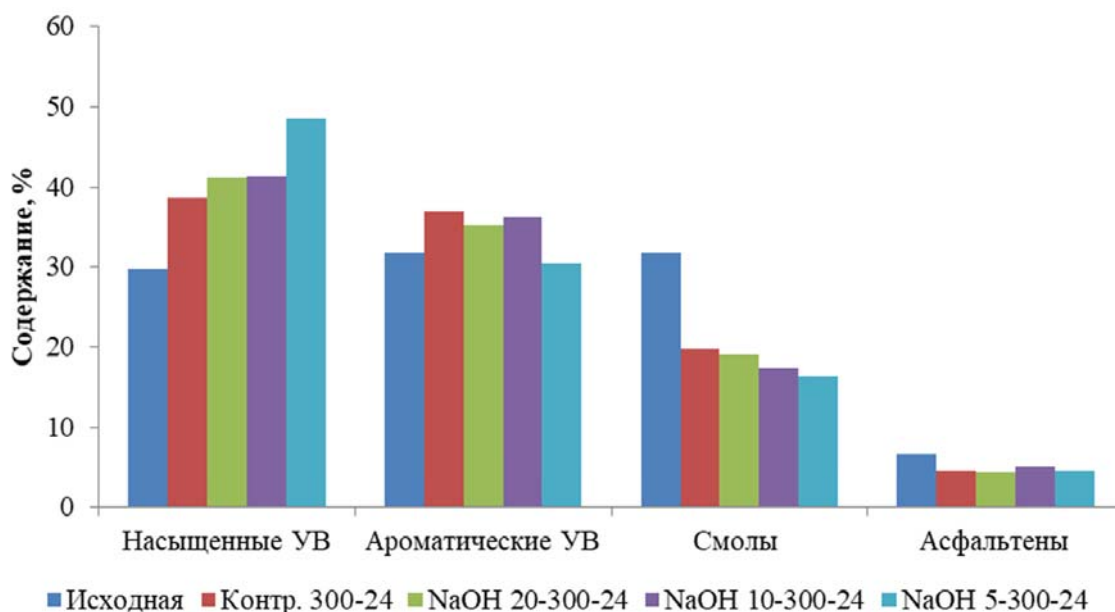


Рис. 1. Групповой состав нефти после паротеплового воздействия при 300°C

При моделировании процесса с применением ОДГН (5%) увеличивается доля насыщенных углеводородов, а доля смол снижается в 2 раза по сравнению с исходной нефтью.

На рис. 2 приведены результаты газовой хроматографии-масс-спектрометрии полученных образцов.

Данные свидетельствуют о том, что при снижении концентрации ОДГН происходит смещение и удаление из состава более длинноцепочечных углеводородов ряда С21–С36 в отличие от контрольного образца. Крекинг при температуре 300°C и малая концентрация щелочи с увеличенным содержанием растворителя привёл к увеличению изоалканов и алканов С10–С20 более чем в 1,5 раза, происходит перегруппировка компонентного состава из САВ. В ароматической фракции по сравнению с контрольным опытом увеличивается содержание алкилбензолов состава С10–С18 в результате термической деструкции связей С–С в компонентах смол и асфальтенов.

На рис. 3 представлен график изменения содержания серы.

ПТВ при 250°C с добавлением ОДГН 5% позволяет снизить содержание серы на 30% относительно исходной нефти. Зависимость, полученная при проведении паротеплового воздействия совместно с ОДГН, свидетельствует о снижении содержания серы в образце битумоида Ашальчинского месторождения при уменьшении концентрации органодисперсии. Вероятно, избыточная щелочность смещает равновесие реакции влево.

Таким образом, в работе были синтезированы органодисперсии гидроксида натрия с различными растворителями и изучены их физико-химические свойства. Было исследовано, что при добавлении органодисперсии гидроксида натрия улучшается групповой химический состав нефти, а также уменьшается количество n-алканов С21–С36 с увеличением С10–С20 в насыщенной фракции. Выявлена концентрация ОДГН, при которой происходит максимальное снижение содержания серы на 30% относительно исходного образца.

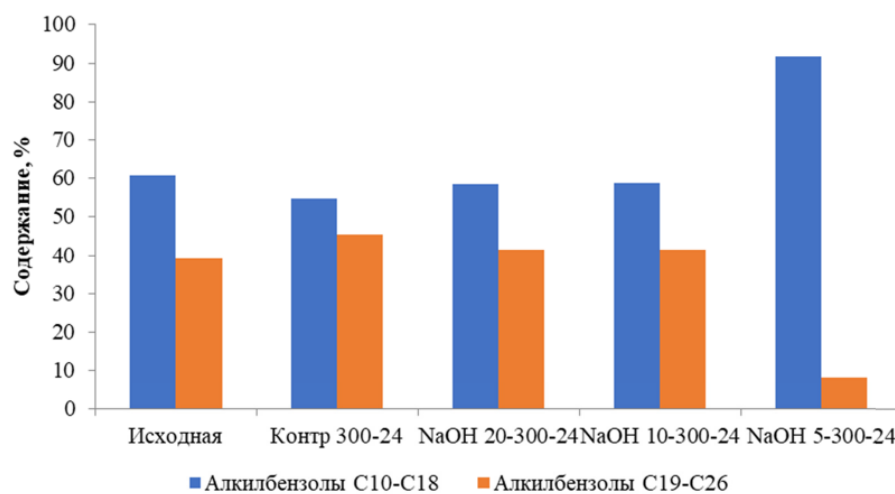
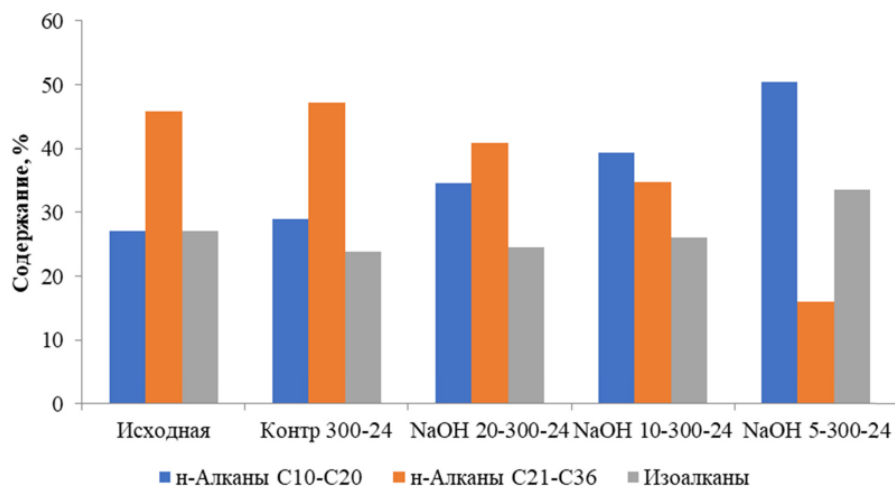


Рис. 2. Относительное содержание идентифицированных соединений во фракциях: а) насыщенных углеводородов; б) ароматических углеводородов

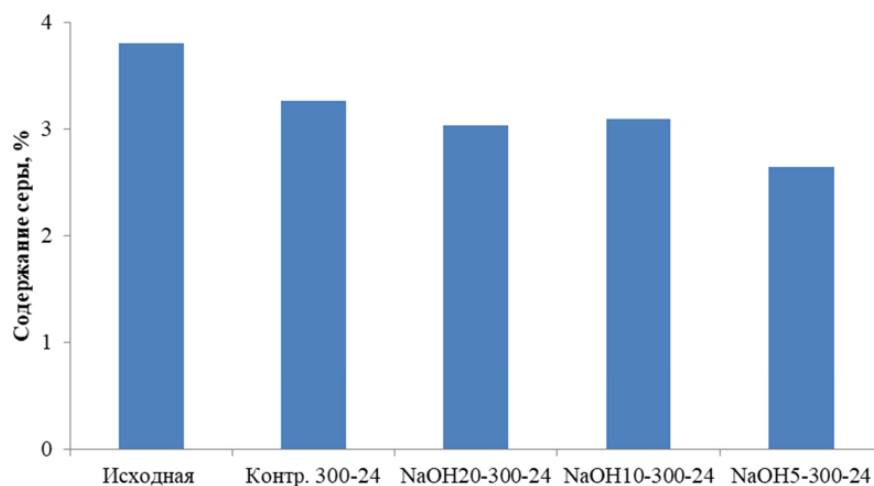


Рис. 3. Относительное содержание серы в образцах

Литература

1. Катасонова О.Н., Савонина Е.Ю., Марютина Т.А. Экстракционные методы выделения серы и её соединений из нефти и нефтепродуктов (обзор) / Журнал прикладной химии. – 2021. – Т. 94. – № 4. – С. 411–439.
2. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. – 2007. – 295 с.
3. Шмаль Г., Замрий А., Викторова Р., Алиева Л. Нефть без серы – это реальность / Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 3–4. – С. 102–108.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИН ПЕРЕХОДА СКВАЖИН В БЕЗДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД

В.А. Султанов, А.Ф. Шагеев¹, С.А. Долгих^{1,2}, В.А. Вареник³

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт искусственного интеллекта, робототехники и системной инженерии, г. Казань, slava_sultanov1411@mail.ru,

²Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань

³МАОУ «Лицей № 131» Вахитовского района, г. Казани.

Аннотация. В статье рассматривается применение искусственного интеллекта для прогнозирования процесса и определения причин перехода скважин в бездействующий фонд.

Ключевые слова: искусственный интеллект, действующий фонд, бездействующий фонд скважин, анализ больших данных.

Annotation. The article discusses the use of artificial intelligence to predict the process and determine the reasons for the transition of wells to an inactive stock.

Key words: artificial intelligence, operating stock, inactive well stock, big data analysis.

Современное состояние отечественной нефтедобывающей отрасли сопряжено с рядом сложных проблем. Одной из основных трудностей является ухудшение структуры запасов, вызванное увеличением доли труднодоступных и истощённых месторождений, что приводит к необходимости поздних стадий разработки. В результате требуется сложная и профессиональная работа по увеличению запасов углеводородного сырья для будущих поколений.

Рост числа крупных инвестиционных проектов вызывает дефицит специалистов всех уровней. Экстенсивный рост добычи углеводородов в России исчерпан, что ведёт к постоянному увеличению себестоимости добычи на старых месторождениях. Кроме того, в России существует значительный фонд скважин в состоянии бездействия и консервации (рис. 1) [1].

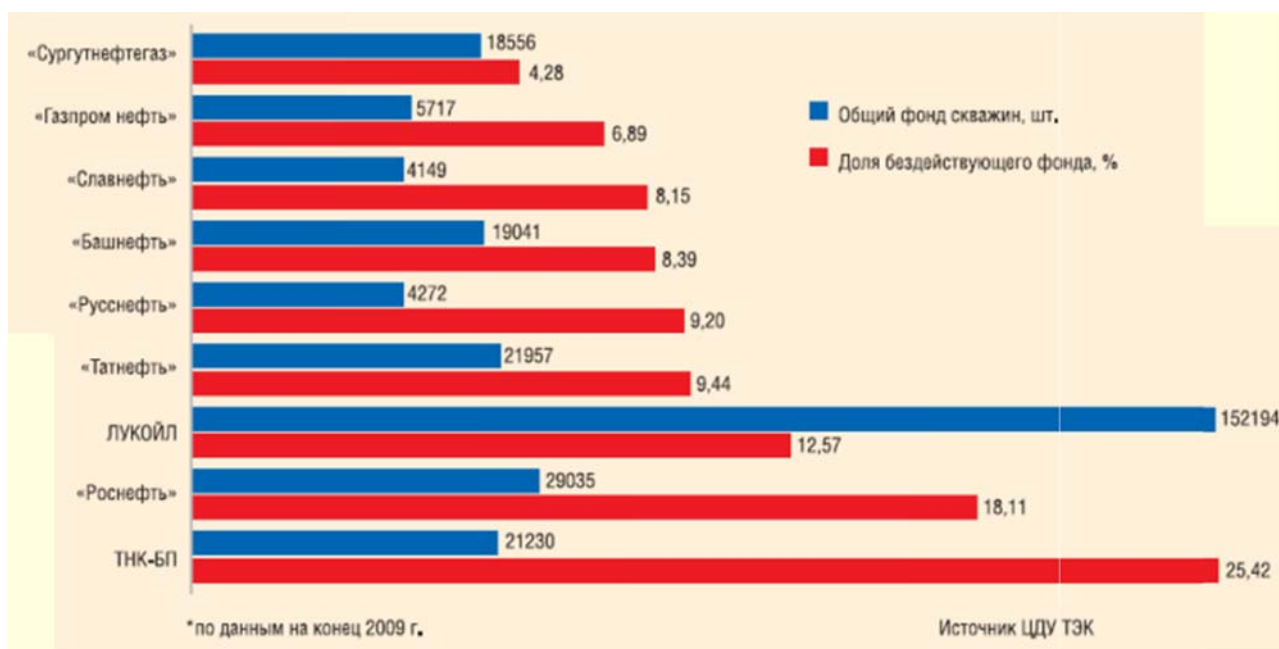


Рис. 1. Бездействующие скважины в фонде нефтяных компаний на 2009 г.

Всего по российским нефтяным компаниям по состоянию на март 2010 года насчитывалось 149 127 скважин, из них в простое находилось 24 787, или 16,6%. Доля бездействующих скважин в фонде российских нефтяных компаний неодинакова (см. «Бездействующие скважины в эксплуатационном фонде нефтяных компаний, 2009 г.»). Наибольший процент бездействующих скважин характерен для ТНК-ВР, далее следуют «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ». Для большинства компаний характерна ярко выраженная положительная динамика доли бездействующего фонда [1].

Основные причины перехода скважин в бездействие включают аварии оборудования, нерентабельность эксплуатации, отсутствие инфраструктуры для приёма продукции и финансовых возможностей для продолжения ПРС и проведения ГТМ.

Для решения проблемы бездействующего фонда выделяются три основных направления:

- Использование инновационного эксплуатационного и ремонтного оборудования. В эту категорию входят системы диагностики, пакеры и клапаны-отсекатели, а также противоположные устройства.

- Применение инновационных технологий добычи нефти и проведения ПРС. Сюда входят диагностические устройства (видеокамеры, тепловизоры), колтюбинговое оборудование и многое другое.

- Оптимизация организационной работы. Это направление включает предложения по улучшению организационной работы компаний.

Отслеживание состояния и статуса скважин в нефтедобывающей отрасли является критически важным для эффективного управления ресурсами. На данный момент одна из основных проблем заключается в невозможности своевременного и точного мониторинга бездействующих скважин.

Это приводит к следующим негативным последствиям:

- Неверные налоговые расчёты: часто нерабочие скважины могут отображаться в отчётах как рабочие, что приводит к неправильным расчётам налогов и, следовательно, увеличению затрат для компании.

- Увеличение эксплуатационных расходов: недостаток информации о состоянии скважин может привести к неэффективному распределению ресурсов на ремонт и обслуживание.

- Экологические риски: бездействующие скважины, оставленные без должного контроля, могут стать источником экологических проблем, таких как утечки нефти и загрязнение почвы и воды.

Компьютерные технологии предлагают широкий спектр решений для эффективного мониторинга и управления состоянием скважин. Например, они применяются для создания гидродинамических моделей местности для определения остатков полезных ископаемых или могут использоваться операторами скважин для полного контроля над процессом добычи.

Компьютерные технологии включают:

1. Системы мониторинга в реальном времени. Системы мониторинга в реальном времени позволяют отслеживать состояние скважин и оперативно реагировать на изменения. Такие системы используют датчики и устройства интернета вещей (IoT), которые передают данные о давлении, температуре и других параметрах скважин на центральный сервер для анализа.

2. Модели машинного обучения и искусственного интеллекта. Модели машинного обучения и искусственного интеллекта могут анализировать большие объёмы данных, полученных с различных датчиков, для прогнозирования выхода скважин из строя. Эти модели могут выявлять паттерны и аномалии, которые указывают на потенциальные проблемы, позволяя предсказать и предотвратить бездействие скважин.

3. Цифровые платформы для управления скважинами. Цифровые платформы для управления скважинами объединяют данные из различных источников, предоставляя единую панель управления для мониторинга и анализа состояния скважин. Такие платформы позволяют оперативно принимать решения на основе текущих данных и прогнозов.

4. Анализ больших данных (Big Data). Анализ больших данных играет важную роль в выявлении причин перехода скважин в бездействие. Собранные данные о работе оборудования, финансовых затратах, инфраструктуре и других факторах могут быть проанализированы для определения ключевых причин и разработки стратегий их устранения.

Компьютерные системы играют все более важную роль в современных рабочих процессах, но их внедрение в некоторых отраслях происходит постепенно.

До недавнего времени разработкой компьютерных систем в нефтегазохимической отрасли занималось ограниченное число специалистов. Это объясняется рядом причин, включая высокие затраты на разработку и внедрение новых технологий, а также необходимостью значительных изменений в существующей инфраструктуре.

Кроме того, нефтегазохимическая отрасль традиционно отличается медленными темпами изменений. Модернизация и внедрение новых технологий могут занимать десятки лет из-за сложности производственных процессов, строгих регуляторных требований и высокой стоимости оборудования. Компании предпочитают действовать осторожно, чтобы избежать сбоев и минимизировать риски.

Однако в последнее время ситуация начала меняться. Рост конкуренции, стремительное развитие цифровых технологий и повышение требований к эффективности и безопасности производства заставляют компании адаптироваться быстрее. В результате, сегодня почти каждая компания в отрасли активно внедряет компьютерные системы, чтобы не отставать от конкурентов и соответствовать современным стандартам. Это включает в себя автоматизацию процессов, использование больших данных для принятия решений и внедрение систем управления предприятием (ERP) (рис. 2) [1].

Таким образом, хотя внедрение компьютерных систем в нефтегазохимической отрасли началось относительно недавно и происходит медленно, оно стало необходимостью для поддержания конкурентоспособности и эффективности. Решение проблемы отслеживания бездействующих скважин требует интеграции передовых компьютерных технологий и создания комплексных систем мониторинга и управления. Использование таких технологий позволит не только улучшить точность и своевременность данных о состоянии скважин, но и оптимизировать процессы управления ресурсами, снизить эксплуатационные расходы и минимизировать экологические риски. Внедрение цифровых решений в нефтедобывающую отрасль является важным шагом на пути к её устойчивому развитию и повышению эффективности.

Исследование бездействующих скважин имеет важное значение для нефтегазовой отрасли и экологии. Разработка и реализация стратегий по реанимации или безопасной ликвидации скважин позволяет эффективно

управлять ресурсами и минимизировать экологические риски. Перспективы дальнейших исследований и практической реализации разработанных стратегий открывают новые возможности для устойчивого развития отрасли, повышения эффективности использования природных ресурсов и охраны окружающей среды.

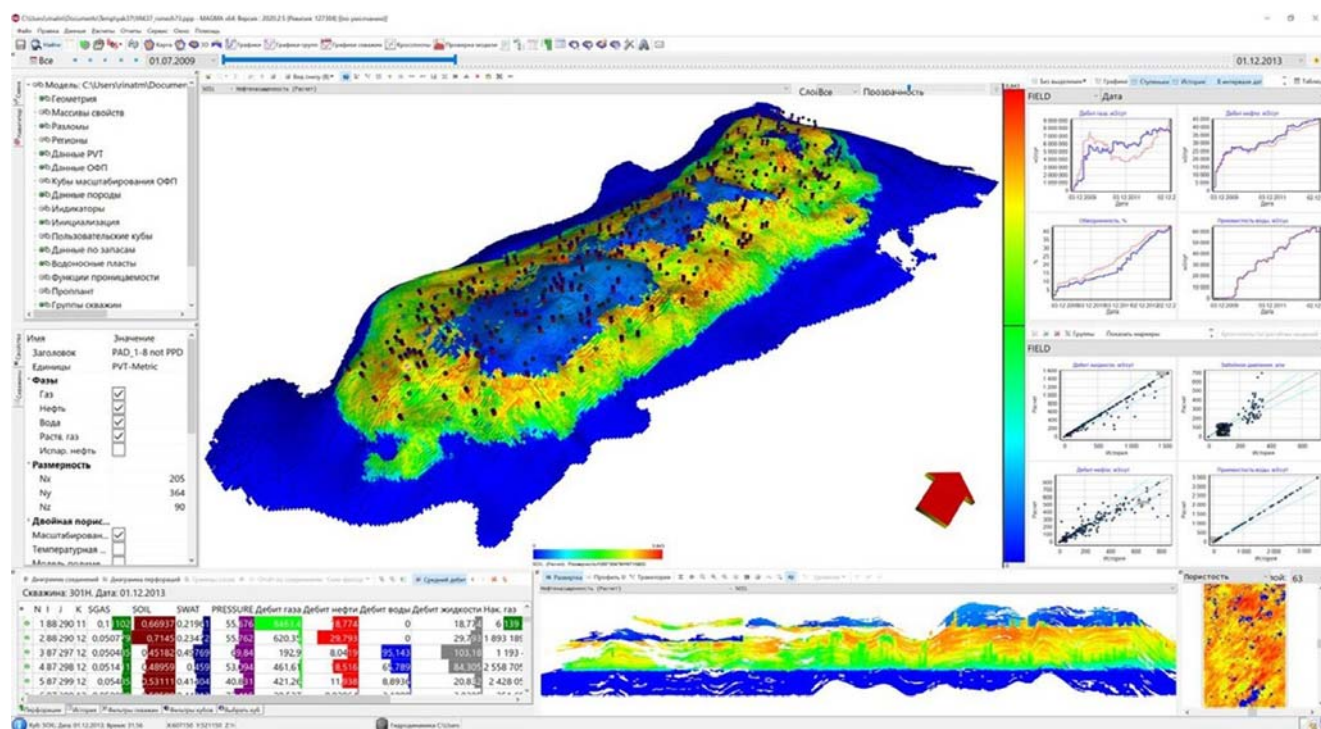


Рис. 2. Гидродинамический симулятор «РН-КИМ», созданный в компании «Роснефть»

В ближайшее время появятся программные решения на основе искусственного интеллекта, способные анализировать данные о состоянии скважин. Например, будет существовать программа, которая будет определять, следует ли ликвидировать нерабочую скважину или же восстановить её для дальнейшей эксплуатации после проведения ремонтных работ. Это лишь одна из многих задач, для решения которых применяются передовые технологии, и такие решения будут доступны уже совсем скоро.

Литература

1. *Ивановский В.Н.* Бездействующий фонд скважин: состояние и пути решения проблемы. – Журнал «Инженерная практика», выпуск № 01/2011.

ГРАНИЦА ДЕВОНА И КАРБОНА В ДЕПРЕССИОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ САРАЙЛИНСКОЙ ВПАДИНЫ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ

Г.М. Сунгатуллина, В.В. Силантьев, Д.Н. Мифтахутдинова¹, М.Ф. Валидов^{1,2}, Б.Г. Ганиев, К.Д. Шуматбаев, Р.М. Хабилов, А.Ф. Сафаров³

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, *Guzel.Sungatullina@kpfu.ru, Vladimir.Silantiev@kpfu.ru, Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru*

²Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

³Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск

⁴ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск

DEVONIAN-CARBONIFEROUS BOUNDARY IN DEEP-WATER SEDIMENTS OF THE SARAYLINSKAYA DEPRESSION, KAMA-KINEL TROUGH SYSTEM

G.M. Sungatullina, V.V. Silantiev, D.N. Miftakhutdinova¹, M.F. Validov^{1,2}, B.G. Ganiev, K.D. Shumatbaev, R.M. Khabipov³, A.F. Safarov⁴

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, *Guzel.Sungatullina@kpfu.ru, Vladimir.Silantiev@kpfu.ru, Dinara.Miftakhutdinova@kpfu.ru*,

²Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, ³Department of Field Development, Tatneft PJSC, Almetьевsk

⁴TatNIPIneft Institute, Tatneft PJSC, Almetьевsk

Аннотация. Работа содержит результаты микрофаунистического анализа разрезов двух скважин пограничного девонско-каменноугольного интервала Сарайлинской впадины Камско-Кинельской системы прогибов. Граница девонской и каменноугольной систем обоснована зональными комплексами конодонтов, позволяющих коррелировать изученный интервал с другими регионами мира и Международной хроностратиграфической шкалой.

Ключевые слова: стратиграфия, девон, карбон, граница, конодонты, Камско-Кинельская система прогибов.

Annotation. The paper contains the results of microfaunistic analysis of sections from two wells of the Devonian-Carboniferous boundary interval of the Sarailinskaya depression of the Kama-Kinel trough system. The boundary between the Devonian and Carboniferous systems is confirmed by zonal assemblages of conodonts, which allow correlating the studied interval with other regions of the world and the International Chronostratigraphic Scale.

Key words: stratigraphy, Devonian, Carboniferous, boundary, conodonts, Kama-Kinel trough system.

Работа основана на результатах изучения двух разрезов скважин пограничного девонско-каменноугольного интервала, расположенных в Сарайлинской впадине Камско-Кинельской системы прогибов.

Цель – обоснование границы девонской и каменноугольной систем в Сарайлинском прогибе по конодонтам (по материалам скважин 1* Бондюжское и 2* Первомайское).

Задачи: 1) извлечение конодонтов и сопутствующей микрофауны из пограничных девонско-каменноугольных отложений Сарайлинской впадины; 2) определение таксономического состава конодонтов; 3) зональное расчленение разрезов по конодонтам и установление границы девона и карбона; 4) биостратиграфический и палеогеографический анализ родов конодонтов на девонско-каменноугольном рубеже; 5) определение индекса окраски конодонтов (ИОК).

Методы. Микропалеонтологический анализ проведён по 26 образцам, весом около 200 г каждый. Обработка проб выполнялась в лаборатории кафедры палеонтологии и стратиграфии ИГиНГТ КФУ путём растворения в 10%-ной уксусной кислоте с последующим промыванием для удаления глинистых частиц и просушиванием нерастворимого остатка. Отбор конодонтов из нерастворимого остатка проводился под стереомикроскопом Discovery.V20.

Результаты. Конодонты обнаружены в 13 образцах в количестве 312 экземпляров (194 – платформенных и 118 стержневых элементов). Совместно с конодонтами встречены фораминиферы, радиолярии, спикулы губок, сколекодонты червей, склериты голотурий, остракоды, беззамковые (лингулиды) и замковые (продуктиды) брахиоподы, членики криноидей, зубы рыб, миоспоры; разнообразие ископаемых остатков повышает корреляционный потенциал изученных отложений.

Скважина 1*. В интервале 1398, 18-1391,6 м обнаружены конодонты *Branmehla disparilis*, *Bispathodus stabilis*, *Mehlina strigosa*, *Neopolygnathus carinus*, *Palmatolepis gracilis gracilis*, *Pa. gracilis expansa*, *Pa. gracilis sigmoidalis*, *Pseudopolygnathus marburgensis*, *Ps. sp.*, характерные для зоны expansa фаменского яруса девонской системы. Конодонты интервала 1387,95–1387,76 м *Hindeodus cf. crassidentatus*, *Elictognathus lacerates*, *Neopolygnathus carinus*, *Polygnathus purus subplanus*, *Po. sp.*, *Pseudopolygnathus vogesi*, *Ps. sp.*, *Siphonodella bransoni*, *S. duplicata*, *S. sp.* типичны для зоны duplicata турнейского яруса каменноугольной системы. Интервал 1375,00–1374,80 м охарактеризован турнейскими конодонтами зоны quadruplicata, где совместно с видом-индексом данной зоны, встречены

Dinodus sp., *Polygnathus purus*, *Pseudopolygnathus vogesi*, *Siphonodella belkai*, *S. cooperi*, *S. quadruplicata*, *S. sandbergi*, *S. sp.* Выше, в интервале 1374–1365 м, встречены конодонты *Dinodus* sp., *Eotaphrus* sp., *Hindeodus crassidentatus*, *Polygnathus proprius*, *Po. sp.*, *Siphonodella cooperi*, *S. lanei*, характерные для отложений турнейского яруса в целом; более детально возраст не определён в связи с тем, что конодонты представлены преимущественно ювенильными формами.

Скважина 2*. В интервале 1479,91–1479,80 м обнаружены конодонты *Palmatolepis gracilis sigmoidalis* и *Polygnathus* sp. Несмотря на отсутствие зональных видов, данный комплекс типичен для верхней части фаменского яруса. Интервал 1477,95–1477,87 м включает богатый и разнообразный комплекс конодонтов зоны quadruplicata турнейского яруса: *Bispathodus aculeatus aculeatus*, *Neopolygnathus* sp., *Polygnathus purus subplanus*, *Po. sp.*, *Pseudopolygnathus triangulus*, *Siphonodella cooperi*, *S. quadruplicata*, *S. lobata*, *S. obsoleta*, *S. sandbergi*, *S. sp.* В интервале глубин 1468,85–1468,30 м встречены единичные турнейские конодонты *Polygnathus purus*, *Siphonodella quadruplicata*, *S. lanei* и *S. obsoleta*.

В изученных скважинах наблюдается последовательность девонских и каменноугольных зональных комплексов конодонтов, что позволило установить в Сарайлинской впадине границу между данными системами. В скважине 1* Бондюжского месторождения граница проведена в диапазоне глубин 1391–1387,95 м. В скважине 2* Первомайского месторождения пограничный интервал установлен в интервале глубин 1479,80–1477,95 м.

Этапность в эволюции конодонтов чётко прослеживается в изученных разрезах. Девонский период характеризуется развитием родов *Palmatolepis*, *Branmehla* и *Bispathodus*. Встреченные здесь виды *Palmatolepis gracilis expansa*, *Pa. gracilis gracilis*, *Pa. gracilis sigmoidalis* и *Branmehla disparilis* пользуются широким распространением и дают возможность не только уверенно датировать вмещающие отложения, но и проводить глобальную корреляцию разрезов Сарайлинской впадины. Преобладание пальматолеписов в составе конодонтовых комплексов характерно для глубоководных фаций открытого моря. Все девонские конодонты обладают хорошей сохранностью, не несут следов переотложения и транспортировки, в комплексах присутствуют многочисленные рамиформные элементы, скелетные остатки бентосной фауны (спикулы губок, остракоды, сколекодонты, брахиоподы, криноидеи); всё это может свидетельствовать о спокойной гидродинамической обстановке и нормальной солёности девонского палеобассейна.

В каменноугольном периоде состав конодонтовых комплексов существенно обновляется. Начало турнейского яруса характеризуется расцветом рода *Siphonodella*, виды которого быстро эволюционируют и используются для зонального расчленения отложений турне во многих регионах мира. В изученных разрезах сифоноделлы многочисленны и представлены зональными видами широкого географического распространения, что позволило выполнить зональное расчленение нижней части турне Сарайлинской впадины. Преобладание в комплексах конодонтов рода *Siphonodella* свидетельствует о глубоководной обстановке; постепенное сокращение количества сифоноделл вверх по разрезу и появление более мелководных полигнатусов может указывать на смену глубоководных обстановок обстановками прибрежного мелководья в течение турнейского века. В отложениях турнейского яруса конодонты в основном представлены крупными экземплярами платформенных элементов, рамиформные разновидности встречаются крайне редко; сопутствующая фауна представлена преимущественно планктонными радиоляриями. Эти признаки могут указывать на относительно подвижную среду осадконакопления, результатом которой стала сортировка конодонтового материала.

Конодонты в изученных скважинах имеют индекс окраски (ИОК) от 1 до 2. Самый низкий ИОК (=1) характерен для девонских конодонтов, которые окрашены в оттенки светло-желтого цвета и часто являются прозрачными, что может свидетельствовать о минимальном термическом постседиментационном воздействии на горные породы (до 50°C). Каменноугольные конодонты имеют желтовато-коричневую окраску, характерную для ИОК 2, отвечающему палеотемпературам от 50°C до 140°C.

* 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».

ГЕНЕРАЦИЯ ПРОДУКТОВ ОКИСЛЕНИЯ ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА

Темраз Белал Эссам Таха Мохаммед, С.А. Ситнов, А.Ф. Шагеев
ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет

Энергетические, экологические и промышленные сообщества сосредоточены на процессах декарбонизации, в частности, на утилизацию попутного нефтяного газа (ПНГ) и широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ) [1]. Кроме того, освоение месторождений нефти с карбонатом типом коллектора сопряжено с определёнными сложностями. В данной работе представлены и апробированы лабораторные реакторные стенды с применением реактора периодического действия и проточного типа для каталитического окисления лёгких 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 лёгких УВ и получения оксидата с наибольшим содержанием органических карбоновых кислот (рис. 1).

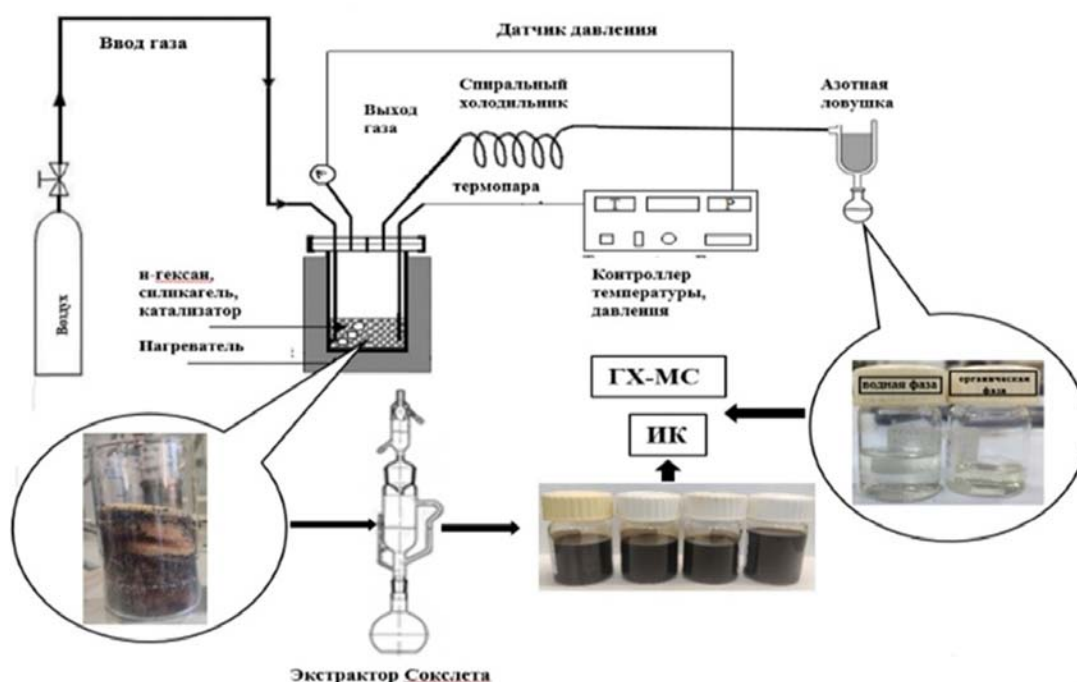


Рис. 1. Схема установки с реактором периодического действия

Данный комплекс (см. рис. 1) включает реактор периодического действия ($T_{\max} = 300$ °С, $P_{\max} = 130$ 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, причём 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 – O-O-. 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°С 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.

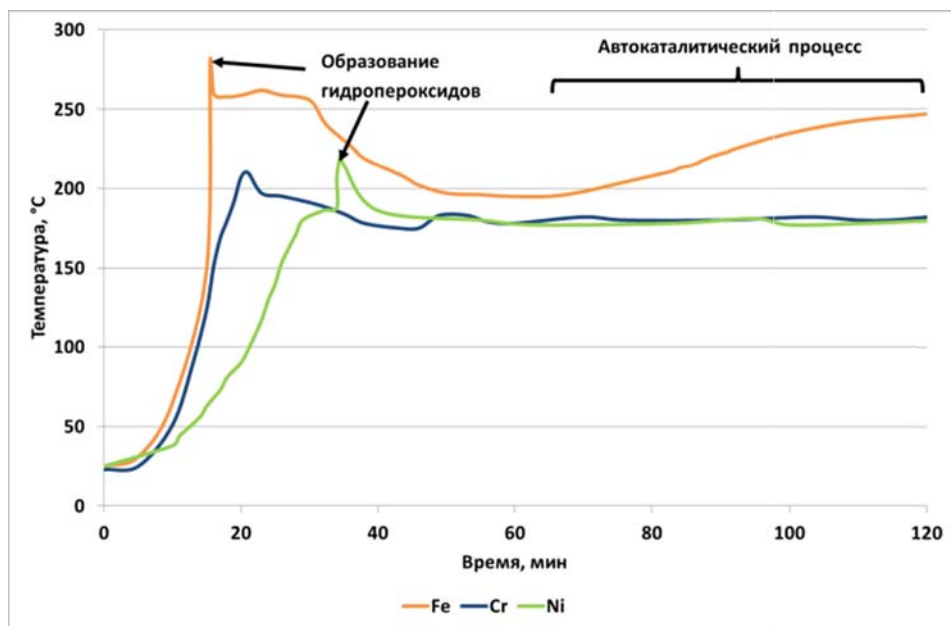


Рис. 2. Изменение температуры в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов

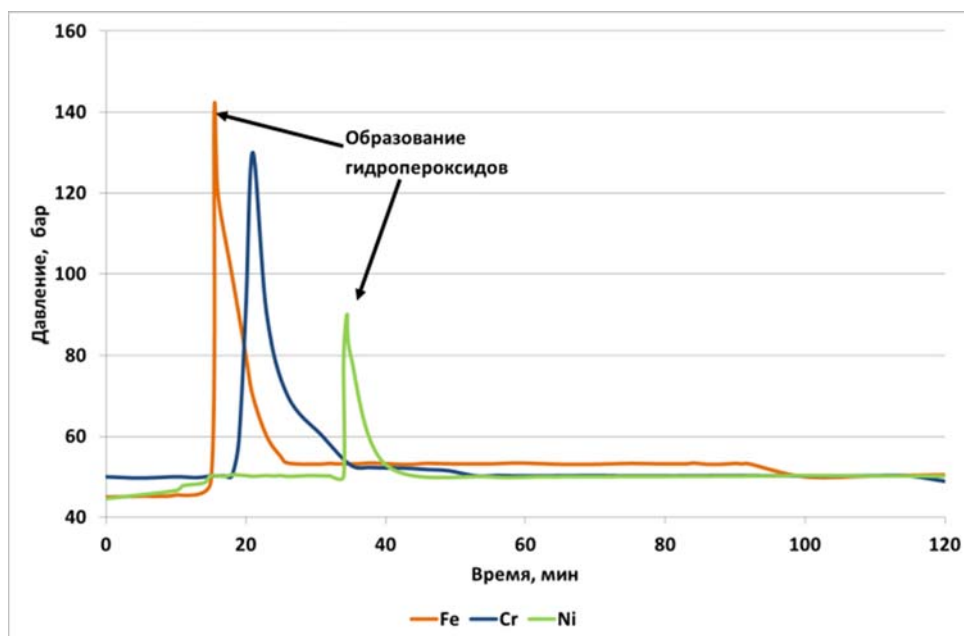


Рис. 3. Изменение давления в реакторе во время эксперимента в присутствии катализаторов

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 катализаторе 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].

Для большего приближения к пластовым условиям было принято решение о модернизации первоначальной установки. Усовершенствованный стенд представлен на схеме на рис. 2. Автоклав периодического действия был заменён 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 подаётся 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 заводе, где ПНГ или ШФЛУ будет смешиваться с окислителем во внутрискважинном реакторе и продукты окисления будут впрыскиваться сразу в пласт.

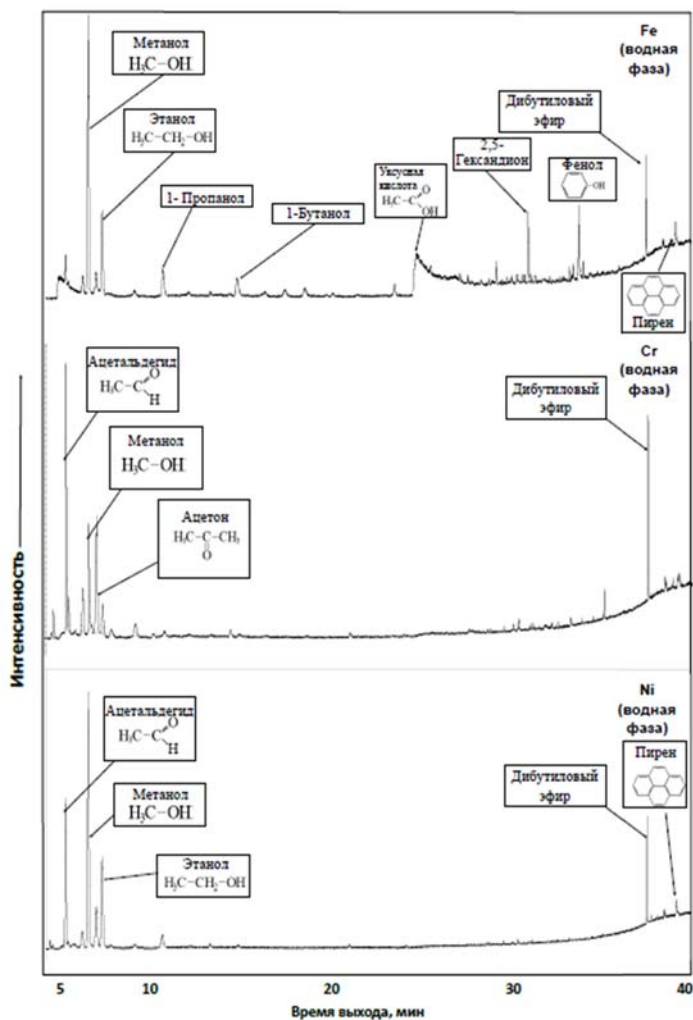


Рис. 5. ГХ-МС спектры продуктов каталитического окисления н-гексана

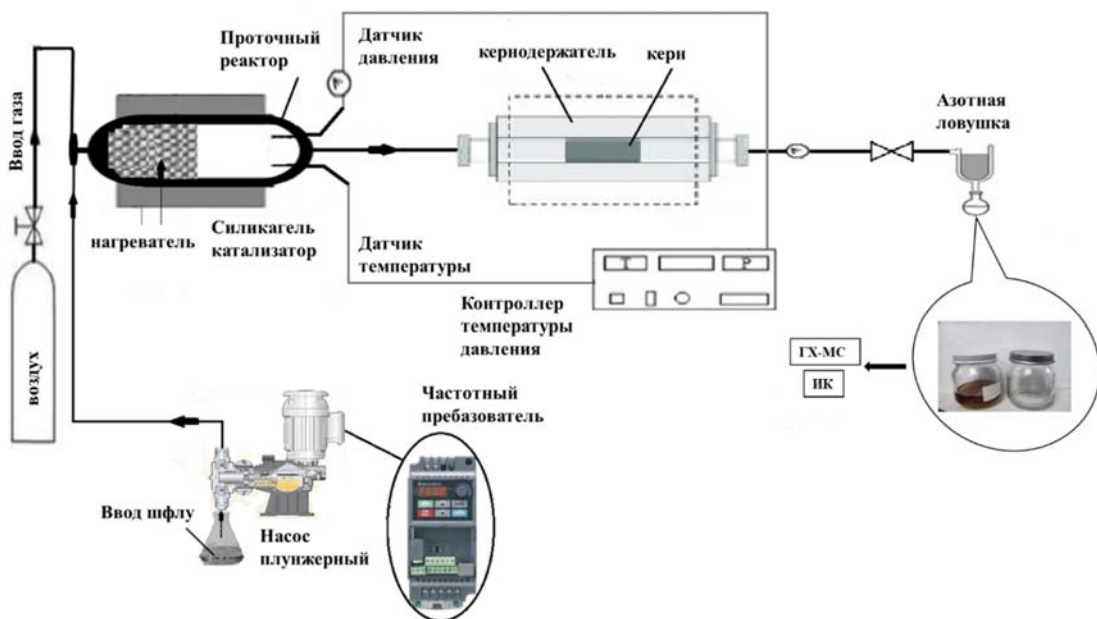


Рис. 6. Схема установки с проточным реактором и кернодержателем

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>

ПРОГНОЗ И ПОИСК МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЛЬНЕОЛОГИЧЕСКИХ ВОД МАЛОИЗУЧЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ТАТАРСТАНА

Б.В. Успенский^{1,2}, Е.Е. Андреева¹, А.Г. Баранова¹, Л.З. Анисимова¹, Р.Р. Хазиев¹, К.Ю. Колузаева¹,
А.А. Кorableв²

¹Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань

²Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань

FORECAST AND SEARCH FOR DEPOSITS OF BALNEOLOGICAL WATERS OF THE LITTLE-STUDIED LANDS OF TATARSTAN

B.V. Uspenskiy^{1,2}, E.E. Andreeva¹, A.G. Baranova¹, L.Z. Anisimova¹, R.R. Khaziev¹, K.Y. Koluzaeva¹,
A.A. Korablev²

¹Institute of Ecology and Subsoil Use Problems of TAS, Kazan

²Institute of Geology and Oil and Gas Technologies K(P)FU, Kazan

Аннотация: В настоящей работе рассмотрены предпосылки открытия месторождений бальнеологических вод и лечебных грязей на территории Республики Татарстан. Определённые перспективы открытия этих месторождений в той или иной степени связаны с зонами гипергенеза, где происходит разрушение нефтяных залежей. Открытие этих месторождений позволит выявить на малоизученных территориях РТ санаторно-курортные зоны для строительства бальнеологических курортов и санаториев.

Ключевые слова: нефтяная залежь, зоны гипергенеза, Республика Татарстан, малоизученные территории, природный резервуар, пермские отложения.

Abstract: In this paper, the prerequisites for the discovery of deposits of balneological waters and therapeutic mud on the territory of the Tatarstan Republic are considered. Certain prospects for the discovery of these deposits are more or less related to the zones of hypergenesis where the destruction of oil deposits occurs. The discovery of these deposits will make it possible to identify sanatorium-resort areas for the construction of balneological resorts and sanatoriums in the poorly studied territories of the Tatarstan.

Key words: oil deposit, hypergenesis zones, Tatarstan Republic, poorly studied territories, natural reservoir, Permian deposits

Республика Татарстан на протяжении многих лет остаётся одним из самых притягательных мест Поволжья для отдыха и лечения. За последние два года они стали ещё более популярны на фоне ограничения отдыха на зарубежных курортах. Но количество водолечебниц и мест в санаториях ограничено. Это создаёт проблему как для населения республики, так и для привлечения нуждающихся в лечении из других регионов России и из Зарубежья. Ещё одна причина удорожания услуг – привозное сырьё. Например, для лечения многих заболеваний в санатории «Дельфин» (Зеленодольский район) используют грязи и минеральные воды города Эссенуки. Хотя в Республике Татарстан имеются свои санатории на местном сырьё (Ромашкино, Бакирово, Ижминводы).

Перспективы обнаружения бальнеологических вод и грязей в республике связаны с образованием последних в условиях разрушения нефтяных скоплений в условиях гипергенеза [1,2]. Зная условия формирования и закономерности размещения подобного углеводородного сырья, можно прогнозировать природные резервуары сопутствующих им бальнеологических и минеральных подземных вод. Следует также отметить, что на территории РТ есть озера, илистое дно которых представлено лечебными грязями (например, озера Голубое и Безымянное в районе г. Казань) (рис. 1).

Выявление месторождений бальнеологических вод и грязей имеет следующее практическое значение:

– Для ПАО «Татнефть» – выявление зон развития природных резервуаров бальнеологических вод в перм-

ских отложениях и критериев поиска месторождений бальнеологических вод на основе обобщения материалов предыдущих исследований с использованием современных методик интерпретации геофизических, геохимических и геологических данных.

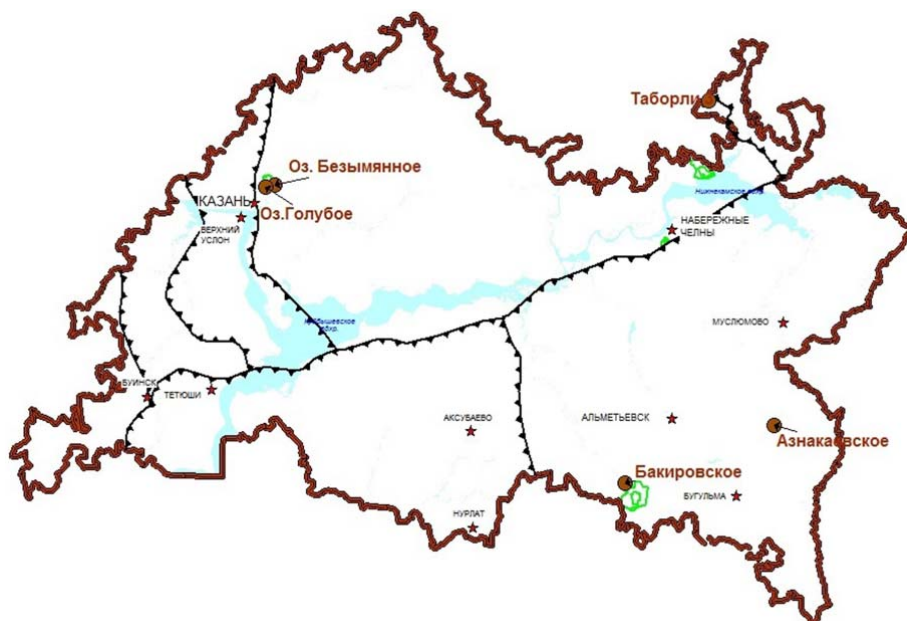


Рис. 1. Карта Республики Татарстан с указанием месторождений бальнеологических грязей (отмечены коричневым кругом.)
Масштаб 1:2 500 000

– Для Республики Татарстан – строительство новых лечебно-оздоровительных комплексов для жителей республики и соседних регионов.

Подобные (по составу близкие к водам «Нафтуса» – минеральная вода Трускавца) воды геологи ТГРУ выявили к северу от Ульяновской области в пределах Тетюшского района. Но образование данных вод по мнению главного гидрогеолога ТГРУ Ибрагимова Р.Х. связано с разрушением скоплений природных битумов, залегающих в недрах казанских отложений.

В настоящее время лаборатория геологического и экологического моделирования располагает следующими материалами: геолого-геофизический материал по структурным скважинам Татарстана; карты распространения природных резервуаров сверхвязкой нефти и природных битумов в пермских отложениях РТ.

На основе вышеописанного материала будут разработаны критерии прогноза, поисков и разведки месторождений формирования бальнеологических вод и лечебных грязей в верхней части осадочного чехла; будет выполнено построение карты распространения природных резервуаров бальнеологических вод и лечебных грязей по пермским отложениям Республики Татарстан.

В качестве будущего фронта работы, лаборатория геологического и экологического моделирования предлагает дорожную карту с календарным планом:

- изучение особенностей глубинного строения центральных районов Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (на примере РТ); (2025 г.)
- изучение особенностей геологического строения пермских природных резервуаров; (2025–2026 гг.)
- исследование условий формирования и закономерностей размещения месторождений бальнеологических вод в пермских природных резервуарах; (2027 г.)
- выявление пермских природных резервуаров бальнеологических вод; (2025–2028 гг.)
- разработка критериев прогноза, поисков и разведки месторождений бальнеологических вод и лечебных грязей (2028–2029 гг.).

В заключении следует отметить, что лечение минеральными водами и грязелечение давно известные человечеству, и довольно популярные методы физиотерапии, активно применяемые в медицине, и которые не раз доказали свою эффективность. Поиск новых месторождений данного вида ресурсов позволит выявить на малоизученных территориях РТ санаторно-курортные зоны для строительства бальнеологических курортов и санаториев.

Литература

1. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов // Москва: Альянс, 2021. – 310 с.
2. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей // Ленинград: Недра, 1989. – 258 с.

ЭМИССИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НАД НЕФТЯНЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ

Д.М. Фаварисова, Е.В. Морозова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, d.favarisova@gmail.com, evgeniya_morozova97@mail.ru

EMISSION OF HYDROCARBONS OVER OIL FIELDS

D.M. Favarisova, E.V. Morozova

Kazan Federal University, d.favarisova@gmail.com, evgeniya_morozova97@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена проблема эмиссии углеводородных газов (в частности метана) над разрабатываемыми известными нефтяными месторождениями Татарстана. Полученные результаты позволили определить тип эмиссионного метана, что подтверждает теорию о диффузии углеводородных газов из эксплуатируемых месторождений.

Ключевые слова: эмиссия, метан, изотопия, газы.

Abstract. The article considers the problem of emission of hydrocarbon gases (in particular methane) over the developed well-known oil fields of Tatarstan. The results obtained made it possible to determine the type of methane emission, which confirms the theory of diffusion of hydrocarbon gases from exploited fields.

Key words: emission, methane, isotopy, gases.

В рамках программы «Приоритет-2030» на территории Татарстана (рис. 1) также были отобраны 126 проб подпочвенного слоя для дальнейшей дегазации и хроматографического анализа.

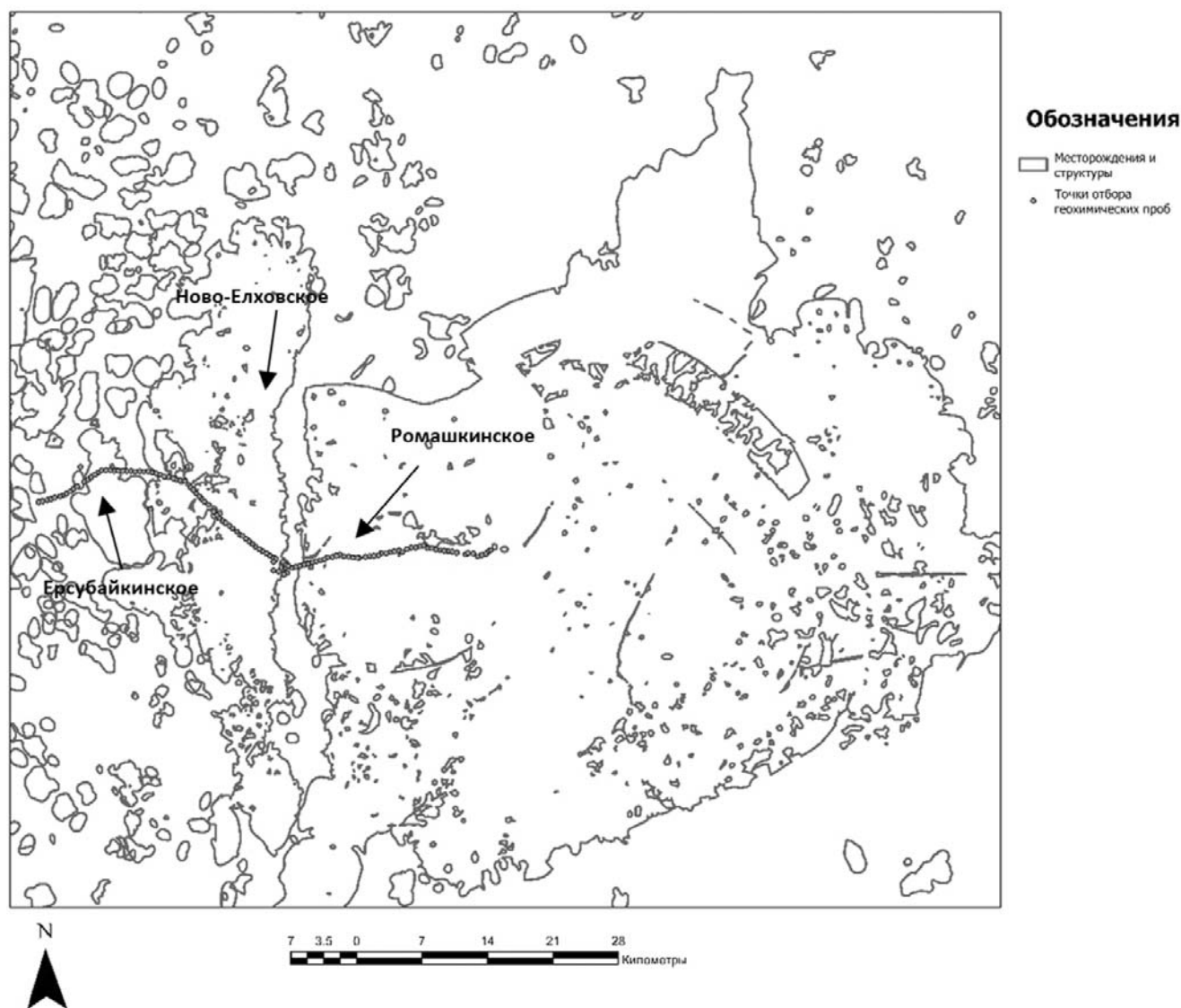


Рис. 1. Территория исследовани

Диаграмма Бернарда (рис. 2) [1] по отобранным образцам показывает, что большинство образцов соответствуют термогенному метану. Также стоит отметить, что образцов с Ново-Елховского и Ромашкинского месторождения, которые попали в биогенную область в основном характеризуются средними значениями по сумме УВ. Следовательно, можно предположить, что данные области могут характеризоваться наличием метановых бактерий [2], при этом биодеграционных признаков [3] на выделенных областях по отношению $iC_4/C_4 (<0.5)$ (рис. 3) практически не обнаружено.

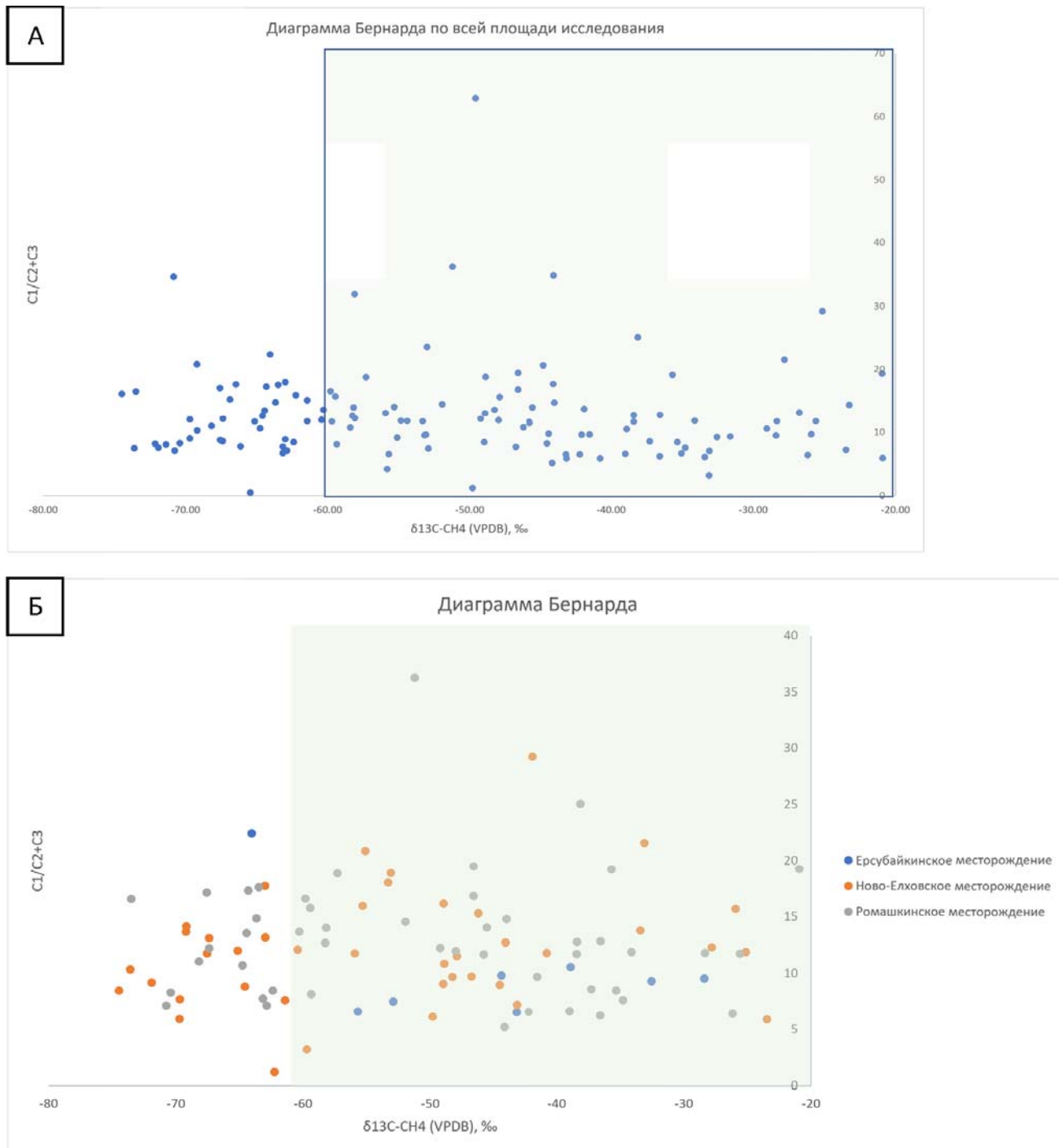


Рис. 2. Диаграмма Бернарда (А – по всей площади исследований; Б – для месторождений)

Полученные данные позволяют определить тип эмиссионного метана, что подтверждает теорию о диффузии углеводородных газов из эксплуатируемых месторождений. Таким образом, проведённые исследования позволили качественно выявить подтоки метана и его генезис.

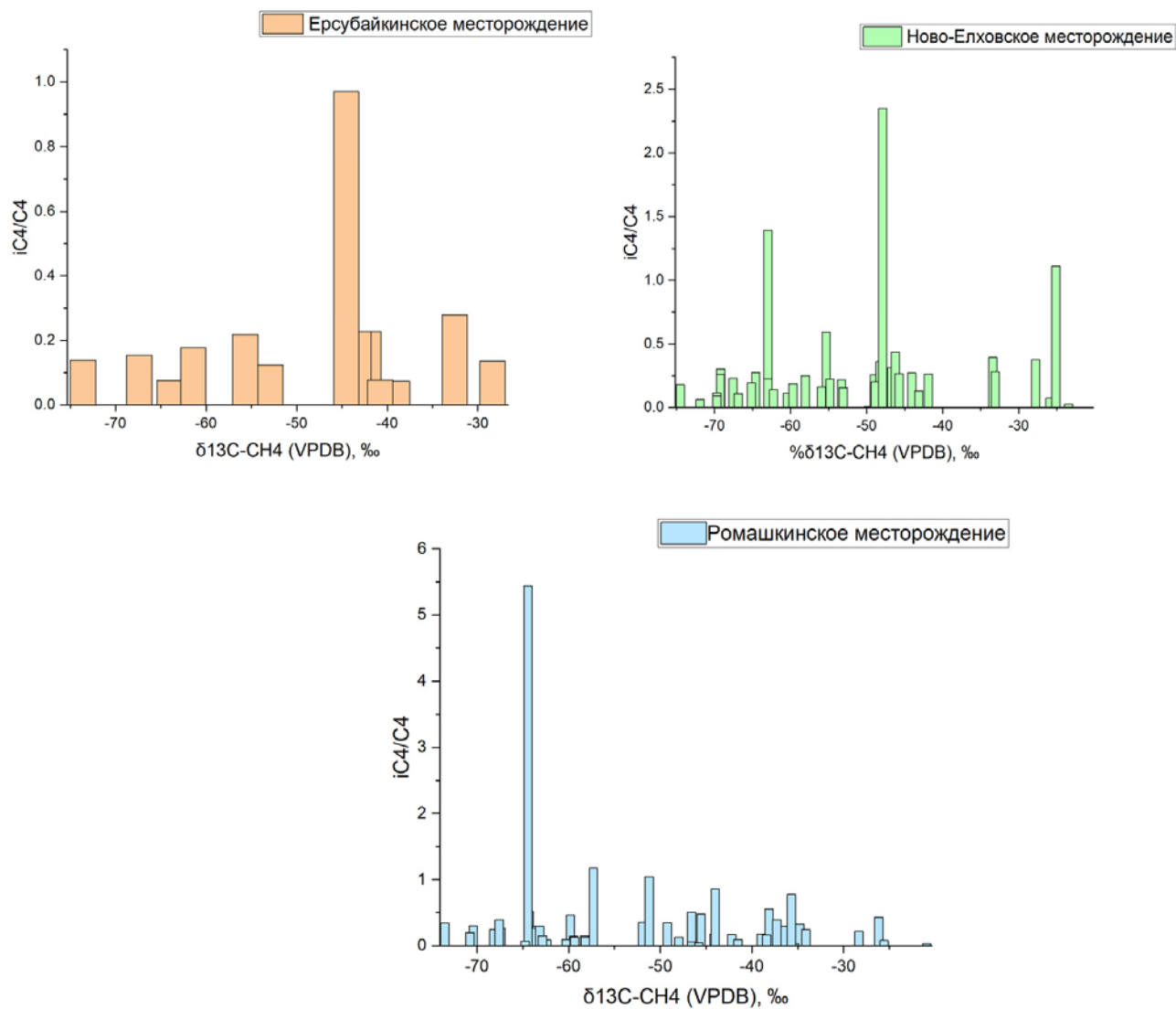


Рис. 3. Гистограммы биодegradационных признаков

Литература

1. *Whiticar M.* Carbon Isotopes in Petroleum Scienc / M. Whiticar // Encyclopedia of Petroleum Geoscience. – 2021. – P. 1–19.
2. *Юдович Я.Э., Кетрис М.П.* Соотношения изотопов углерода в стратиффере и биосфере: четыре сценария: Биосфера / Юдович Я.Э., Кетрис М. П. – 2010. – Т. 2. – № 2. – С. 231–246.
3. *Sovolev I.* Experience in surface hydrocarbon geochemical, gamma-ray spectrometry and magnetic survey on oil field in the Bazhenov Formation / I. Sobolev, A. Orekhov, N. Bredikhin // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering. – 2016. – Vol. 327. – P. 78–87.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РУЧНОЙ И АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН В ПК «ГИСНЕЙРО»

А.И. Фаткуллина

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, fatkullina_alsy@mail.ru

(COMPARATIVE ANALYSIS OF MANUAL AND AUTOMATIC CORRELATION OF WELL SECTIONS IN THE GISNEURO PC)

Fatkullina A.I.

Kazan (Volga Region) University, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan,
fatkullina_alsy@mail.ru

Аннотация. В работе описаны возможности ПК «Гиснейро» для автоматической стратиграфической корреляции пластов, приведено сравнение результатов работы модуля «Автостратиграфия 3D» с экспертной корреляцией, выполнен количественный и качественный анализ результатов корреляции, приведены преимущества и недостатки автоматизированного подхода.

Ключевые слова: стратиграфическая корреляция, автостратиграфия.

Abstract. The paper describes the capabilities of the Gisneuro PC for automatic stratigraphic correlation, presents the results of comparing the results of the Autostratigraphy module with expert correlation, performed a quantitative and qualitative analysis of the correlation results, and shows the advantages and disadvantages of the algorithmic dependence.

Key words: Stratigraphic correlation, autostratigraphy

ПК «Гиснейро» – комплекс алгоритмов по автоматизации интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), позволяющий усовершенствовать выполнение процессов при обработке данных по скважинам в многоскважинном режиме. «Гиснейро» был разработан в период с 2017 по 2020 г. командой КФУ, сам продукт принадлежит ПАО «Татнефть» им В.Д. Шашина [1].

Выделение стратиграфических объектов – основа всех видов геологических работ. Корректное определение границ позволяет построить геологическую модель, наиболее точно отображающую особенности залегания пород. При достаточно хороших знаниях о геологическом строении региона и особенностях залегания пластов, стратиграфическая корреляция пластов является рутинной задачей.

Одна из главных возможностей «Гиснейро» – пространственная корреляция стратиграфических отбивок разреза в скважинах. Модуль «Автостратиграфия 3D» учитывает пространственное расположение скважин на площади месторождения, данные инклинометрии и экспертное стратиграфическое расчленение разреза опорных скважин.

На первом этапе выбираются опорные скважины с экспертным стратиграфическим расчленением разреза, охватывающие большую часть области моделирования. В модуле предусмотрен алгоритм для автоматического подбора опорных скважин, выделяющимся по следующим критериям:

- полнота исходных данных – обязательное наличие кривых ГК и НГК, абсолютные глубины на весь интервал кривых ГИС;
- количество опорных скважин – ограничивается минимум 10% от общего фонда;
- равномерное расположение на площади – каждая опорная скважина стремится расположиться рядом с максимальным количеством интерпретируемых скважин.

Далее определяется опорная глубина – первое приближение стратиграфической границы пласта, которое далее будет уточняться из условия наилучшего соответствия образов кривых ГИС. По первому приближению методом AVOS (Approximation Based On Smoothing) строится геологическая поверхность, аппроксимирующая данные с опорных скважин на интерпретируемые. В результате аппроксимации данных определяются соседние скважины и строится функция, зависящая от корреляции между значениями кривых. Аргументом функции является потенциальная глубина стратиграфической отметки на интерпретируемой скважине. Итоговой глубиной является значение аргумента целевой функции, определяющее наибольшую величину целевой функции.

Данный алгоритм является универсальным и его применение возможно на различных месторождениях, в т.ч. с уникальным геологическим строением (рис. 1).

Для оценки качества результатов работы было проведено сравнение экспертной и автоматической корреляции: количества выделенных объектов, отметок кровли и подошвы (рис. 2–3). Проведённый анализ показывает, что в целом число выделенных автоматически в «Гиснейро» горизонтов мало отличается от числа экспертных, небольшую разницу можно объяснить особенностью работы алгоритма. Сравнение отметок кровли и подошвы так же показывает высокую сходимость. В целом, автоматическая корреляция в «Гиснейро» не уступает экспертной корреляции, проделанной вручную. Во многих случаях корреляция, проводимая экспертом, является субъективной, а её результаты могут отличаться даже в пределах одного месторождения. «Автостратиграфия 3D» позволяет унифицировать выделение стратиграфических объектов и минимизировать человеческий фактор, и в целом ускоряет процесс расчленения разрезов скважин на стратиграфические объекты. Недостатком модуля могут являться

ошибки в выполнении корреляции на скважинах с выклиниванием пластов, присутствием врезных частей и других подобных сложных случаях.

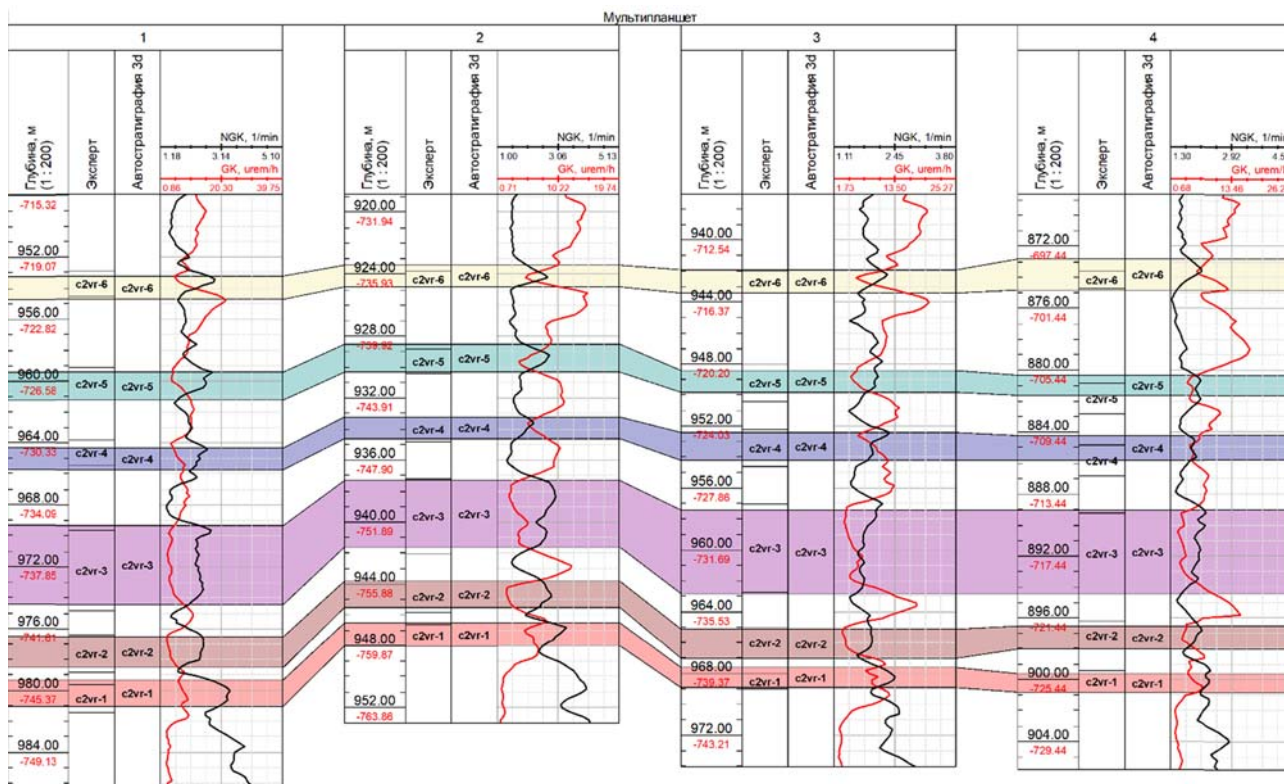


Рис. 1. Результат работы модуля «Автостратиграфия 3D» в сравнении с экспертной оценкой

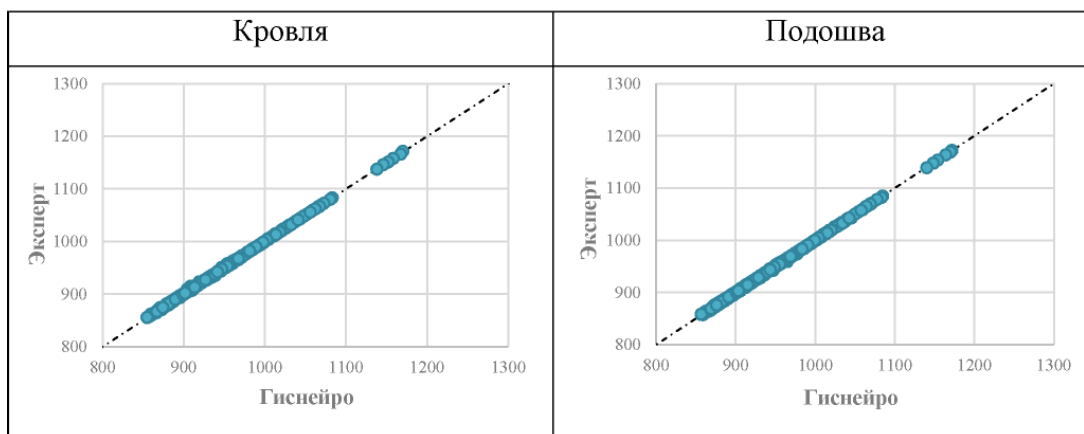


Рис. 2. Сравнение отметок кровли и подошвы пластов C2vr1-6, выделенных экспертом и автоматически в «Гиснейро»

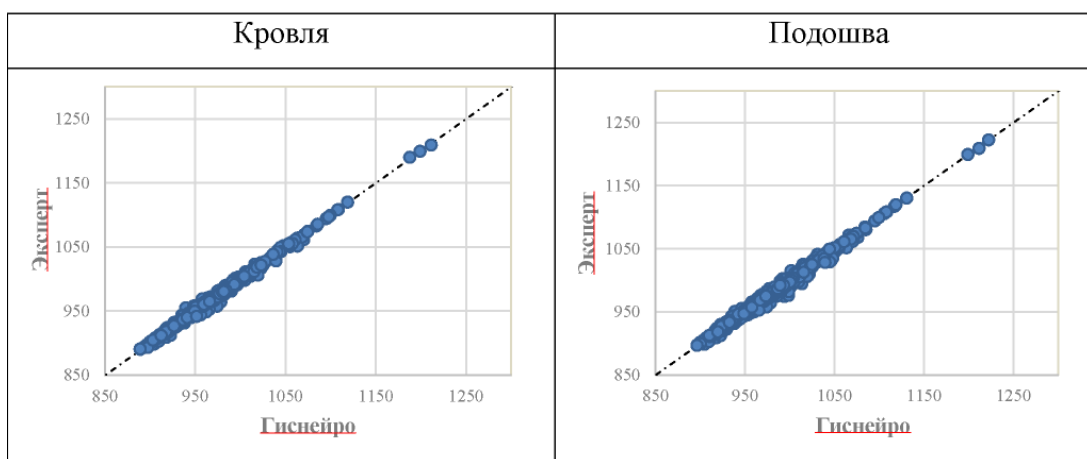


Рис. 3. Сравнение отметок кровли и подошвы пластов C2bsp1-3, выделенных экспертом и автоматически в «Гиснейро»

Таким образом, автоматическая корреляция в «Гиснейро» не уступает экспертной корреляции, проделанной вручную. Для достижения наилучших результатов рекомендуется увеличить количество опорных скважин, а также включать в выборку обособленные и «вылетающие» скважины. В будущем планируется улучшение алгоритмов «Автостратиграфии 3D» и более подробное тестирование на месторождениях со сложным строением.

Литература

1. Судаков В.А., Леонтьев А.А., Валидов М.Ф., Муртазин Т.А., Хабинов Р.М., Шуматбаев К.Д., Сафаров А.Ф., Абусалимова Р.Р., Иксанова А.Ф. Возможности многоскважинных технологий в ПК «Гиснейро 2.0» при интерпретации данных ГИС // Нефтяная провинция. – 2022.

ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГРАВИРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ МАЛОГЛУБИННЫХ ПОДНЯТИЙ

А.Г. Харисов, М.С. Корнилов, Р.Н. Ситдилов, П.С. Крылов

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», *Ayrat.Kharisov@kpfu.ru*

GRAVITY EXPLORATION WORK ON THE TERRITORY OF SHALLOW-DEPTH OIL DEPOSITS

A.G. Kharisov, M.S. Kornilov, R.N. Sitdikov, P.S. Krylov

Kazan (Volga region) Federal University, *Ayrat.Kharisov@kpfu.ru*

Аннотация. В работе рассмотрены возможности применения гравиразведочных методов с целью оконтуривания малоглубинных залежей нефти. Описана предварительная оценка возможности оконтуривания, ход полевых работ и их результаты. Сделаны выводы о том, что высокоточная площадная гравиметрическая съёмка даёт быструю и качественную информацию, полезную для вышеуказанных целей.

Ключевые слова: гравиразведка, гравиметр, оконтуривание, геофизические методы.

Annotation. The paper considers the possibilities of using gravity exploration methods to delineate shallow-depth oil deposits. A preliminary assessment of the possibility of contouring, the course of fieldwork and their results are described. It is concluded that high-precision areal gravimetric survey provides fast and high-quality information useful for the above purposes.

Key words: gravity exploration, gravimeter, delineation, geophysical methods.

Гравиразведочные методы широко применяются в целях поиска и разведки на различные источники углеводородного сырья [1]. За последние два десятилетия произошло существенное повышение качества и точности гравиметрического оборудования, что позволяет проводить более детальные исследования [2-3]. В данной работе рассматривается пример использования высокоточной гравиразведки для оконтуривания малоглубинных поднятий.

Перед проведением полевых работ была произведена оценка возможности оконтуривания залежи методом гравиразведки. Для этого были смоделированы ожидаемые гравитационные эффекты от песчаных линз различных мощностей – от 5 до 20 м (табл. 1, рис. 1).

Таблица 1

Ожидаемые гравитационные эффекты от песчаных линз разных мощностей

Глубина залегания, м	Мощность песчаной линзы, м	Аномальная плотность, г/см ³	Расчётная аномалия, мкГал
200	20	0,3	180–200
200	10	0,3	90–100
200	5	0,3	40–50

Ожидаемые аномальные эффекты составили 40 мкГал и выше. Подобную точность измерений можно легко достичь при достаточно коротком времени наблюдения на каждом пункте, так как современные гравиметры обладают очень высокой точностью измерений – до 5 мкГал в хороших условиях.

Для проведения площадной съёмки была выбрана система параллельных профилей, расположенных перпендикулярно простирающую изучаемой структуры (рис. 2). Были выбраны 21 профиль с шагом наблюдения 150 м. Такой шаг был определён для того, чтобы ожидаемые аномальные эффекты фиксировались минимум на трёх пунктах наблюдения. Таким образом, общее количество пунктов составило 567 точек.

Площадная гравиметрическая съёмка выполнялась с использованием гравиметров Scintrex CG-5 Autograv. Для выполнения работ на гравиметрах были выбраны настройки, обеспечивающие желаемую точность измерений при минимальном времени наблюдения (табл. 2). Плановая и высотная привязка пунктов, необходимая для последующей обработки, осуществлялась при помощи спутниковых приёмников Trimble R10-2.

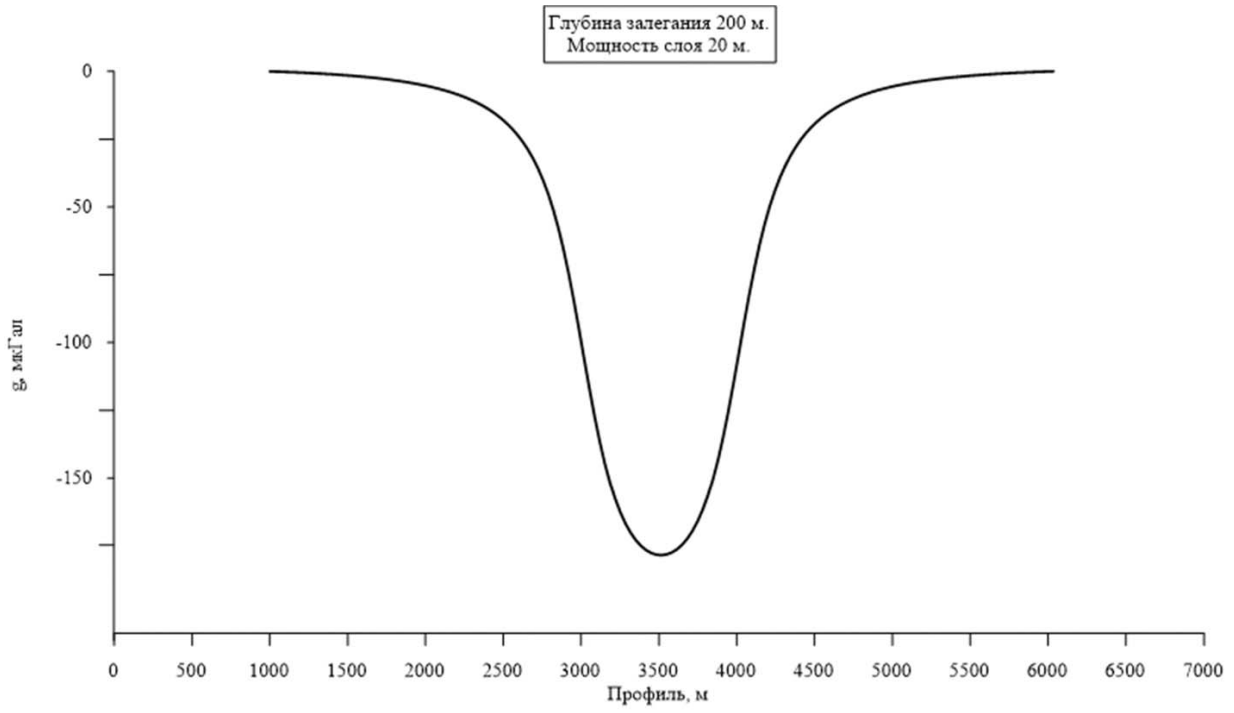


Рис. 1. График ожидаемого гравитационного эффекта от песчаной линзы мощностью 20 метров и глубиной залегания 200 метров

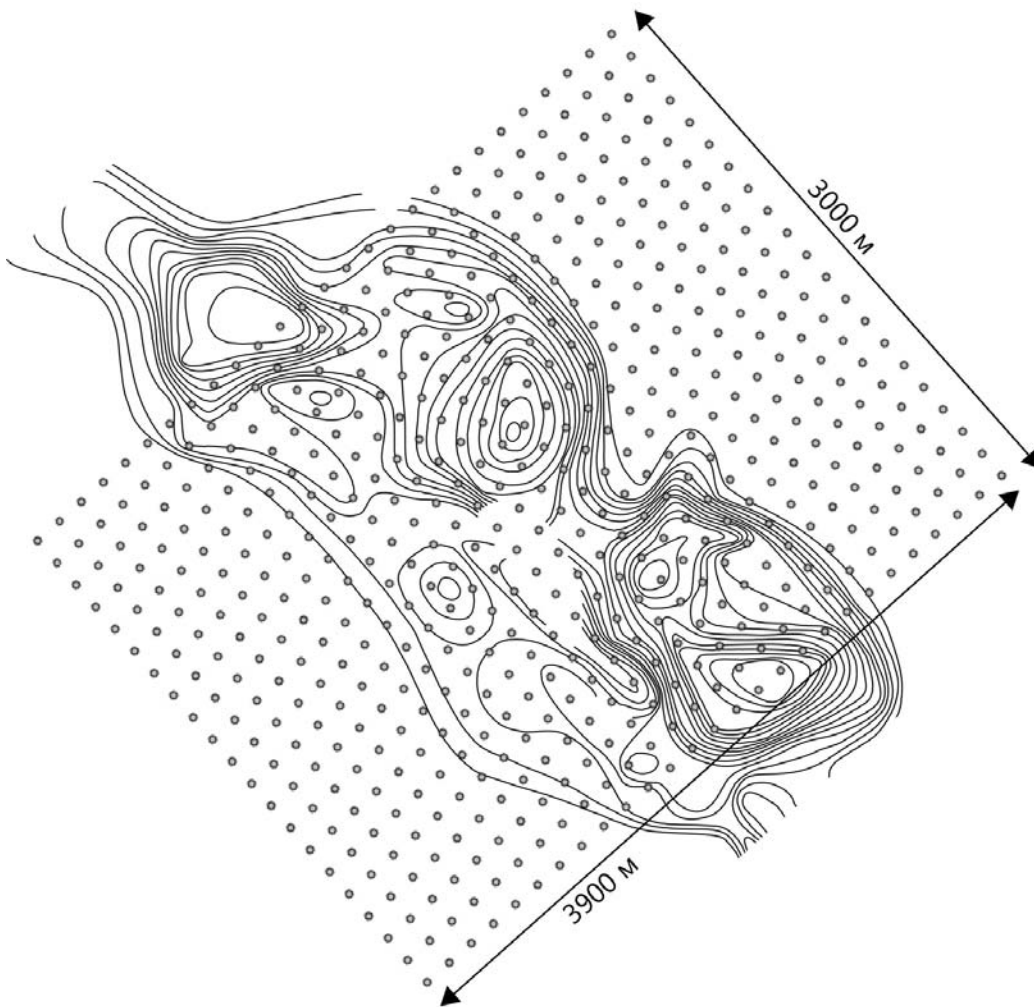


Рис. 2. Плановое расположение пунктов измерения над изучаемой структурой

Настройки гравиметра

Меню OPTIONS	
Read time	60 секунд
#Of cycles	2
Start delay	5 секунд
Record amb. temp	Yes
Меню AUTOGRAV	
Tide Correction	YES
Cont. Tilt	YES
Auto Rejection	YES
Terrain Corr.	NO
Seismic Filter	YES
Raw Data	YES

Помимо плановых 567 пунктов рядовой сети, были проведены измерения на 72 законтурных пунктах (рис. 3). Это необходимо для учёта влияния регионального фона силы тяжести

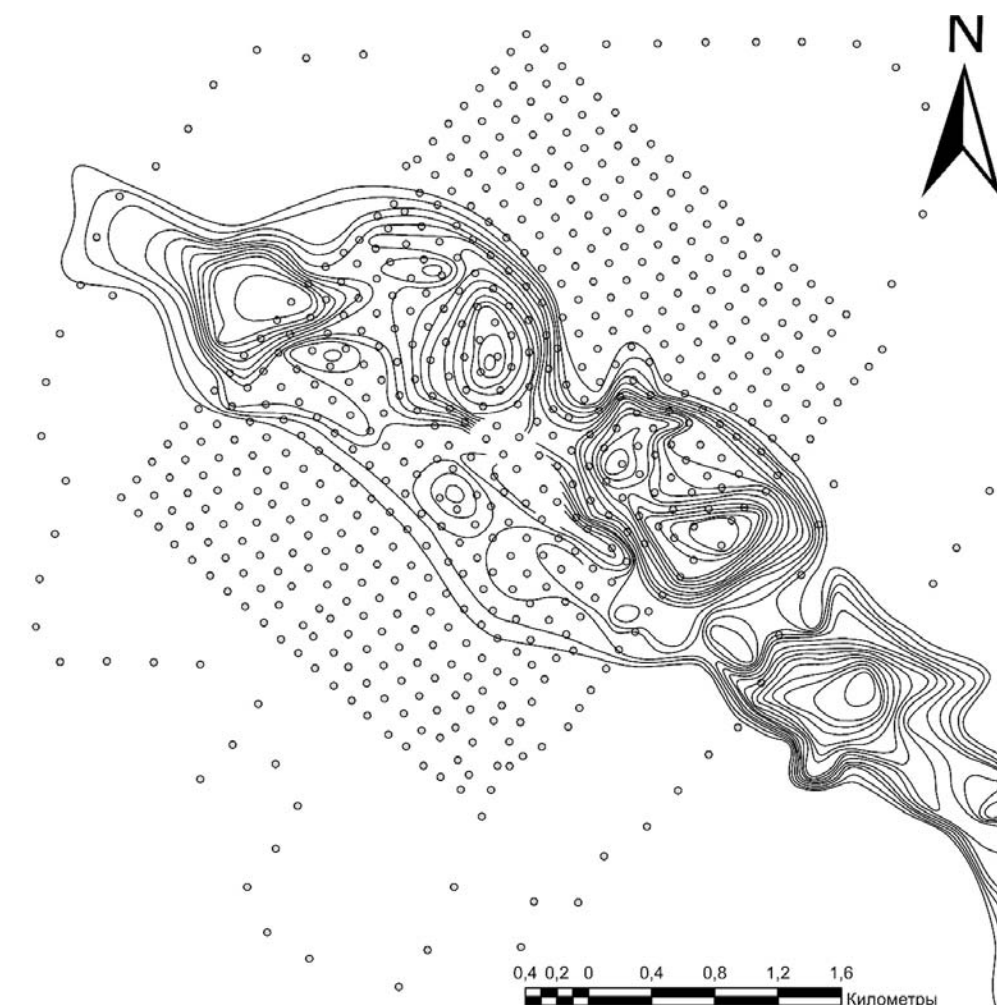


Рис. 3. Фактические пункты измерения и законтурные точки над изучаемой структурой

Для определения погрешности съёмки были проведены контрольные измерения рядовой сети. Было проведено 56 повторных контрольных измерений на данной площади, что составило 10% от общего количества пунктов наблюдения на месторождении. По данным проведения контрольных измерений была определена погрешность измерений, которая составила 15 мкГал.

По результатам, полученным после проведения полевой высокоточной гравиметрической съёмки на участке исследований, была построена карта наблюдаемого поля силы тяжести. Основной участок исследования находится в центре площади, где расположен основной купол залежи (рис. 4).

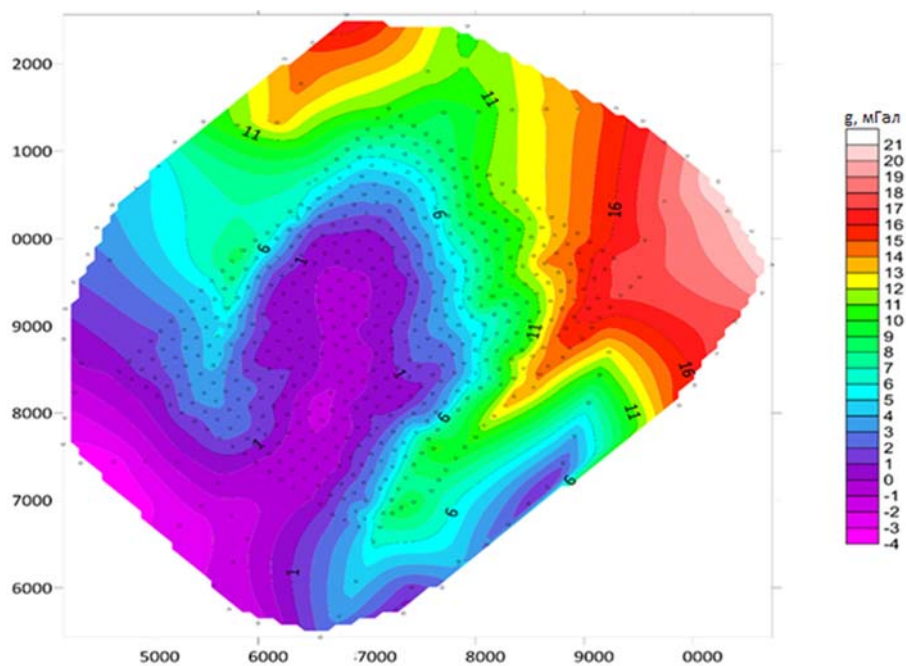


Рис. 4. Карта наблюдений поля силы тяжести

Также были рассчитаны аномалии силы тяжести в редукции Буге без учёта регионального фона (рис. 5). Из карты аномалии силы тяжести в редукции Буге была вычтена региональная составляющая гравитационного поля (рис. 6).

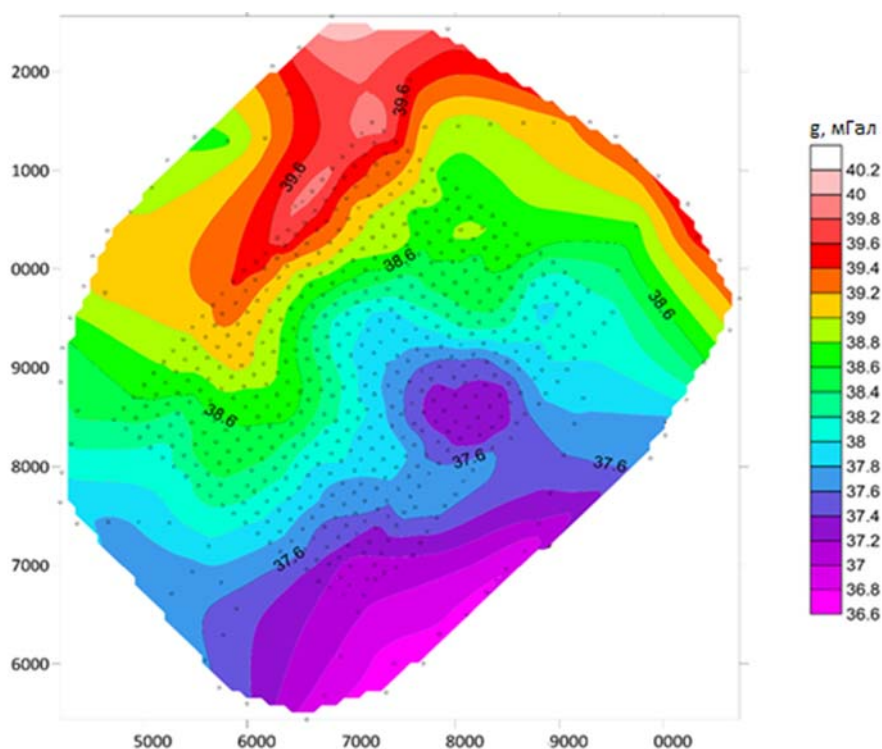


Рис. 5. Карта аномалии силы тяжести в редукции Буге

На рис. 6 отчетливо видно, что отрицательные аномалии силы тяжести в редукции Буге повторяют самые крупные поднятия структуры. При этом можно при необходимости провести уточнение существующей модели. В проведении данной работы было задействовано 2 бригады сотрудников Казанского федерального уни-

верситета. Общее время полевых работ составило 10 дней. При увеличении количества приборов и людей время исследования можеткратно уменьшиться.

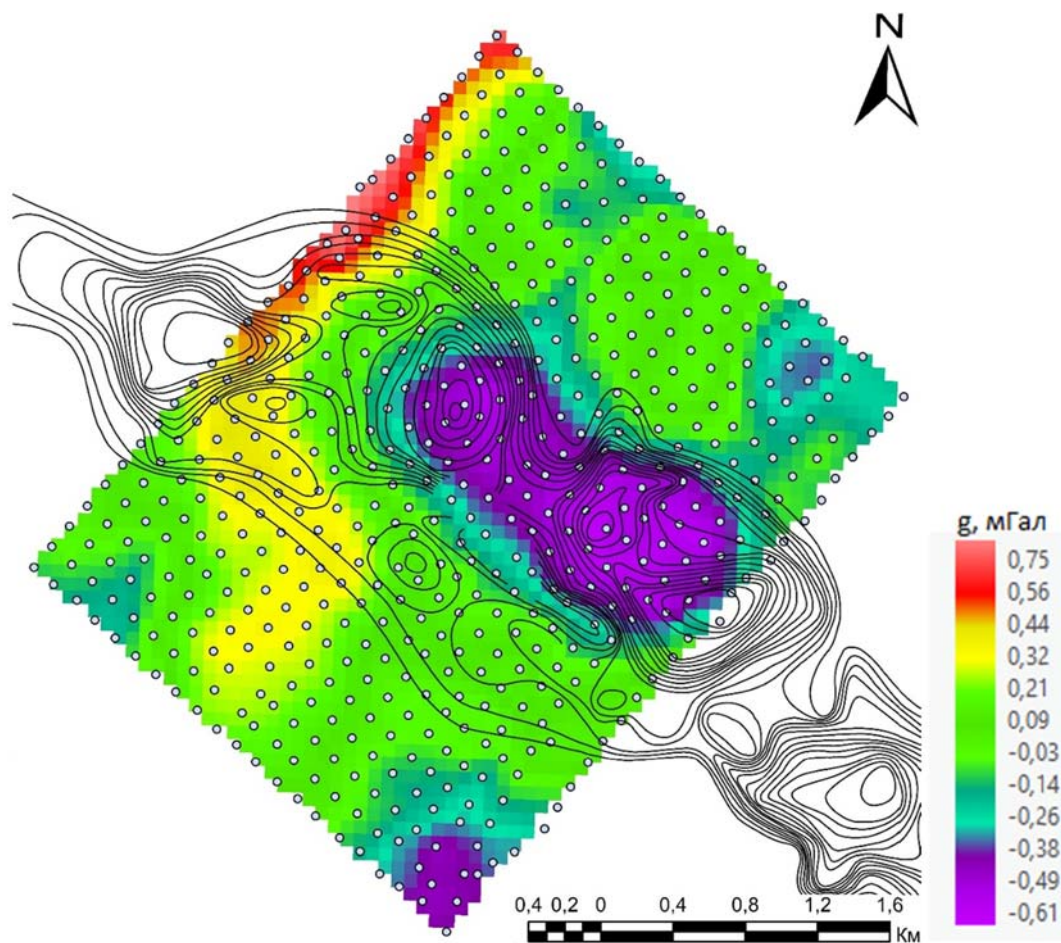


Рис. 6. Карта аномалии силы тяжести в редукции Буге с учётом регионального фона

Таким образом, высокоточная площадная гравиметрическая съёмка может быстро и качественно дать информацию, полезную для целей оконтуривания малоглубинных поднятий.

** 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. Боровский М.Я. Геофизическая разведка на нетрадиционные источники углеводородного сырья / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, В.И. Богатов // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 31–34.
2. Лыгин И.В. Повышение информативности геологических моделей с привлечением данных гравиразведки и магниторазведки / И.В. Лыгин, Н.К. Мясоедов, Д.Н. Твердохлебов // ГеоЕвразия-2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: Труды Международной геолого-геофизической конференции, Москва, 05–08 февраля 2018 года. – Москва: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 290–295.
3. Решение задач нефтегазовой геологии. Возможности современной гравиразведки и магниторазведки / К.В. Кривошея, И.В. Лыгин, Т.Б. Соколова, Т.П. Широкова // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 1(85). – С. 62–72.

ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КАТАЛИЗАТОРА И КИСЛОТНОГО СОСТАВА АФК

А.Ф. Шагеев¹, И.И. Мухаматдинов, С.А. Долгих, Д.Р. Зубайдуллин, Э.М. Ханнанова²

¹ИЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, AFShageev@kpfu.ru

²КФУ, ИГиНГТ, Кафедра разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов

TECHNOLOGY OF IN-WELL UPGRADING OF HEAVY OIL USING A CATALYST AND AFC ACID COMPOSITION

A.F. Shageev, I.I. Mukhamatdinov, S.A. Dolgikh, D.R. Zubaydullin, E.M. Hannanova

INTSMU "Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet", Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan,

KFU, IGiNGT, Department of Development and Operation of deposits of hard-to-recover hydrocarbons

Аннотация. В статье рассматривается возможность применения кислотного состава АФК с катализатором с целью внутрискважинного облагораживания высоковязкой нефти и раскрытия пор в породе.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, кислотный состав АФК, призабойная зона, преобразование нефти, соляно-кислотная обработка.

Abstract. The article discusses the possibility of using the acid composition of AFC with a catalyst for the purpose of in-well upgrading of high-viscosity oil and opening pores in the rock.

Key words: high-viscosity oil, AFC acid composition, bottomhole zone, oil transformation, hydrochloric acid treatment.

Значительная часть запасов месторождений углеводородов сосредоточена в низкопроницаемых и неоднородных карбонатных коллекторах. В связи с этим на первый план выходит задача повышения эффективности новых разработок. При этом следует иметь в виду, что для физико-химических методов воздействия на пласт карбонатный коллектор является значительно более активным (реакционноспособным) по сравнению с терригенным. Именно это обстоятельство зачастую и является решающим фактором при выборе технологии ПНП/ОПЗ скважин. Наибольшее распространение получили методы физико-химического воздействия на основе соляной кислоты (СКО, направленные СКО, селективные СКО, замедленные СКО, обратные кислотные эмульсии и микроэмульсии, кислотный гидроразрыв и т.п.) [1].

Применение стимулирующих мероприятий на нефтепромыслах призвано увеличивать коэффициент нефтеотдачи за счёт увеличения приемистости нагнетательных и дебитов добывающих скважин (увеличение проницаемости как призабойной зоны, так и удалённых участков пласта), увеличения охвата вытесняющим агентом и до отмыва нефти, а также снижения вязкости нефти. Ожидаемым прямым результатом мероприятий является общее увеличение продуктивности добывающих скважин по абсолютной величине.

Коллективом авторов были проведены масштабные комплексные исследования, включая как традиционные геологические, гидродинамические, петрофизические, промыслово-геофизические, физико-химические виды, так и специальные лабораторные и промысловые исследования. При этом вся совокупность исследований интерпретировалась исходя из работы скважин, состояния разработки и выработки запасов нефти. После анализа всех полученных результатов были предложены различные варианты воздействия на коллектор с целью увеличения нефтеизвлечения. Предложенные технологии прошли лабораторные испытания на моделях и кернах материала. Для выбранных технологий были построены гидродинамические модели с расчётом эффективности воздействия на пласт.

В результате проведённых исследований для испытания в реальных условиях рекомендованы три технологии:

1. Заводнение через нагнетательную скважину кислотной композиции реагента АФК.
2. Заводнение через нагнетательную скважину катализатора и композиции реагента АФК.
3. Паротепловое воздействие на пласт после обработки катализатором и композицией реагента АФК.

Карбонатный коллектор более реакционноспособен, особенно по отношению к кислотам. Основной кислотой широко используемой нефтяниками в настоящее время является соляная кислота HCl. Однако анализ научно-технической литературы говорит о нежелательности использования как самой соляной кислоты (любых концентраций), так и составов на её основе для технологических процессов кислотного заводнения в карбонатах. Это связано с её чрезвычайно высокой реакционной способностью по отношению к карбонатному коллектору. Применение различных замедлителей реакции могло бы дать определённый эффект, но лишь для ОПЗ скважин. Большие объёмы кислоты, необходимые для ПНП, привели бы к значительному удорожанию процесса в связи с высокой стоимостью этих реагентов. В связи с этим в процессе исследований была разработана и рекомендована к проведению ОПР новая кислотная композиция АФК, обладающая как сверхнизкой скоростью взаимодействия с карбонатным коллектором, так и способностью к комплексообразованию с катионами содержащихся в пластовых водах металлов, предотвращению коагуляции призабойной зоны пласта, раскольматации её и снижению вредного проявления глинистости коллектора. На рис. 1 приведены сравнительные скорости взаимодействия HCl и АФК с карбонатной породой.

Исходя из графика следует, что концентрация АФК не должна превышать 1,0%. Это существенно снижает затраты на проведение работ по ПНП.

Первоначально были проведены эксперименты на линейных моделях пласта с разной проницаемостью. Модель нефтяного пласта была составлена из двух разнопроницаемых гидродинамически несвязанных пропластков, с проницаемостями по воде 0,15 мкм² и 1,9 мкм². Для создания нефтенасыщенности вода из порового пространства пропластков вытеснялась нефтью. Вытеснение проводили до полной стабилизации характеристик на выходе из пористой среды. При этом первичная нефтенасыщенность низкопроницаемого пропластка равна 58,5%, а высокопроницаемого – 67,5% (табл. 1). Затем, для создания остаточной нефтенасыщенности, нефть из порового пространства была вытеснена закачиваемой водой. Причём вытеснение нефти из модели пласта проводили до полной обводнённости высокопроницаемого пропластка. Величины остаточной водонасыщенности равны для низкопроницаемого пропластка 36,3%, для высокопроницаемого – 17,8% с коэффициентами нефтевытеснения по воде 0,38 и 0,72, соответственно (табл. 1).

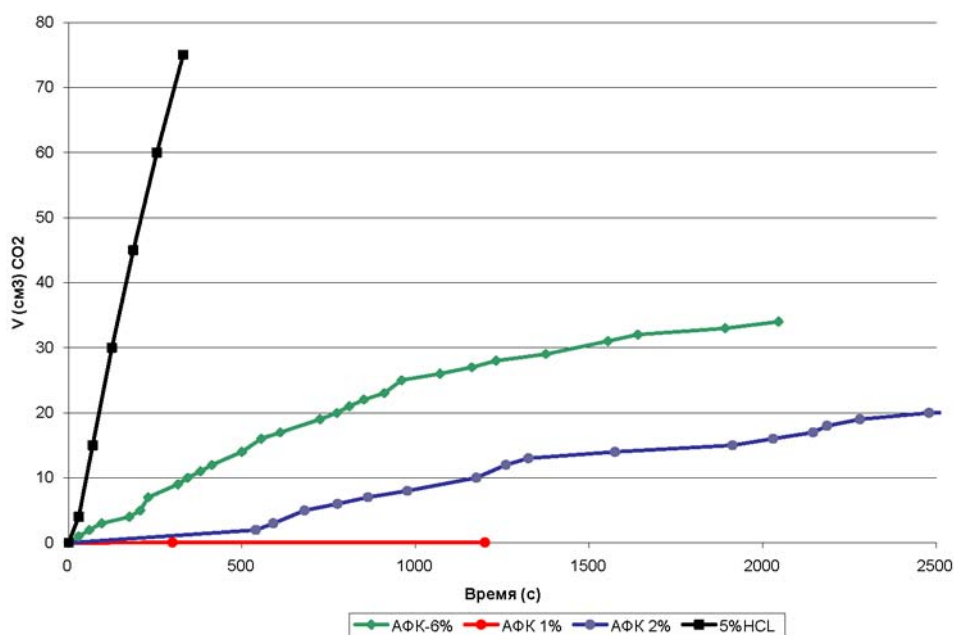


Рис. 1. Скорость реакции HCl и АФК с карбонатной породой

Таблица 1

Параметры спаренных моделей при закачке АФК

Моде-ли	До введения реагентов						После ввода реагентов			
	Впор (см3)	k/m вода	Sн (%)	Сост (%)	кн	k/m нефть	Сост (%)	кн	Δкн	k/m конч.
Модель пласта										
Н.п.п	9,6	0,15	58,5	36,3	0,38	0,015	28,2	0,52	0,14	0,005
В.п.п	11,3	1,9	67,5	17,8	0,74	0,044	9,8	0,86	0,12	0,033
Одиночные модели										
1	17,6	1,5	74,4	-	-	0,015	18,2	0,76	-	0,003
2	10,0	0,07	50,0	-	-	0,0017	13,0	0,74	-	0,0036
3	18,0	0,7	70,6	-	-	0,011	20,0	0,72	-	0,112

После создания остаточной нефтенасыщенности в поровое пространство модели нефтяного пласта был введён реагент АФК. Объём оторочки равен объёму пор модели пласта. Затем продолжили вытеснение водой.

На рис. 2 показаны характеристики вытеснения нефти из порового пространства. Из рисунка видно, что ввод реагента привёл к увеличению количества вытесненной нефти из обоих пропластков. При этом коэффициент нефтевытеснения для высокопроницаемого пропластка достиг величины 0,86, т.е. увеличился на 14,0%, для низкопроницаемого – 0,52 с увеличением на 12,0%.

Были также проведены эксперименты и на экстрагированных образцах керна башкирских отложений. При этом установлено, что в зависимости от фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) конкретных образцов концентрация АФК колеблется от 0,05 до 0,5%. Дополнительный прирост коэффициента нефтевытеснения составил от 6,0% до 11,0%. Кроме того наблюдается значительное увеличение проницаемости (рис. 3, 4, 5).

Таким образом с большой долей уверенности можно сказать, что разработанная авторами кислотная композиция АФК в совокупности с катализатором повысит КИН не менее чем на 12% и гарантированно произведёт

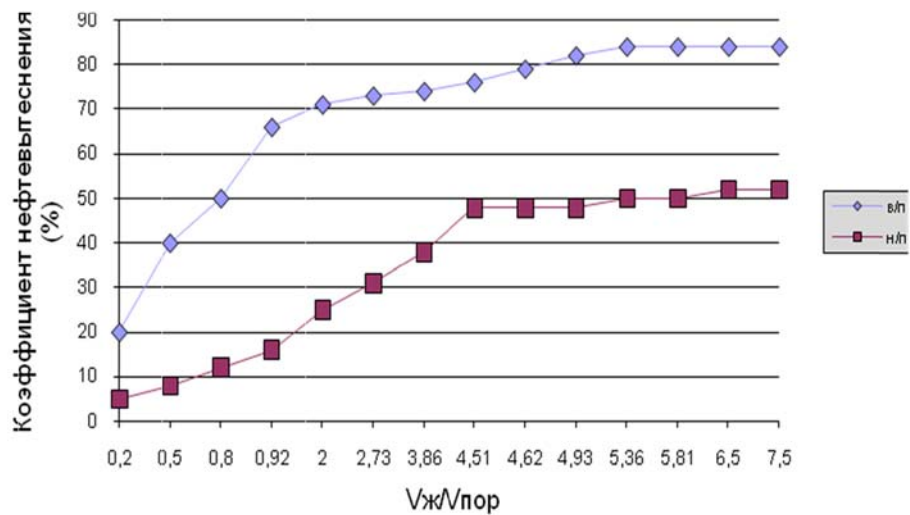


Рис. 2. Характеристики вытеснения нефти из модели, состоящей из двух пропластков

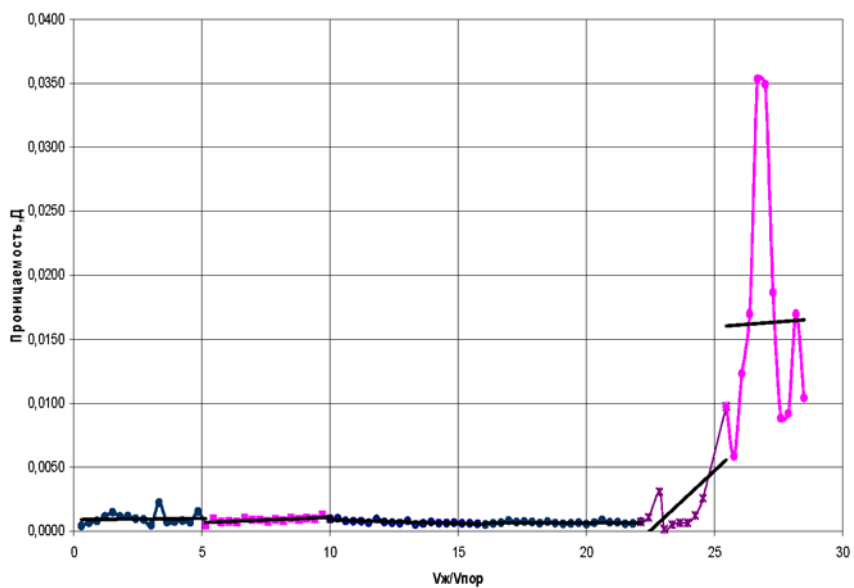


Рис. 3. Закачка АФК (образец № 68-1)

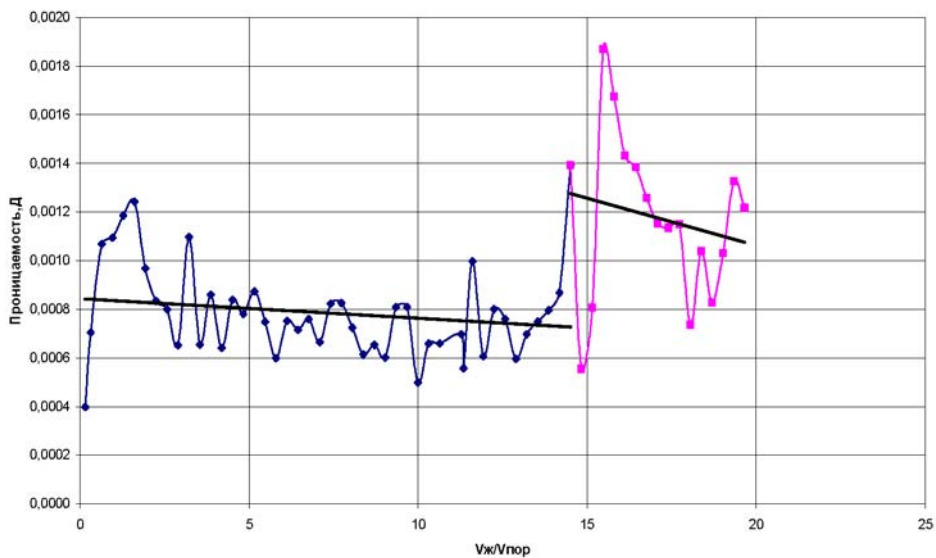


Рис. 4. Закачка АФК (образец № 87-1)

внутрискважинное преобразование тяжёлой нефти в более лёгкую. Сверхнизкая скорость взаимодействия с карбонатным коллектором и способность к комплексообразованию с катионами содержащихся в пластовых водах металлов, будет предотвращать кольматацию призабойной зоны пласта, раскольматацию её и снижение вредного проявления глинистости коллектора. В настоящее время ведутся переговоры по проведению ОПР новой кислотной композиции АФК совместно с катализатором.

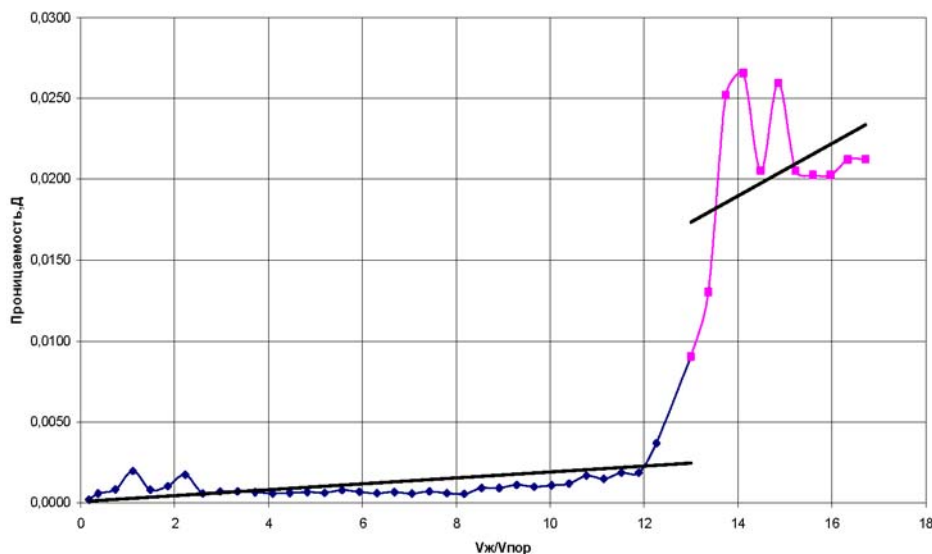


Рис. 5. Закачка АФК (образец № 102-1)

Литература

1. Маргулис Б.Я., Шагеев А.Ф., В.А. Альфонсов и др. «Новые технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах, высоковязких нефтей и природных битумов», 3(39). 2011. – Научно-технический журнал «Георесурсы». – С. 21–24.

ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ ГИС НА СЛУЖБЕ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ: АППАРАТУРА, ТЕХНОЛОГИЯ И МЕТОДИКА

А.А. Шакиров
АО НПП ВНИИГИС

С нефтяниками и геофизиками Татарстана АО НПП ВНИИГИС имеет давние производственные связи. Приятно вспомнить, что в 1980 году за совместные выдающиеся научно-производственные достижения в области науки и техники за внедрения новых методов ГДИС (аппаратурно-методический комплекс ГДК-ОПК) удостоились Государственной премии СССР. Теперь эти связи в некоторой степени ослабли. Последний раз ВНИИГИС осуществила поставку аппаратуры АГИП в 2012 году в ООО «ТНГ-Групп», аналоговый вариант.

Геофизики России работают согласно руководящему документу «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», принятому введённому в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 г. – № 134. В той или иной форме, ГДК-ОПК проводятся для определения пластовых давлений, расстояний до границ пласта, протяжённости площади залежи, свойств флюидов, проницаемости, дебитов, падения пластового давления, неоднородности пласта, вертикальной слоистости, потенциального уровня добычи, степени загрязнения прискважинной зоны пласта, коэффициента продуктивности, эффективности заканчивания скважины и многого другого. В процессе ГДК-ОПК отбираются пробы пластовых флюидов как на глубине, так и на поверхности и следят за изменением свойств и составом флюидов по мере их продвижения от интервала перфорации к устью. Такая информация чрезвычайно важна для составления прогнозов поведения продуктивного пласта и выбора схемы заканчивания скважины. Результаты ГДК-ОПК служат входными параметрами при моделировании пласта, разработке схемы заканчивания скважины, подготовке стратегии эксплуатации месторождения и проектировании промысловой инфраструктуры. Они также чрезвычайно важны для подсчёта запасов. Основной задачей ГДК-ОПК является регистрация изменений забойного давления, которые происходят вслед за изменением дебита. Чаще всего измеряются забойные давления, температуры и дебит на устье скважины, отбираются пробы добываемых флюидов [1...11].

Рассмотрим отечественные и зарубежные комплексы для проведения ГДК-ОПК.

Разработанный фирмой Schlumberger динамический испытатель MDT, который позволяет проводить измерения пластового давления. На рис. 1 представлена функциональная схема испытателя пластов MDT.

После установки ИП МДТ в точку исследования производится предварительное опробование. Пакер 2 герметично устанавливается против исследуемого участка пласта при помощи электрогидравлической системы. Затем выдвигается зонд 12 и отбираются две пробы пластового флюида, каждая объемом 10 см³, которые заполняют камеры 8 и 9. Камера 8 отбирает пластовый флюид со скоростью 50 см²/мин., камера 9 со скоростью 125 см²/мин. Процесс отбора регистрируется датчиком давления 10. Фильтр 11, зонда 12, предотвращает проникновение песка в гидравлическую линию 4.

На регистрируемой диаграмме давления может отмечаться скважинное давление, если пакером не обеспечена изоляция исследуемого участка скважины, давление близкое к первоначальному давлению в камерах 8 и 9, если прибор установлен не на коллектор, снижение давления, за которым следует кривая восстановления давления (КВД) до пластового давления, если исследуемый участок пласта – коллектор. На рис. 3 представлен схематический вид диаграммы давления, регистрируемой при предварительном опробовании ИП МДТ. В момент открытия клапана 13 камеры 9 давление падает от $P_{скв}$ на величину ΔP_1 , а после заполнения камеры 9 и открытия клапана 14 камеры 8 давление падает на величину ΔP_2 , дебиты соответственно будут равны q_1 и q_2 , причем $q_1 < q_2$.

Депрессия на пласт, отличная от пластового давления, определяется противодействием со стороны скважины. Оно может осуществляться различными способами, но для определения фильтрационных характеристик пластов-коллекторов необходимо, чтобы противодействие было постоянным в процессе притока. На рис. 3 представлен вариант прибора ГДК с использованием для противодействия на пласт заданной доли гидростатического давления в скважине. В настоящее время на принципе противодействия работают все скважинные приборы ГДК. Диаграмма давления, схематически показывающая основные этапы работы аппаратурой ГДК представлена на рис. 4.

В связи с возросшими требованиями нефтяников к прямым методам исследования скважин, во ВНИИГИС разрабатываются современные приборы ГДК для работы в скважинах малого диаметра, ГДК-72 и двухпакерный испытатель пластов ДИП, снабжённый высокоточными кварцевыми датчиками давления и температуры. Также прибор позволит отобрать до 12 представительных проб в режиме откачки с контролем качества отбираемой пробы.

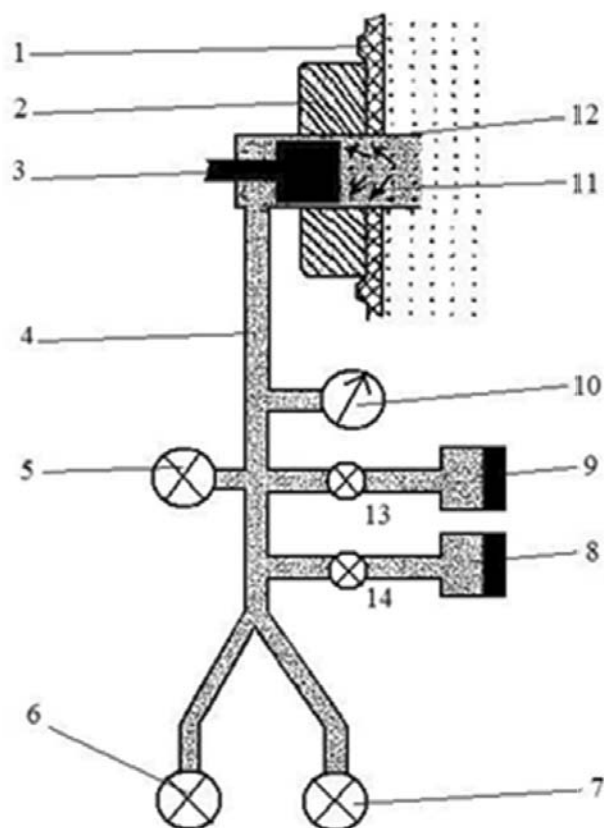


Рис. 1. Функциональная схема испытателя пластов МДТ

- 1 – глинистая корка; 2 – пакер; 3 – поршень зонда; 4 – гидравлическая линия; 5 – уравнильный клапан;
 6 – изолирующий клапан к нижнему пробоотборнику; 7 – изолирующий клапан к верхнему пробоотборнику;
 8 – высокоскоростная камера; 9 – низкоскоростная камера; 10 – датчик давления; 11 – фильтр зонда; 12 – зонд;
 13, 14 – изолирующий клапан

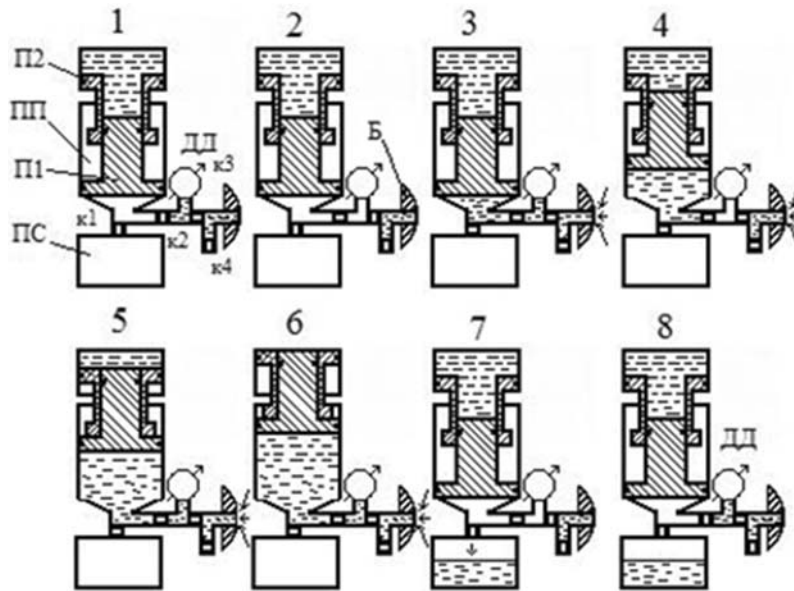


Рис. 2. Функциональная схема аппаратуры ГДК

ПП – пробоприемная камера; ПС – пробосборная камера; П1 – дифференциальный поршень 1; П2 – дифференциальный поршень 2; ДД – датчик давления; к1-к4 – запорные клапаны; Б – герметизирующий башмак; 1–8 – положения /исполнительных узлов прибора при ГДК

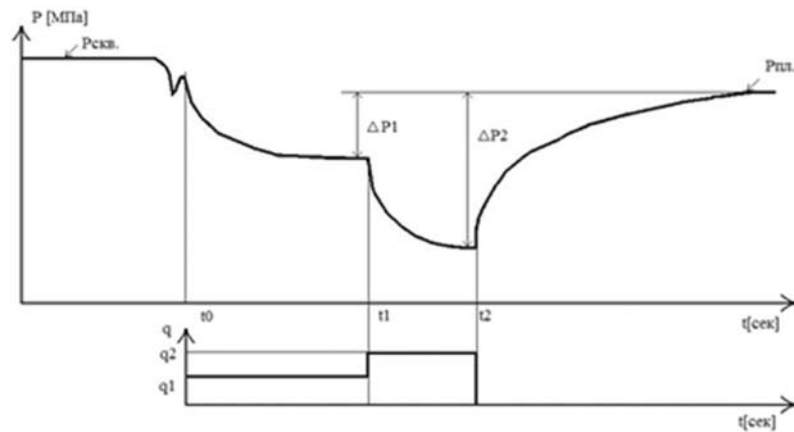


Рис. 3. Схематический вид диаграммы давления, регистрируемой ИП MDT $\Delta P1$ и $\Delta P2$ – депрессии при заполнении 9 и 8 камеры; $q1$ и $q2$ – дебиты флюида при заполнении 9 и 8 камеры; Рскв. – скважинное давление; Рпл. – пластовое давление

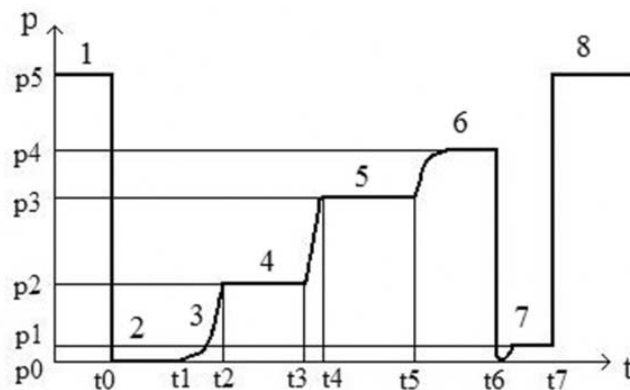


Рис. 4. Диаграмма давления, схематически показывающая основные этапы работы с ГДК 1–8 – уровни давления при соответствующих положениях исполнительных узлов прибора ГДК (см.рис. 1.6.); $p5$ – гидростатическое давление; $p0$ – давление в пробоприемной камере (ноль прибора); $p2$ – давление при срабатывании поршня П1; $p3$ – давление при срабатывании поршня П2; $p4$ – пластовое давление; $p1$ – давление в пробосборной камере; $t0$ – момент открытия клапана к2, прижатие башмака Б; $t1-t2$ – рост давления в камере ПП до момента срабатывания поршня П1; $t3-t4$ – начало и конец движения поршня П1; $t5$ – конец движения поршня П2, начало восстановления пластового давления; $t6$ – выход на пластовое давление; $t7$ – конец испытания, выход на гидростатическое давление

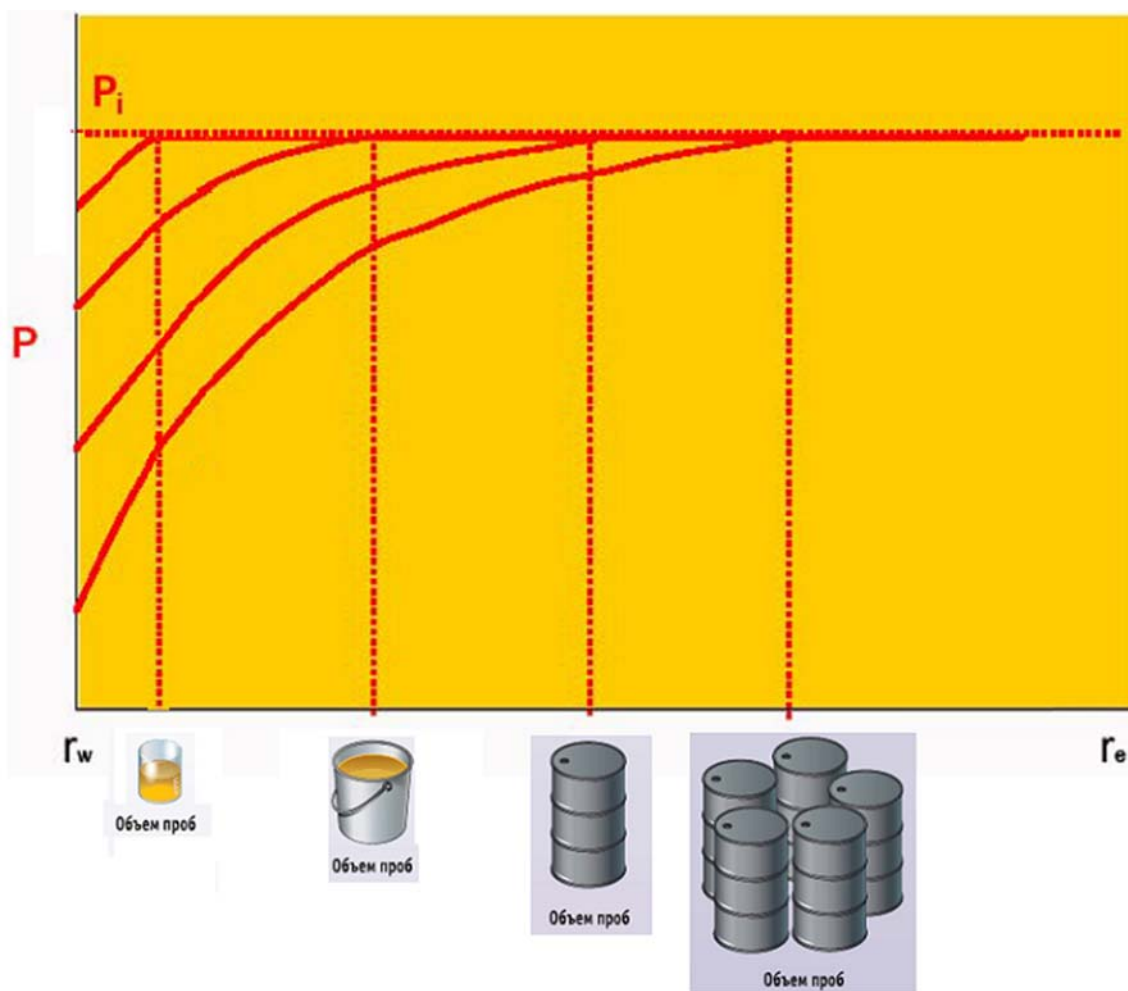


Рис. 5. Зависимость радиуса исследования от объёма отобранного флюида

Анализ методологии ГДК-ОПК показывает, что все инструментальные достижения полностью нивелируются недостаточной надёжностью технологии интерпретации данных ГДК-ОПК, например, существует три метода оценки фильтрационных свойств коллекторов по замерам пластового давления (рис. 5):

- по аналитической формуле точечного стока в случае, если в конце периода отбора, кривая падения давления (КПД) выходит на асимптоту;
- по аппроксимации прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД) на графике зависимости давления от радиальной или сферической временной функции;
- по наилучшему совпадению диагностического графика КВД с типовой кривой соответствующей аналитической модели.

В арсенале ВНИИГИС на сегодня имеется цифровые аппаратно-методические комплексы АГИП-К. Для отбора представительных проб жидкости и газа разработаны пробоотборники ПГМ-36-300, ПГМ-36-300-А, ППГ-36-300, СПГ-65. Для проведения ГДИС в дополнение к пробоотборнику ПГМ-36-300 разработан автономный манометр МТГ-25.

Базовое программное обеспечение комплекса прямых методов, обеспечивающее регистрацию и обработку данных, метрологическую поддержку поверки первичных преобразователей, расширено для программирования автономных пробоотборников перед спуском в интервал отбора проб и проведения ГДИС.

Эти комплексы позволяют решать следующие важнейшие геологические задачи:

- выявление или подтверждение наличия пластов-коллекторов в разрезах скважин;
- измерение пластового давления и построение профиля пластового давления по разрезу;
- определение подвижности и оценка проницаемости исследуемых участков и значений их продуктивности, построения профиля проницаемости и продуктивности по разрезу и другие задачи;
- отбирать представительные пробы пластового флюида, по результатам анализа которых делать вывод о характере насыщения испытываемых пластов.

Пробоотборники ПГМ-36-300-А оснащаются модулем беспроводного канала связи, что позволит соединять их в гирлянды и оперативно осуществлять отбор проб в горизонтальных и наклонных скважинах. Эти пробоотборники в специальных контейнерах крепятся между трубами НКТ. Затем при помощи наземного ремонтного оборудования связка труб НКТ и пробоотборников спускается в интервал испытания или добычи продукции. Про-

цесс спуска и подъёма контролируется с помощью канала ГК или локатора муфт, также непрерывно регистрируются гидродинамические параметры: давление, температура, расход, влажность и т.д. Набор гидродинамических параметров может расширяться или изменяться. Пробоотборники ПГМ-36-300-А могут передавать информацию при работе по беспроводному каналу связи, что существенно расширяет их функциональные возможности. Для обеспечения приёмное программное обеспечение снабжено модулями цифрового фильтра и корреляционной обработки цифровых данных.

В настоящее время разработана система с многовекторными беспроводными каналами связи. Система работает следующим образом. Каждый скважинный прибор имеет свой уникальный адрес. Имеются каналы связи «поверхность-скважина», «скважина-поверхность» и «скважина-скважина». Наземный компьютер с антенной в реальном масштабе времени получает информацию с главного пробоотборника. При условии, характеризующее ожидаемое событие, с компьютера поступает команда на главный пробоотборник для отбора пробы или передачи команды на подчинённые скважинные приборы. Количество пробоотборников ограничивается только протяжённостью интервала испытания.

Данная технология значительно ускоряет скважинные работы и исключает фактор неопределённости при проведении исследований.

В связи с политикой импортозамещения и приобретённого опыта работы в рыночных условиях с иностранными компаниями у АО НПП ВНИИГИС и ПАО «Татнефть» появляется объективная возможность освежить прежние успехи сотрудничества в области прямых методов, дополняя друг друга, и выйти достойно на мировой геофизический рынок сервисных услуг.

Выводы

1. По технологии ГДК-ОПК к 2020 году исследованы более 6 тыс. скважин, получены результаты более чем по 200 тыс. точкам ГДК. К 2020 году изготовлены и поставлены заказчикам более 50 комплектов аппаратуры АГИП-К, которые успешно эксплуатируются в отечественных и зарубежных сервисных компаниях.

2. Методология проведения работ и интерпретация данных ГДИС заключается в создании возмущения в пласте за счёт отбора флюида и измерения изменения пластового давления во времени, при этом один из гидродинамических параметров, в процессе испытания, поддерживается постоянным во времени: депрессия и/или дебет.

3. Методология ГДИС приборами на кабеле российских и зарубежных геофизических компаний принципиально не отличаются.

4. Оснащение скважинной аппаратуры ГДИС дополнительными модулями физико-химического анализа ведёт к усложнению скважинных приборов, снижению их надёжности, усложнению устьевого оборудования за счёт увеличения геометрических размеров скважинного прибора, резкому удорожанию работ и, в свою очередь, из-за этого, к отказу от ГДИС, когда они совершенно необходимы.

5. Пробоотборники ПАО НПП ВНИИГИС охватывают все группы типовых пробоотборников пластового флюида, обеспечивают отбор проб от сухого, жирного, ретроградного газа до летучей, черной и тяжёлой нефти. Дальнейшее развитие технологии применения пробоотборников идёт по пути расширения функциональных возможностей и условий применения: пробоотборники, управляемые по каротажному кабелю, полностью автономные скважинные приборы, автономные пробоотборники с беспроводным каналом связи; пробоотборники для классических, наклонных и горизонтальных скважин. Отбор, представительной пробы в межколонном пространстве, обеспечивается пробоотборником ПГМ-28-300, который имеет внешний диаметр корпуса 28 мм. В интервал испытания пробоотборник спускается или на каротажном кабеле, или на скребковой проволоке, или крепится в байпасе.

Литература

1. Шакиров А.А., Рындин В.Н., Фионов А.И. Компьютеризированная аппаратура АГИП-К гидродинамического каротажа и опробования // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. – 2002. – Вып.93. – С.125–128.

2. Шакиров А.А., Шараев А.П., Мурзаков Е.М., Башарова Р.М. Развитие аппаратуры гидродинамического каротажа и опробования пластов АГИП-К // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. – 2011. – Вып. 5 (203). – С.202–208.

3. Dussan V.E.B. and Sharma Y.: Analysis of the Pressure Response of a Single-Probe Formation Tester. SPE 160801, 1992.

4. Акрам Х., Ашуров В. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. Осень-2005. – С. 30–45.

5. Шакиров А.А., Гуторов Ю.А. Современный геофизический информационно-коммуникационный комплекс для гидродинамических исследований коллекторов нефти и газа. Уфа: УГНТУ, 2012. – 374 с.

6. Шакиров А.А., Фионов А.И., Косенков О.М., Кашик А.С. Гидродинамический каротаж с электрическим зондированием зоны возмущения // Геология нефти и газа. – 1993. – № 2. – С.22–24.

7. Шакиров А.А., Фионов А.И. О возможности изучения пород-коллекторов комплексной аппаратурой ГДК-МБМК // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. – 2004. – Вып.1 (114). – С.152–157.

8. Шакиров А.А. Пробоотборники для нефтегазовых скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. – 2016. – Вып.7 (265). – С.159–162.
9. Шакиров А.А., Даниленко В.Н. Современное состояние аппаратуры и методики испытания пластов и отбора приборами на кабеле // Нефть Газ Новации. – 2018. – № 2. – С.46–49.
10. Шакиров А.А. Метод и технология ГДК-ОПК. Перспективы дальнейшего развития. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 3. – С.40–43.
11. Shakirov A. Informativity of transient processes accompanying hydrodynamic well survey // Advances in Engineering Research (AER), volume 157. International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering» (AIME 2018)

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ

М.Н. Шамсиев

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, mshamsiev@yandex.knc.ru

Наряду с пористыми средами, в которых газ содержится в поровом пространстве, встречаются также трещиноватые горные породы, в которых существует развитая система трещин, полностью или частично обуславливающая фильтрационные свойства среды. Они обусловлены сложностью структуры порового пространства продуктивных пластов (наличием трещин, каверн и пористой матрицы в различных сочетаниях). Поэтому в последнее время большое внимание уделяется исследованию неоднородных и особенно трещиновато-пористых коллекторов.

Особенности фильтрации в трещиновато-пористой среде наиболее сильно проявляются при неустановившихся процессах. Предложенное Г.И. Баренблаттом и Ю.П. Желтовым представление о трещиновато-пористом коллекторе позволяет рассматривать процессы фильтрации в трещиновато-пористых пластах с учётом перетока флюида между системой трещин и пористых блоков. Поэтому для оценки геометрических (например, определение размеров матричных блоков), ёмкостных и фильтрационных параметров, на залежах с трещиновато-пористыми коллекторами необходимо проводить гидродинамические исследования скважин со снятием кривых восстановления давления. Из числа методов интерпретации кривых восстановления давления в скважинах, вскрывающих трещиновато-пористые коллекторы, которые используются в практике, следует отметить методы, основанные на моделях Г.И. Баренблатта, Ю.П. Желтова, И.Н. Кочиной [1], Kazeni H. [2] и Warren J.E., Root P.J. [3].

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 газом. Сжимаемость газа больше сжимаемости трещиновато-пористой среды, поэтому можно приближенно считать среду недеформируемой [4]. Проницаемость блоков на несколько порядков меньше чем у трещин и поэтому предполагается, что фильтрация жидкости происходит по трещинам, а блоки их подпитывают [1, 3]. При этих предположениях процесс радиальной изотермической фильтрации реального газа в трещиновато-пористом пласте описывается следующей системой уравнений:

$$\frac{\omega}{\kappa} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p_1}{z(p_1)} \right) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{p_1}{z(p_1)} r \frac{\partial p_1}{\partial r} \right) - \frac{\lambda}{r_{ws}^2} \bar{q} = 0, \quad r \in (r_{ws}, r_e), \quad t > 0, \quad (1)$$

$$\frac{(1-\omega)}{\kappa} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p_2}{z(p_2)} \right) + \frac{\lambda}{r_{ws}^2} \bar{q} = 0, \quad r \in [r_{ws}, r_e), \quad t > 0, \quad (2)$$

$$p_1(r, 0) = p_2(r, 0) = p_e, \quad r \in [r_{ws}, r_e], \quad t > 0, \quad (3)$$

$$p_1(r_e, t), p_2(r_e, t) = p_e, \quad t > 0, \quad (4)$$

$$2\pi \frac{T_{st} z_{st}}{T_e p_{st}} \frac{p_1}{z(p_1)} \sigma r \frac{\partial p_1}{\partial r} \Big|_{r=r_{ws}} = Q + C_w \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p_1}{z(p_1)} \right), \quad t > 0, \quad (5)$$

$$\bar{q} = \frac{1}{2} \left[\frac{p_1}{z(p_1)} + \frac{p_2}{z(p_2)} \right] (p_2 - p_1),$$

$$\kappa = \frac{k_1}{\mu(m_1 + m_2)}, \quad \omega = \frac{m_1}{m_1 + m_2}, \quad \lambda = \frac{\varpi^2 k_2 r_{ws}^2}{k_1}, \quad \sigma = \frac{k_1 H}{\mu}, \quad C_w = V_w \frac{T_{st} z_{st}}{T_e p_{st}}, \quad r_{ws} = r_w e^{-S},$$

где p_1, p_2 – давление в трещине и блоке, m_1, m_2 – пористость трещин и блоков, ϖ – удельная поверхность блоков, μ – вязкость газа, Q – дебит скважины в стандартных условиях, H – толщина пласта, p_e – пластовое давление, p_g, T_g, z_g – давление, температура и сверхсжимаемость газа в стандартных условиях, V_w – объём

ствола скважины, r_w – радиус скважины, S – скин-фактор [6, 7], зависимость $z(p)$ вычисляется по формуле Латонова-Гуревича [5]

$$z(p) = \left(0.17376 \ln \frac{T_e}{T_0} + 0.73 \right)^{\frac{p}{p_0}} + 0.1 \frac{p}{p_0},$$

где $T_0 = 190.5$ К, $p_0 = 4.58$ МПа, T_0 – пластовое давление.

Величина λ выражает интенсивность перетока из блоков в трещины, а ω отношение упругого запаса газа трещин к общему запасу.

Для численного решения краевой задачи (1)-(5) применяется метод конечных разностей. Область решения покрывается неравномерной сеткой, которая сгущается к скважине. Построение такой сетки проводится с помощью преобразования координат $u = \ln r$ [7]. Для построения разностных схем используется интегро-интерполяционный метод. Полученная система разностных уравнений на каждом временном слое решается методом итераций.

На модельных примерах исследуется влияние фильтрационных параметров пласта на кривые изменения давления и их производные на забое скважины. На рис. 1 приведены кривые изменения давления в зависимости от параметра λ , а на рис. 2 – от параметра ω в полулогарифмических координатах без учёта влияния объёма скважины (а) и логарифмических координатах с учётом влияния объёма скважины (б).

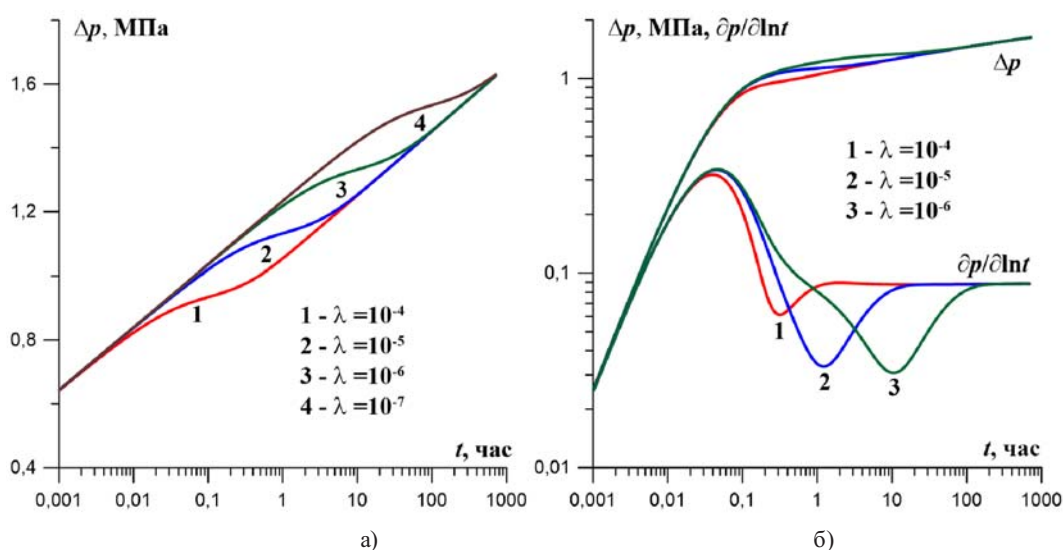


Рис. 1. Кривые изменения давления, их производные. $S = 0$. $\omega = 0,1$

Величина λ выражает интенсивность перетока из блоков в трещины, а ω отношение упругого запаса газа трещин к общему запасу. На кривых изменения давления выделяются три характерные области (рис. 1а, 2б). Первая область соответствует ранней стадии добычи, когда жидкость добывается главным образом из трещин. Вторая область соответствует переходной стадии, на которой зависимость давления от времени в трещинах остаётся постоянной, что соответствует ранним стадиям снабжения трещинной системы жидкостью из матричных блоков. Образование и продолжительность этой переходной области зависит как от ω так и от λ . Третья область соответствует большим значениям времени, когда достигается квазистационарное течение и весь пласт работает как эквивалентный однородный пласт. На кривых производных давления наблюдается «овраг» характерный для трещиновато-пористых сред. Параметр λ влияет на расположение «оврага» на кривой производной по оси времени (рис. 1б), а ω – на глубину. Влияния больших значений параметра λ и малых значений параметра ω на кривые производных давления скрываются эффектом объёма ствола скважины.

Определение фильтрационных свойств трещиновато-пористого пласта по результатам гидродинамических исследований вертикальных скважин принадлежит к классу обратных задач математической физики. Обратная задача состоит в определении коэффициентов σ , λ , ω , κ , S и C_w , когда процесс фильтрации жидкости к вертикальной скважине в трещиновато-пористом пласте описывается системой уравнений (1)-(5). В качестве исходной информации используются значения измерений давления $\phi(t)$ глубинным прибором на забое скважины после её пуска или остановки:

$$p_1(r_w, t) = \phi(t), \quad 0 \leq t \leq t_{exp}. \quad (6)$$

Решение обратной задачи (1)-(6) сводится к минимизации следующего функционала [7-9]:

$$F(\theta) = \int_0^{t_{exp}} [\phi(t) - p(r_w, t)]^2 dt, \quad (7)$$

где $\theta = (\sigma, \lambda, \omega, \kappa, S, C_w)$, $0 < a_i \leq \alpha_i \leq b_i$, $a_i, b_i = const$. Итерационная последовательность для минимизации функционала (34) строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Сходимость и устойчивость решения обратной задачи исследуется на модельных примерах.

Далее приводятся результаты решения обратной задачи на модельном примере. Для заданных значений вектора θ_i^{abs} решается прямая задача (1)-(5). В данные об изменении давления, полученные из решения прямой задачи, вносятся случайным образом погрешностями в пределах 0,1 МПа. Далее кривые с внесёнными погрешностями используются в качестве исходной информации при решении обратной задачи. Характерные расчёты при $S > 0$, приведены на рис. 3. Итерационный процесс сходится за 15–20 итераций. Такие же расчёты были проведены при $S < 0$.

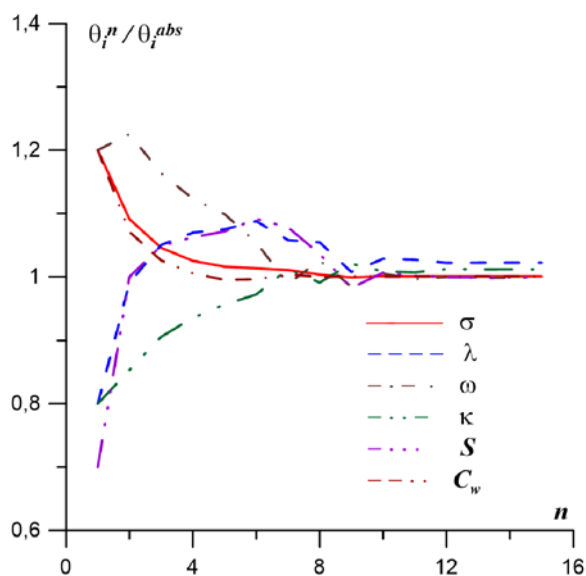


Рис. 3. Итерационный процесс минимизации функционала (7)

Результаты расчётов показывают, что предложенный вычислительный алгоритм интерпретации гидродинамических исследований скважин устойчив относительно погрешностей исходной информации и позволяет оценить параметры трещиновато-пористого пласта по кривым изменения забойного давления. По оценкам параметров σ , ω , κ можно вычислить проницаемость, пористость трещин и пористость блоков, если известны толщина газового пласта и вязкость газа.

Литература

1. 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.
2. Kazemi H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution // Soc. Petrol. Eng. J., 1969. 9. P. 451–462, 04.
3. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal, 3 (1963). P. 245–255.
4. Желтов Ю.П., Золоторев П.П. О фильтрации газа в трещиноватых породах // ПМТФ, 1962. – № 5. – С. 135–139.
5. Shamsiev M. N., Gadil'shina V. R. Numerical Well Test Analysis of Gas Reservoirs // Lobachevskii Journal of Mathematics, 2023. 44, № 5. Pp. 1976–1800.
6. Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014.
7. Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г. Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации. М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 172 с.
8. Морозов П.Е., Садовников Р.В., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н. Оценивание фильтрационных параметров пласта по данным нестационарного притока жидкости к вертикальным скважинам // ИФЖ, 2003. – Т.76. – № 6. – С.142–146.
9. Шамсиев М.Н., Гадильшина В.Р. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин в газовых пластах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2024. – № 4 (388). – С. 70–72.

РЕКОМЕНДАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА И КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ

М.Р. Якупов, Т.А. Муртазин¹, И.И. Багманов², В.А. Судаков¹

¹ГАОУ ВО «К(П)ФУ», г. Казань, bunmipo@gmail.com, aleksandrovich313@yandex.ru, sudakovav@gmail.com

²ООО «Геонай», г. Казань ilnurbagmanov@gmail.com

WORKOVER RECOMMENDATIONS BASED ON THE FACTOR ANALYSIS AND COMPLEX DATA ANALYSIS RESULTS

M.R. Yakupov, T.A. Murtazin¹, I.I. Bagmanov², V.A. Sudakov¹

¹KPFU, Kazan, bunmipo@gmail.com, aleksandrovich313@yandex.ru, sudakovav@gmail.com

²Geopy LLC, Kazan ilnurbagmanov@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрена задача подбора мероприятий на добывающем и нагнетающем фондах. Были использованы факторный анализ и комплексный анализ данных для формирования набора входных данных для ML-модели. Полученные результаты указывают на необходимость наращивания исторической базы для обучения, также, подобранные с помощью поочередного выбора признаков параметры работы скважин должны быть расширены.

Ключевые слова: технологический режим, подбор мероприятий, случайный лес, машинное обучение.

Annotation. The article considers the task of choosing workover operations for production and injection wells. To create an input dataset for ML-model factor analysis and complex data analysis were used. The results highlight the need of increased historical data to train on, as well as sequential-features-selected parameters list has to be extended.

Key words: techonological well regime, choose workover operations, random forest, machine learning.

В процессе разработки любого месторождения актуальным вопросом является планирование режимов работы скважин и мероприятий для поддержания заявленных темпов добычи нефти. В случае инцидентов или снижения режимных показателей, выявленных в ходе анализа, необходимо своевременно принять решение о проведении дополнительных исследований или ГТМ. Данный процесс рутинный и требует больших трудозатрат – на конец каждого месяца специалист анализирует большой объём разнородных данных для установления причин снижения добывного потенциала скважин, чтобы сформировать наиболее оптимальные режимы работы скважин. [1-3]

Учитывая, что для крупных компаний необходимо масштабировать этот процесс для большого количества скважин, для специалистов важно оперативно принимать эффективные решения на этапе планирования, в помощь специалистам может служить автоматизация процессов [4]. С этой целью предлагается использование программного решения, реализованного на языке Python, которое позволяет:

1. Определять наиболее проблематичный фонд скважин;
2. Выявлять причины потерь нефти;
3. Генерировать мероприятия на основе установленных причин.

Определение проблематичного фонда основано на сравнении режимных показателей работы скважин. Далее, для определения причин потерь нефти, сначала проводится факторный анализ для установления укрупненных причин. В зависимости от установленного фактора проводится анализ данных для выявления детальных причин – определяется наличие нарушений колонны по прямым и косвенным данным, анализируются простые скважин, замеры жидкости на замерных установках и т.д.

Таким образом установленные причины потерь нефти учитываются при формировании рекомендаций по проведению мероприятий на скважинах. Рекомендации получают с помощью ML-модели, обученной на истории принятых решений. В итоге, для каждой отдельной скважины модель генерирует вид мероприятия (из 8 возможных, наиболее дифференцированных), который наилучшим образом подходит для каждой скважины.

** 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».*

Литература

1. Анализ и оптимизация технологических режимов работы добывающих скважин с целью повышения эффективности их эксплуатации / М.С. Турбаков, В.А. Мордвинов // Вестник ПНИПУ. Недропользование. – 2005. – № 6. – С. 77–81.

2. Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих газовых и газоконденсатных скважин / А. М. Крылов, А. Н. Черемисин, М. Я. Спивакова и др.// Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 9(250). – С. 36–40. – EDN VUOJXC.

3. *Лекомцев А.В., Турбаков М.С., Мордвинов В.А.* К вопросу оптимизации технологических режимов работы низкодебитных добывающих скважин Уньвинского нефтяного месторождения // Недропользование. – 2010. – № 5. – С. 53–56.

4. Применение методологии OMSD для моделирования системы планирования геолого-технических мероприятий / В.А. Силич, В.З. Ямпольский и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 42–46.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВИЕ РАИСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН Р.Н. МИННИХАНОВА УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРИОРИТЕТНЫХ ЗАДАЧ ПО ВОСПРОИЗВОДСТВУ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ»	3
--	---

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

КОНСОЛИДАЦИЯ ЗНАНИЙ И КОМПЕТЕНЦИЙ КАК ВЕКТОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В.А. Крюков, Д.В. Милыев <i>¹Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН, ²АО «СНИИГТумС», Новосибирск</i>	4
CONSOLIDATION OF KNOWLEDGE AND COMPETENCIES AS A VECTOR OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT V.A. Kryukov ¹, D.V. Milyev ² <i>¹Institute of Economics and Organization of Industrial Production, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences/ ²2SC SNIIGTiMS, Novosibirsk</i>	4
НАУЧНЫЙ ОПЫТ ПОКОЛЕНИЙ И ТЕХНОЛОГИИ 21 ВЕКА ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ НЕФТЯНОГО НАСЛЕДИЯ ТАТАРСТАНА Я.Г. Шарипов <i>ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма</i>	5
SCIENTIFIC EXPERIENCE AND TECHNOLOGIES OF THE 21ST CENTURY FOR CO-PRESERVATION OF OIL HERITAGE OF TATARSTAN Ya.G. Sharipov <i>General Director of THG-Group LLC, Bugulma</i>	5
РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ НОВОГО ДИЗАЙНА СИСТЕМЫ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА А.И. Майсурадзе¹, М.А. Шишленин², С.И. Кабанихин³ <i>¹МГУ им. М.В. Ломоносова, ²Институт математики им. С.Л. Соболева СО РАН, ³Международный математический центр ИМ СО РАН</i>	8
DEVELOPMENT AND RESEARCH OF A NEW SYSTEM DESIGN FOR ADAPTING HYDRODYNAMIC MODELS OF DEPOSITS BASED ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE (A.I. Masuradze, S.I. Kabanikhin, M.A. Shishlenin <i>International Mathematical Center of the Institute of Mathematics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk</i>	8
О РОЛИ ПРОГРАММЫ ГЛУБОКОГО БУРЕНИЯ ПО КРИСТАЛЛИЧЕСКОМУ ФУНДАМЕНТУ ТАТАРСТАНА В ИЗУЧЕНИИ ГЕНЕЗИСА НЕФТИ И НЕФТЕНОСНОСТИ БОЛЬШИХ ГЛУБИН Р.Х.Муслимов, И.Н.Плотникова <i>Академия наук Республики Татарстан, Казань</i>	11
ROLE OF THE DEEP DRILLING PROGRAM ON THE CRYSTALLINE BASEMENT IN TATARSTAN IN THE STUDY OF THE GENESIS OF OIL AND OIL BEARING R.Kh. Muslimov, I.N. Plotnikova <i>Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan</i>	11
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГЕНЕРАТИВНОГО ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ОПРЕДЕЛЕНИИ А.М. Арифиллин <i>ООО «ВЫГОН Консалтинг», г. Москва</i>	15
GCOS USING GENERATIVE ARTIFICIAL INTELLIGENCE TECHNOLOGIES IN GCOS DEFINING A.M. Arifullin <i>VYGON Consulting LLC, Moscow</i>	15

ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ И СВЕРХБОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ НА ОСНОВЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ О.М. Прищепа, Д.С. Луцкий, С.Б. Киреев, Н.В. Синица <i>¹Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия.....</i>	18
PREDICTION OF HYDROCARBON PHASE STATE AT DEEP AND ULTRA-DEEP DEPTHS BASED ON THERMODYNAMIC MODELING О.М. Prishchepa¹, D.S. Lutskiy², S.B. Kireev³, N.V. Sinitsa⁴ <i>St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia.....</i>	18
ИНТЕГРАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ФЛЮИДОВ КАК ОСНОВА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И.А. Гуськова, Р.Р. Закиров, Т.Л. Гайфуллин, Э.Р. Абзяппарова, И.М. Храмушина <i>ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», г.Альметьевск</i>	20
INTEGRAL ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION AND GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF FLUIDS AS THE BASIS FOR IMPROVING PHYSICAL AND CHEMICAL METHODS OF EXTRACTION OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES I.A. Guskova, T.L. Gaifullin, R.R. Zakirov, E.R. Abzyapparova, I.M. Khramushina <i>Almetyevsk State Technological University «Higher School of Oil», Almetyevsk.....</i>	20
ПРОГНОСТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПОИСКА МЕГАСКОПЛЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ НАРАЩИВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ С.А. Пунанова <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	23
PROGNOSTIC CRITERIA FOR MEGA-ACCUMULATIONS IN OIL AND GAS BEARING BASINS – PRIORITY DIRECTION FOR INCREASING HYDROCARBON RESOURCES S.A. Punanova <i>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow</i>	23
НАБОР ПРОГНОЗНЫХ ПРИЗНАКОВ ДЛЯ ПОИСКА ГЛУБОКИХ УВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ЭМПИРИКА И МОДЕЛЬ М.В. Родкин <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	28
SET OF PREDICTIVE FEATURES FOR DEEP HC DEPOSIT SEARCH – EMPIRICAL AND MODEL M.V. Rodkin <i>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow).....</i>	28
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИМПУЛЬСНОЙ НЕЙТРОННОЙ ГАММА СПЕКТРОСКОПИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В.В. Баженов¹, Р.Н. Абдуллин¹, А.И. Имаев¹, С.И. Петров², А.С. Хомяков³, С.Н. Копылов³ <i>¹ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, ²К(П)ФУ, г. Казань, ³ФГУП ВНИИАвтоматики, г. Москва.....</i>	31
APPLICATION OF THE METHOD OF PULSED NEUTRAL SCALE SPECTROMETRY TO DETERMINE THE MATERIAL COMPOSITION OF NON-TRADITIONAL COLLECTORS V.V. Bazhenov¹, R.N. Abdullin¹, A.I. Imaev¹, S.I. Petrov², A.S. Khomyakov³, S.N. Kopylov³ <i>¹TNG-Group LLC, Buguma, ²Kazan Federal University, Kazan, ³VNIIAvtomatika, Moscow.....</i>	31
КОМПЛЕКСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СИСТЕМ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И СОВРЕМЕННОГО КОМПЛЕКСА ГТК Н.К. Каюров <i>ООО НППГА «Луч», г. Новосибирск.....</i>	35
COMPREHENSIVE DRILLING SUPPORT USING DOMESTIC LWD SYSTEMS AND A MODERN MUD LOGGING COMPLEX N.K. Kayurov <i>SPE LOOCH, Novosibirsk.....</i>	35

ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ И ДОМАНИКОВОЙ СВИТ ПУТЁМ ПРИМЕНЕНИЯ КВАЗИНЕПРЕРЫВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН Н.П. Кузьмичев <i>ООО «Нефть XXI век», г. Альметьевск</i>	37
OPTIMIZATION OF DEVELOPMENT AND EXPLOITATION OF BAZHENOV FORMATION BY APPLICATION OF SEMICONTINUOUS-OIL EXTRACTION METHODS N.P. Kuzmichev <i>LLC Neft XXI Century, Almetyevsk</i>	37
ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	44
INVESTIGATION OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF THE USE OF THERMOGASIC EXPOSURE FOR THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES Yu.G. Bogatkina, O.N. Sardanashvili <i>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow</i>	44
УСТНЫЕ ДОКЛАДЫ Круглый стол 1 «Оценка и аудит запасов УВС»	
НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ УЧЁТА РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ПРИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ М.Д. Федорова <i>ООО «Инженерикс Групп», г. Москва</i>	51
SOME FEATURES OF ACCOUNTING FOR THE RESOURCE BASE IN THE INVESTMENT GEOLOGICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF OIL AND GAS PROJECTS M.D. Fedorova <i>Ingenix Group LLC, Moscow</i>	51
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В СФЕРЕ ПОДСЧЁТА ЗАПАСОВ И ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА Р.Н. Салиева, А.А. Попов <i>Институт проблем экологии недропользования Академии наук Республики Татарстан</i>	54
IMPROVEMENT OF REGULATORY AFFAIRS IN THE FIELD OF ASSESSMENT OF RESERVES AND RESOURCES OF OIL AND GAS R.N. Salieva, A.A. Popov <i>Institute of Ecology and Subsoil Management Problems of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, FGBU «VNIGNI», Moscow</i>	54
ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЕРОЯТНОСТНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЁТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И УЧЁТА КОЛИЧЕСТВА ПЛАСТОВ В ГОРИЗОНТЕ ПРИ ОПЕРАТИВНОЙ 1D ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ Е.О. Беляков¹, А.А. Лутфуллин¹, Р.М. Хабибов¹, А.Г. Зиятдинов¹, Д.С. Данилов¹, А.Т. Ломоносов², К.А. Пушин², Ю.О. Храмова², М.Ф. Толибова² <i>¹ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», г. Альметьевск, ²ФГОУ ВПО КФУ, г. Казань</i>	58
FEATURES OF THE SELECTION OF INDICATORS FOR THE PROBABILISTIC DISTRIBUTION OF VOLUMETRIC PARAMETERS AND ACCOUNTING FOR THE NUMBER OF FORMATIONS IN THE HORIZON DURING THE OPERATIONAL 1D PROBABILISTIC ASSESSMENT OF RESOURCES AND RESERVES A.A. Lutfullin, R.M. Khabipov, E.O. Belyakov, A.G. Ziyatdinov, D.S. Danilov, A.T. Lomonosov, K.A. Pushin, Y.O. Khramkova, M.F. Tolibova <i>JSC «Tatneft», Kazan Federal University, Kazan)</i>	58

Круглый стол 2
«Кристаллический фундамент»

ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ФУНДАМЕНТА ДРЕВНИХ И МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ И.А. Сабиров, А.В. Постников <i>ГГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина</i>	62
NATURAL RESERVOIRS OF CRYSTALLINE BASEMENT OF ANCIENT AND YOUNG PLATFORMS I.A. Sabirov, A.V. Postnikov <i>Gubkin RGU of oil and gas (NIU), Moscow</i>	62
КОМПЛЕКСНЫЕ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН КАК ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗУЧЕНИЯ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА И.Т. Сиразетдинов, Р.А. Шайхутдинова, М.М. Мишанов, А.В. Кондрашов <i>АО НПП ВНИИГИС, г. Октябрьский</i>	65
COMPLEX SPECTROMETRIC RESEARCH OF WELLS AS A TECHNOLOGY FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF STUDYING THE CRYSTALLINE BASEMENT I.T. Sirazetdinov, R.A. Shaikhutdinova, M.M. Mishanov, A.V. Kondrashov <i>NPP VNIIGIS, Oktyabrsky</i>	65
ТИПОМОРФИЗМ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ КОЛЛЕКТОРСКИХ ЗОН КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА (ПО МАТЕРИАЛАМ ГЛУБОКИХ И СВЕРХГЛУБОКИХ СКВАЖИН) Л.М. Ситдикова, В.Г. Изотов <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий</i>	70
TYPOMORPHISM OF CLAY MINERALS OF THE CRYSTALLINE BASEMENT RESERVOIRS OF THE SOUTH-TATAR VAULT (BASED ON THE MATERIALS OF DEEP AND ULTRA-DEEP WELLS) L.M. Sitdikova, V.G. Izotov <i>Kazan Federal University, Kazan</i>	70
СЕЙСМИЧНОСТЬ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА ВОСТОКА ТАТАРСТАНА М.Х. Рахматуллин <i>Институт прикладных исследований АН РТ, г. Казань</i>	72
SEISMICITY OF CRYSTALLINE BASEMENT OF THE EAST OF TATARSTAN M.H. Rakhmatullin <i>Academy of Sciences of RT, Kazan</i>	72
УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ТАТАРСТАНА В СВЯЗИ С «КРИСТАЛЛИЧЕСКИМ ФУНДАМЕНТОМ» А.П. Шиловский <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	76
HYDROCARBON POTENTIAL OF TATARSTAN IN CONNECTION WITH CRYSTALLINE BASEMENT A.P. Shilovskiy <i>Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow</i>	76
НЕРАВНОМЕРНО-ЯЧЕЙСТАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА В.Л. Шустер <i>Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН Москва</i>	82
UNEVENLY CELLULAR MODEL OF THE STRUCTURE OF HYDROCARBON DEPOSITS IN BASEMENT FORMATIONS V.L. Shuster <i>Institute of Oil and Gas Engineering of the Russian Academy of Sciences. Moscow</i>	82
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАРТИРОВАНИЯ ЗОН РАЗУПЛОТНЁННЫХ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ В ОБРАЗОВАНИЯХ ФУНДАМЕНТА В.Л. Шустер <i>Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН. Москва</i>	86

MODERN TECHNOLOGIES FOR MAPPING ZONES OF DECOMPACTED RESERVOIR ROCKS IN BASEMENT FORMATIONS

V.L. Shuster

Institute of Oil and Gas Engineering of the Russian Academy of Sciences, Moscow..... 86

МЕГАРЕЗЕРВУАРЫ НИЖНЕПЕРМСКОГО КОМПЛЕКСА ЮГО-ВОСТОКА ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ИХ ПОТЕНЦИАЛА УВЕЛИЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НА ОСНОВЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ

В.К. Утопленников, А.Д. Ефремова

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, г. Москва 89

THE LOWER PERMIAN MEGA-RESERVOIRS OF THE SOUTHEAST OF THE RUSSKAYA PLATFORM IN CONNECTION WITH THE PROSPECTS OF HYDROCARBON FIELDS DISCOVERY ON THE TRANSBOUNDARY TERRITORIES OF BASHKORTOSTAN, TATARSTAN AND ORENBURG REGIONS IN DENSE, LOW PERMEABILITY FORMAT

V.K. Utoplennikov, A.D. Efremova

Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow) 89

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ФИЛЬТРАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ

Р.Ф. Ахмеров^{1,2}, М.Э. Сибгатуллин^{1,3}, Л.Р. Гилязов⁴, И.Н. Плотникова³, М.Х. Салахов³

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, ²ООО «ПРОГСОЛ», г. Оренбург,

³Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ⁴ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань..... 94

DEVELOPMENT OF SOFTWARE COMPLEX FOR SEISMIC SIGNAL FILTERING

R.F. Akhmerov ^{1,2}, M.E. Sibgatullin ^{1,3}, L. R. Gilyazov ³, I.N. Plotnikova ³, M.H. Salakhov ³

¹Kazan Federal University, ²OO «PROGSOL», Orenburg, ³Academy of Sciences of RT, Kazan, ⁴Geol-Tech, Kazan» 94

СТРОЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЫ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ЕГО ОБРАМЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

А.М. Кузин

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва..... 96

STRUCTURE OF CONSOLIDATED CRUST IN THE REGION OF ROMASHKINSKIY DEPOSIT ACCORDING TO SEISMIC ODSERVATIONS

A.M. Kouzin

Institute RAS (OGRI RAS) Moscow, Russia..... 96

К СТОЛЕТИЮ В.И. МОЛЧАНОВА, ОСНОВОПОЛОЖНИКА НАУЧНОГО НАПРАВЛЕНИЯ МЕХАНОХИМИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

А.А. Баренбаум

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, Москва 104

TO 100-TH ANNIVERSARY OF MOLCHANOV'S BIRTH, THE FOUNDER OF MECHANOCHEMISTRY DIRECTION IN OIL AND GAS GEOLOGY

A.A. Varenbaum

Oil and Gas Research Problems Institute of RAS, Russia, 1 Moscow 104

Круглый стол 3

Геология и разработка на современном этапе

ВЕБ-ПЛАТФОРМА ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПЕТРОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ШЛИФОВ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ ПОРОД

Р.Ф. Ахметов, Т.А. Муртазин Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия..... 114

WEB PLATFORM FOR AUTOMATED PETROGRAPHIC ANALYSIS OF TERRIGENOUS AND CARBONATE ROCK SECTIONS

R.F. Akhmetov, T.A. Murtazin

Kazan Federal University, Kazan 114

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УСПЕШНОСТИ ГРП НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРТНОЙ ОЦЕНКИ И МЕТОДА МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

И.В. Гайдамак, О.Н. Пичугин¹, Р.Т. Алимханов^{2,6}

¹Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевск, Тюменский государственный университет,

г. Тюмень, ²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, 116

FORECASTING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING BASED ON EXPERTISE MODEL AND THE MACHINE LEARNING METHOD I.V. Gaydamak, O.N. Pichugin, R.T. Alimkhanov <i>²Advanced Petroleum Engineering School, Almet'yevsk, Senior Lecturer, Tyumen State University, Tyumen,</i> <i>²ООО LUKOIL-Engineering «KogalymNIPIneft», Tyumen</i>	116
ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ И ПРОГРАММА ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ПАРОВАВИТАЦИОННОМ ДРЕНАЖЕ А.Я. Гильманов, К.М. Федоров, А.П. Шевелёв <i>ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», г. Тюмень</i>	122
INTEGRAL MODEL AND PROGRAMM OF THE HEAT AND MASS TRANSFER DURING STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE A.Y. Gilmanov, K.M. Fedorov, A.P. Shevelev <i>University of Tyumen, Tyumen</i>	122
ПРИМЕНЕНИЕ БИОПАВ МИКРОБНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ СРЕДСТВА БИОЛОГИЧЕСКОГО ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ А.С. Гордеев, Л.Р. Бикташева, А.А. Кириченко <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i>	123
APPLICATION OF BIOSURFACTANTS OF MICROBIAL ORIGIN AS A MEANS OF BIOLOGICAL ENHANCEMENT OF OIL RECOVERY A.S. Gordeev, L.R. Bictasheva, A.A Kirichenko <i>Kazan Federal University, Kazan.....</i>	123
ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕЗЕРВУАРАХ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ И.В. Жилина, Р.О. Кузнецов <i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	125
FORECAST OF PHASE STATE OF HYDROCARBONS IN RESERVOIRS OF THE WEST SIBERIAN AND TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCES I.V. Zhilina, R.O. Kuznetsov <i>Institute of Oil and Gas problems of the Russian Academy of Sciences, г. Moscow</i>	125
ЦИФРОВИЗАЦИЯ БИЗНЕС ПРОЦЕССОВ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО СЕРВИСА А.Р. Замалов <i>ООО «ТНГ-АлГИС», г. Альметьевск</i>	128
DIGITIZATION OF BUSINESS PROCESSES OF WELL LOGGING SERVICES A.R. Zamalov <i>LLC TNG-ALGIS, Almet'yevsk</i>	128
ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УВ ИЗ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ПУТИ ИХ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»). Н.А. Назимов <i>ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,</i>	130
FEATURES OF HC PRODUCTION FROM DOMANIC DEPOSITS AND WAYS OF THEIR FURTHER IMPROVEMENT (ON THE EXAMPLE OF PJSC «TATNEFT») N.A. Nazimov <i>PJSC «Tatneft», Almet'yevsk</i>	130
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ CRM МОДЕЛИ Р.А. Зинюков, А.С. Ахроров, А.Т. Шкаева <i>КФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань</i>	133
ANALYSIS OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS EFFICIENCY USING CRM MODEL R.A. Zinyukov, A.S. Akhrovov, A.T. Shkaeva <i>KFU, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan.....</i>	133
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГЕОТЕРМОХРОНОЛОГИИ ПРИ ПОИСКЕ И ПРОГНОЗЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ А.В. Куликова, П.Д. Котлер¹, Д.К. Нургалиев² <i>¹ИГиНГТ КФУ, Казань, ²К(П)ФУ, Казань</i>	135

MODERN METHODS OF GEOTHERMOCHRONOLOGY IN SEARCHING AND FORECASTING HYDROCARBON RESERVES A.V. Kulikova, P.D. Kotler, D.K. Nurgaliev <i>¹IGPT KFU, Kazan, ²KFU, Kazan</i>	135
ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОГО ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И.Р. Гарайшин, Д.А. Полушина, А.И. Саттаров¹, Н.Н. Белоусова^{2*} <i>¹ООО «ТНГ-АлГИС», г. Альметьевск, ²Институт ТамНИПИнефть, Бугульма</i>	139
POSSIBILITIES OF A MODERN HIGH-TECH COMPLEX FOR GEOPHYSICAL WELL SURVEYS I.R. Garayshin, D.A. Polushina, A.I. Sattarov¹, N.N. Belousova² <i>¹TNG-ALGIS, Almetyevsk, ²Institute TatNIPIneft, Bugulma</i>	139
МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ Е.В. Молькова, А.Н. Козлов, В.А. Судаков, Д.В. Давыдов <i>ФГАОУ ВО «К(П)ФУ», Казань</i>	147
METHODOLOGY FOR PREDICTING THE EFFECTIVENESS OF WELL INTERVENTIONS USING MACHINE LEARNING E.V. Molkova, A.N. Kozlov, V.A. Sudakov, D.V. Davydov <i>Kazan Federal University, Kazan</i>	147
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В.М Хусайнов., А.Х. Кабирова, О.С. Сотников¹, Н.А. Назимов², Б.Ф. Закиев², А.А. Пименов¹ <i>¹Институт «ТамНИПИнефть», г. Альметьевск, ²ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск</i>	150
STUDY OF OIL PHASE TRANSITION PROCESSES UNDER UNSTABLE TEMPERATURE AND PRESSURE CONDITIONS DURING OIL FIELD DEVELOPMENT V.M. Khusainov, A.Kh. Kabirova, O.S. Sotnikov¹, N.A. Nazimov², B.F. Zakiev², A.A. Pimenov¹ <i>¹TatNIPIneft Institute, Almetyevsk, ²PJSC TATNEFT, Almetyevsk</i>	150
SR-ИЗОТОПНАЯ ХЕМОСТРАТИГРАФИЯ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ: ДАННЫЕ ПО ДЕВОНСКИМ КОНОДОНТАМ Д.К. Нургалиев, Г.М. Сунгатуллина, Н.Г. Нургалиева, В.В. Силантьев, Д.Н. Мифтахутдинова¹, А.В. Чугаев, Ю.В. Гольцман², А.В. Журавлев, Б.И. Гареев <i>¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ²ИГЕМ РАН, 119017, г. Москва, ³Института геологии имени академика Н.П.Юшкина Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар</i>	157
SR ISOTOPE CHEMOSTRATIGRAPHY OF THE MIDDLE-LATE DEVONIAN SEDIMENTS: DATA FOR THE DEVONIAN CONODONTS FROM THE CENTRAL PART OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM PROVINCE D.K. Nurgaliev, G.M. Sungatullina, N.G. Nurgalieva, V.V. Silantiev, D.N. Miftakhutdinova¹, A.V. Chugaev, Y.V. Goltzman², A.V. Zhuravlev³, B.I. Gareev¹ <i>¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, ²Russian Academy of Sciences, Moscow, ³Institute of Geology, Komi Science Centre, Ural Branch, Russian Academy of Sciences, Syktyvkar</i>	157
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ В.В. Савельев, Т.А. Муртазин¹, И.И. Багманов², В.А. Судаков, З.Д. Каюмов¹ <i>¹ФГАОУ ВО «К(П)ФУ», Казань</i>	159
<i>²ООО «Геонай», Казань</i>	159
PREDICTING THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING USING NEURAL NETWORK ALGORITHMS V.V. Savelev, T.A. Murtazin¹, I.I. Bagmanov², V.A. Sudakov, Z.D. Kayumov¹ <i>¹Kazan Federal University, Kazan, ²GeoPy LLC, Kazan</i>	159
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОДЪЁМНИКА КАРОТАЖНОГО САМОХОДНОГО ПКС-ОНЛАЙН А.И. Саттаров, И.Р. Гарайшин¹, Э.Р. Асадуллин² <i>¹ООО «ТНГ-АлГИС», г. Альметьевск, ²Институт ТамНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бугульма</i>	161

INCREASING THE EFFICIENCY OF WELL LOGGING OPERATIONS USING THE LOGGING UNIT PKS-ONLINE1 A.I. Sattarov, I.R. Garaishin¹, E.R. Asadullin² <i>¹LLC TNG-AIGIS, Almetyevsk, ²Institute TatNIPIneft, Bugulma.....</i>	161
СТРАТЕГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ УЗБЕКИСТАНА НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ С.С. Хабибуллаев¹, Ш.А. Умаров², М.Х. Искандаров³ <i>¹Министерство горнодобывающей промышленности и геологии, Республика Узбекистан, г. Ташкент, ²Академия наук, Республика Узбекистан, г. Навои, ³ООО «GeoResearch and Development Company», Республика Узбекистан, г. Ташкент, Яшнабадский район</i>	164
STRATEGIC DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN UZBEKISTAN BASED ON THE APPLICATION OF INTERNATIONAL STANDARDS S.S.¹ Habibullayev, S.A. Umarov², M.H. Iskandarov³ <i>¹Ministry of Mining and Geology of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, ²Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, Navoi, ³«Geo Research and Development Company» LLC, of the Republic of Uzbekistan, Tashkent, Yashnabad district</i>	164
ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ И ИНТЕГРАЦИЯ ГЕОДААННЫХ ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Д.Г. Яраханова <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия</i>	171
DIGITAL TRANSFORMATION AND INTEGRATION GEODATA FOR RATIONAL DEVELOPMENT OIL FIELDS D.G. Yarakhanova <i>Kazan Federal University, Kazan, Russia</i>	171
СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ	
ИЗУЧЕНИЕ ОБСТАНОВКИ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ УГЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕГО КАРБОНА В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА Э.А. Абдуллина, Ю.А. Ахмадуллина <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий, Республика Татарстан, г. Казань</i>	173
STUDY OF THE FORMATION AND DISTRIBUTION OF COAL-BEARING DEPOSITS OF THE LOWER CARBONIFEROUS WITHIN THE SOUTH TATAR ARCH E.A. Abdullina, Y.A. Akhmadullina <i>KFU, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan</i>	173
ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ МАНГЫШЛАКСКОГО БАССЕЙНА Д.К. Ажгалиев, А.С. Жиенгалиев, С.Н. Нурсултанова <i>Некоммерческое акционерное общество «Атырауский университет нефти и газа им. Сафи Утебаева», г. Атырау, Республика Казахстан.....</i>	174
КАТАЛИТИЧЕСКАЯ КОНВЕРСИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПАРА В ПРИСУТСТВИИ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ХЕЛАТОВ ПЕРЕХОДНЫХ МЕТАЛЛОВ Аль Асади Хуссейн, С.А. Ситнов, А.В. Вахин <i>ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет.....</i>	179
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ ДЛЯ НЕДОНАСЫЩЕННЫХ СИСТЕМ Д.Р. Аминев, А.А. Гимазов <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет</i>	181
DETERMINATION OF DEW POINT PRESSURE FOR UNDERSATURATED SYSTEMS D.R. Aminev, A.A. Gimazov <i>Kazan (Volga Region) Federal University.....</i>	179
ПРИМЕНЕНИЕ СВЧ-ВОЗДЕЙСТВИЯ С КАТАЛИЗАТОРОМ АКВАТЕРМОЛИЗА ДЛЯ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ И БИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Е.В. Архипов, Д.И. Гимадеев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i>	186

APPLICATION OF MICROWAVE EXPOSURE WITH AN AQUATHERMOLYSIS CATALYST FOR IN-SITU UPGRADING OF HIGH-VISCOSITY AND BITUMEN DEPOSITS E.V. Arkhipov, D.I. Gimadeev, I.I. Mukhamatdinov, A.V. Vakhin <i>Kazan (Volga Region) Federal University</i>	186
МЕТАНОСФЕРА И НЕПРЕДСКАЗУЕМЫЕ КАТАСТРОФЫ Я.Г. Аухатов <i>ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, Казань</i>	190
ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫЕ АНОМАЛИИ В ДОМАНИКОИДНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ Я.Г. Аухатов <i>ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань</i>	192
ВЛИЯНИЕ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ И.Е. Белошапка, О.С. Сотников, А.А. Гибадуллин, Е.В. Леванова, В.И. Кадкин <i>Институт «ТатНИПИнефть», г. Альметьевск</i>	194
EFFECT OF GAS-BASED EOR METHODS ON CRUDE OIL PROPERTIES I.Beloshapka, O.Sotnikov, A.Gibadullin, E.Levanova, V.Kadkin <i>TatNIPIneft Institute, Almeteyevsk</i>	194
РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИЙ ПО УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СЪЁМОК – ЭЛЕМЕНТ СТРАТЕГИИ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ПОДГОТОВКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ М.Я. Боровский, В.И. Богатов¹, А.С. Борисов², Е.Г. Фахрутдинов³ <i>¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, ²Казанский (Поволжский) федеральный университет, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань, ³ООО «Сибизыскания», г. Омск</i>	198
THE ZONING OF TERRITORIES ACCORDING TO THE CONDITIONS OF GEOPHYSICAL SURVEYS IS AN ELEMENT OF THE STRATEGY FOR THE SEARCH, EXPLORATION AND PREPARATION OF HYDROCARBON RESERVES M.Y. Borovsky, V.I. Bogatov¹, S.V. Anatoly², E.G. Fakhrutdinov³ <i>¹Geofizservice LLC, Kazan, ²Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Ecology and Subsoil Use of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, ³Director, Sibiziskaniya LLC, Omsk</i>	198
РОЛЬ ДОКТОРА ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ НАУК Г.Е. КУЗНЕЦОВА В ВОСПРОИЗВОДСТВЕ И РАСШИРЕНИИ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ РЕГИОНОВ М.Я. Боровский, В.И. Богатов¹, П.В. Вишневский, Н.В. Богов, Ю.П. Бубнов² <i>¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, ²ЦНИИГеолнеруд, г. Казань</i>	201
THE ROLE OF DOCTOR OF GEOLOGICAL AND MINERALOGICAL SCIENCES G.E. KUZNETSOV IN THE REPRODUCTION AND EXPANSION OF THE MINERAL RESOURCE BASE OF OIL-PROMISING REGIONS M.Y. Borovsky, V.I. Bogatov¹, P.V. Vishnevsky, N.V. Bogov, Y.P. Bubnov² <i>¹Geofizservice LLC, Kazan, ²«Tsnigeolnerud», Kazan</i>	201
АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОЦЕССОВ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН Л.Х. Бреслер, Д.И. Петрова, Г.Г. Файзрахманов <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань</i>	204
ANALYSIS OF THE APPLICATION OF INTEGRATED MODELING OF FIELD DEVELOPMENT AND WELL PRODUCTION COLLECTION PROCESSES L.K. Bresler, D.I. Petrova, G.G. Faizrakhmanov <i>Kazan Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan</i>	204
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ Л.Х. Бреслер, И.Р. Мавлявов, С.Р.Уг. Атажанов <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань</i>	207

AN INTEGRATED APPROACH TO MODELING THE TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF DEPOSITS

L.K. Bresler, I.R. Mavlyavov, S.R.UgAtazhanov

Kazan Federal University, Associate Professor, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan 207

ПОДБОР ЭКВИВАЛЕНТНЫХ РЕЖИМОВ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТБОРОВ

Р.Р. Ганиев, А.А. Гимазов, Д.Ф. Хамидуллин, В.М. Бабин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 211

ВОЛНОВЫЕ МЕТОДЫ ВОСПОЛНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ТОПЛИВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ НЕФТЕЙ

Р.Н. Гатауллин, Е.А. Марфин

Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ, Казанский научный центр РАН

(ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань 217

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ И ОПРОСА СЕЙСМОДАТЧИКОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МОНИТОРИНГА ГРП В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Л.Р. Гилязов¹, М.Э. Сибгатуллин^{2,3}, Р.Ф. Ахмеров³, И.Н. Плотникова², М.Х. Салахов^{2,3}

¹ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань, ²Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ³Казанский федеральный университет, г. Казань 221

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Р. Гимаева, Г.Р. Ганиева

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет,

г. Казань 224

APPLICATION OF INTELLIGENT TECHNOLOGIES TO SOLVE PROBLEMS IN THE OFFSHORE FIELD'S EXPLORATION AND DEVELOPMENT

A.R. Gimaeva, G.R. Ganieva²

Institut of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan Federal University, Kazan 224

ТЕХНОЛОГИЯ «НЕЙРО-ГЕО», ОСНОВАННАЯ НА ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ПРИ КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕОБРАБОТКЕ И ПЕРЕИНТЕРПРЕТАЦИИ ПЛОЩАДНЫХ И СКВАЖИННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ГРП, ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ И ОЦЕН

Е.Г. Грунис

НПЦ «Нейросейсм» Татарского геологоразведочного управления ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина,

Республика Татарстан, г. Казань 226

NEURO-GEO TECHNOLOGY BASED ON THE APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE TECHNOLOGIES IN THE COMPLEX RE-PROCESSING AND REINTERPRETATION OF AREAL AND BOREHOLE GEOPHYSICAL ICTING FILTRATION-CAPACITIVE COLLECTOR PROPERTIES AND ESTIMATES

E.G.Grunis

Head of the Neuroseism Research and Production Center of the Tatar Geological Exploration Department of PJSC

Tatneft named after V.D. Shashina, Republic of Tatarstan, Kazan 226

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЦЕНКИ КОЛЛЕКТОРСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

И.А. Довгань, Е.И. Грохотов, В.К. Волкова

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург 234

PROSPECTS FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF ASSESSING THE RESERVOIR POTENTIAL OF FRACTURED ROCKS

I.A. Dovgan, E.I. Grokhotov, V.K. Volkova

St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg 234

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОЙ ЗАВИСИМОСТИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ М.А. Еремеева, И.Ю. Чернышов, В.В. Виноградов¹, А.Х. Кабирова, В.М. Хусаинов, О.С. Сотников, И.Г. Фаттахов² <i>¹Университета ИТМО, г. Санкт-Петербург, ²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск.....</i>	238
APPLICATION OF MACHINE LEARNING METHODS TO IDENTIFY THE TEMPERATURE DEPENDENCE OF OIL VISCOSITY М.А. Eremeeva, I.Yu. Chernyshov, V.V. Vinogradov¹, Dr.Sc., Director, A.Kh. Kabirova, V.M. Khusainov, O.S. Sotnikov, I.G. Fattakhov² <i>¹ITMO University, Saint Petersburg, ²TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almetьевsk,</i>	238
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ОСНОВЕ КОНЦЕПТУАЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ К.М. Идрисов, Р.А. Зинюков <i>К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий</i>	242
НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СИМУЛЯТОРОВ ПЛАСТА Р.И. Мухаммед (М.Р. Ислам)¹, Д.Г. Яраханова² <i>¹Президент Emertec Research and Development Ltd., Канада, ²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия.....</i>	244
NEW GENERATION OF RESERVOIR SIMULATORS R.I. Muhammad (M.R. Islam)¹, D.G. Yarakhanova² <i>¹President Emertec Research and Development Ltd., Canada, ²Kazan Federal University, Kazan, Russia.....</i>	244
КОНСТРУКЦИИ И ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕМЕННЫХ ПЕРЕДАЧ В КОНТУРЕ КОНСТРУКТИВНОЙ ЦЕПИ МЕХАНИЗМА ПЕРЕДАЧИ И.М. Каримова <i>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку.....</i>	245
CONSTRUCTIONS AND OPTIMAL DESIGN OF BELT TRANSMISSIONS IN THE CONTOUR OF THE STRUCTURAL CHAIN OF THE TRANSMISSION MECHANISM3 I.M. Karimova <i>Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku</i>	245
РЕАЛИЗАЦИЯ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА КЕРОГЕНА КАРБОНАТНЫХ И КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТЫХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД В ПРОЦЕССАХ СУБ- И СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ВОДНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ Г.П. Каюкова¹, З.Р. Насырова², Э.И. Шмелева², Г.Г. Исламова³, А.Н. Михайлова², А.В. Вахин² <i>¹Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, Татарстан, Россия, ²Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета, г. Казань, Татарстан, Россия, ³Институт нефти, химии и нанотехнологии Казанского национального исследовательского технологического университета, г. Казань, Татарстан, Россия</i>	247
О СЕЙСМИЧЕСКИХ ГРАНИЦАХ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ КОРЫ ПО ДАННЫМ МОГТ (В РАЙОНЕ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ) А.М. Кузин <i>Институт проблем нефти и газ РАН, Москва.....</i>	251
ON THE SEISMIC BOUNDARIES OF THE CONSOLIDATED CRUST ACCORDING TO CDP DATA (IN THE REGION OF ROMASHKINSKIY OIL DEPOSIT) А.М. Kouzin⁹ <i>Oil and Gas Research Institute RAS (OGRI RAS), Moscow, Russia.....</i>	251
К ВОПРОСУ О ГЕНЕЗИСЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ПЕРМСКОЙ СИСТЕМЫ ВОЛГО-КАМСКОГО РЕГИОНА Р.Г. Лукьянова, Р.А. Мударисова, Б.В. Успенский <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета ..</i>	257

ON THE QUESTION OF THE GENESIS OF OIL DEPOSITS IN CARBONATE RESERVOIRS OF THE PERMIAN SYSTEM OF THE VOLGA-KAMA REGION

R.G. Lukyanova, R.A. Mudarisova, B.V. Uspensky

Department of Petroleum Geology Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga)

Federal University, 257

ТЕХНОЛОГИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ КИСЛОТНЫХ СИСТЕМ С ВЯЗКОУПРУГИМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева

Казанский федеральный университет, г. Казань 259

TECHNOLOGY OF SELECTIVE OIL PRODUCTION STIMULATION BASED ON ACID SYSTEMS WITH VISCOELASTIC SURFACTANTS IN TERRIGENOUS RESERVOIRS

I.I. Mannanov, G.R. Ganieva

Kazan Federal University, Kazan 259

АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОСПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.А. Марфин^{1,2}, Р.Н. Гатауллин¹, М.К. Уразгалиева³

¹*Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань,*

²*Институт физики Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань*

³*Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова, г. Актау 263*

ВЛИЯНИЕ ГИДРОТЕРМАЛЬНО-КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ИЗМЕНЕНИЯ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОКИСЛЕНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ ИЗ НЕФТЕСОДЕРЖАЩЕЙ ПОРОДЫ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА

А.Н. Михайлова¹, Г.П. Каюкова^{1,2}, Д.А. Емельянов², М.А. Варфоломеев²

¹*Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ, г. Казань, Россия,*

²*Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова – обособленное структурное*

подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, Россия 267

ОПТИМИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЁТА ДЕБИТА ГАЗА ПО ДИКТ ДЛЯ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА К.С. Мокшина, Д.А. Самоловов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, 271

(OPTIMIZATION OF THE METHOD OF CALCULATING THE GAS FLOW RATE FOR A DIAPHRAGM CRITICAL FLOW METER FOR A MULTIPHASE FLOW)

K.S. Mokshina, D.A. Samolovov

(Volga Region) Federal University 271

ПРОСТРАНСТВЕННАЯ ИЗМЕНЧИВОСТЬ СОСТАВА НЕФТИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.В. Морозова, Ю.А. Дуглав, М.С. Шипаева¹, Р.Р. Афлятунов²

¹*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий,*

г. Казань, ²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 273

SPATIAL VARIABILITY OF THE OIL COMPOSITION OF THE ROMASHKINSKOYE FIELD

E.V. Morozova, Y.A. Duglav., M.S. Shipaeva¹, R.R. Aflyatunov²

¹*Kazan Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan,*

²*Chief Geologist of PJSC Tatneft, Almeteyevsk 273*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ МЕТОДА ВЕРТИКАЛЬНОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

П.Е. Морозов^{1,2}

¹*Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, ²Альметьевский государственный*

технологический университет «Высшая школа нефти» 278

СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК НОВЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Ю.В. Нефедов, Д.А. Грибанов, С.С. Власенко, В.С. Никифорова, А.В. Логинов

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург 281

FORWARD STRATIGRAPHIC MODELLING AS A NEW METHOD FOR PREDICTING OIL AND GAS RESERVOIRS Yu.V. Nefedov, D.A. Griбанov, S.S. Vlasenko, V.S. Nikiforova, A.V. Loginov <i>St. Petersburg Mining University, St. Petersburg</i>	281
ОЦЕНКА ГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ПО ДАННЫМ ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ И ИЗОТОПНО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ Д.К. Нургалиев, И.Ю. Чернова, Э.Р. Зиганшин¹, А.С. Смирнов² ¹ <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия,</i> ² <i>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия</i>	283
ASSESSMENT OF GAS POTENTIAL OF A TERRITORY BASED ON DATA GEOMORPHOLOGICAL AND ISOTOPE-GEOCHEMICAL RESEARCH METHODS D.K. Nourgaliev, I.Y. Chernova, E.R. Ziganshin¹, A.S. Smirnov² ¹ <i>Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia,</i> ² <i>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia</i>	283
БАЗА ДАННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И.Н. Огнев, Г.С. Хамидуллина, Б.В. Успенский, Т.А. Муртазин <i>Научно-образовательный центр «Моделирование ТРИЗ» Института геологии и нефтегазовых технологий ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань</i>	290
PETROLEUM BASINS DATABASE I.N. Ognev, G.S. Khamidullina, B.V. Uspensky, T.A. Murtazin <i>Scientific and Educational Center "TRIZ Modeling" of the Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of the Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan</i>	290
ПРОГНОЗ ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БОЛЬШИХ И СВЕРХБОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ НА ОСНОВЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ О.М. Прищепа, Д.С. Луцкий, С.Б. Киреев, Н.В. Сеница <i>Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия</i>	296
PREDICTION OF HYDROCARBON PHASE STATE AT DEEP AND ULTRA-DEEP DEPTHS BASED ON THERMODYNAMIC MODELING О.М. Prishchepa, D.S. Lutskiy, S.B. Kireev, N.V. Sinitsa <i>St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia</i>	296
ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТ ПО ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ ВИБРО-ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ М.С. Рагимова¹, Г.И. Намазова² ¹ <i>Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку,</i> ² <i>Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»</i>	298
RESEARCH OF WORKS ON ENGINEERING AND TECHNOLOGY OF VIBRATION IMPACT ON THE RESERVOIR⁶ M.S. Rahimova¹, G.Э. Namazova² ¹ <i>Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku,</i> ² <i>Research Institute «Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry»</i>	298
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧАГОВОГО ЗАВОДНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ РЕСУРСОСБЕРЖЕНИЯ Л.Г. Рахмаев <i>ПАО «Татнефть», г. Альметьевск</i>	300
INCREASING THE EFFICIENCY OF FOCAL FLOODING IN CONDITIONS OF RESOURCE CONSERVATION L.G. Rakhmaev <i>PJSC TATNEFT, Almeteyevsk</i>	300
РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТ МЕТОДОМ СИММЕТРИЧНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ С ЦЕЛЮ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖИ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ К.В. Родионов, П.С. Крылов, Д.И. Хасанов, Б.Г. Червиков <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань</i>	304
RESULTS OF WORK USING THE METHOD OF SYMMETRICAL ELECTRICAL PROFILING FOR THE PURPOSE OF SEARCHING AND EXPLORING NATURAL BITUMEN DEPOSITS K.V. Rodionov, P.S. Krylov, D.I. Khassanov, B.G. Chervikov <i>Institute of Geology and Oil and Gas Technologies KFU, Kazan</i>	304

НОВЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ НИЖНЕЙ ГРАНИЦЫ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ И ДОМИНИРУЮЩЕГО ТИПА ИСХОДНОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА М.В. Родкин, С.А. Пунанова <i>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва</i>	306
АНАЛИТИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ ОБЩЕГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВОДОРОДА ТОН, ИНДЕКСА ПРОДУКТИВНОСТИ PI, НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ OSI И ЭКСТРАГИРУЕМОГО БИТУМОИДА БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСТРАКЦИИ В ПОРОДАХ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕТОДОМ ЯМР РЕЛАКСОМЕТРИИ Б.В. Сахаров, Н.М. Хасанова, М.Г. Фазлыяхматов, М.А. Варфоломеев <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i>	310
НОВЫЕ ПРИБОРЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ А.А. Сергеев, Д.В. Перелыгин, В.Т. Перелыгин <i>АО НПП «ВНИИГИС»</i>	314
ПОДХОД К СОЗДАНИЮ ОБУЧАЮЩЕЙ ВЫБОРКИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОБРАБОТКИ ИСКАЖЁННЫХ ШУМАМИ СЕЙСМИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ М.Э. Сибгатуллин^{1,2}, Л.Р. Гилязов³, Р.Ф. Ахмеров², Ю.Ю. Кочнева¹, И.Н. Плотникова¹, М.Х. Салахов^{1,2} <i>¹Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ²Казанский федеральный университет, г. Казань, ³ООО «ГЕОЛТЕХ», г. Казань</i>	317
ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ КОЛЛЕКТОРСКИЕ ЗОНЫ УВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫЕ.Ю. Сидорова, Л.М. Ситдикова, Н.М. Хасанова <i>Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань</i>	320
POTENTIAL COLLECTOR ZONES OF HYDROCARBON OF THE WEATHERING CRUST OF THE BASEMENT OF THE VOLGA-URAL ANTECLISE E.Y Sidorova, L.M. Sitdikova, N.M. Khasanova <i>Institute of Geology and Oil and Gas Technologies KFU, Kazan</i>	320
РАЗРЕЗЫ ПОГРАНИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА И КАРБОНА В ДЕПРЕССИОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ САРАЙЛИНСКОЙ ВПАДИНЫ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ В.В. Силантьев, Д.Н. Мифтахутдинова, Г.М. Сунгатуллина, М.Ф. Валидов¹, Б.Г. Ганиев, К.Д. Шуматбаев, Р.М. Хабилов², А.Ф. Сафаров³ <i>¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ²Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, ³ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск</i>	322
DEVONIAN-CARBONIFEROUS DEEP-WATER SUCCESSION AND BIOFACIES OF THE SARAYLINSKAYA DEPRESSION, KAMA-KINEL TROUGH SYSTEM V.V. Silantiev, D.N. Miftakhutdinova, G.M. Sungatullina, M.F. Validov¹, B.G. Ganiev, K.D. Shumatbaev, R.M. Khabipov², A.F. Safarov³ <i>¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, ²Department of Field Development, Tatneft PJSC, Almeteyevsk, ³TatNIPIneft Institute, Tatneft PJSC, Almeteyevsk</i>	322
ВЛИЯНИЕ СУСПЕНЗИИ ГИДРОКСИДА НАТРИЯ НА ОБЕССЕРИВАНИЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ Г.Х. Ситдикова¹, И.И. Мухаматдинов^{1,2}, А.В. Вахин^{1,2} <i>¹Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ²НИЛ «Внутрипластовое горение», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань</i>	324
THE EFFECT OF SODIUM HYDROXIDE SUSPENSION ON DESULFURIZATION OF HIGH-VISCOSITY OIL G.Kh. Sitdikova¹, I.I. Mukhamatdinov^{1,2}, A.V. Vakhin^{1,2} <i>¹Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, ²PhD «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan</i>	324

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИН ПЕРЕХОДА СКВАЖИН В БЕЗДЕЙСТВУЮЩИЙ ФОНД В.А. Султанов, А.Ф. Шагеев¹, С.А. Долгих^{1,2}, В.А. Вареник³ <i>¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт искусственного интеллекта, робототехники и системной инженерии, г. Казань, ²Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, ³МАОУ «Лицей № 131» Вахитовского района, г. Казани.....</i>	327
ГРАНИЦА ДЕВОНА И КАРБОНА В ДЕПРЕССИОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ САРАЙЛИНСКОЙ ВПАДИНЫ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ Г.М. Сунгатуллина, В.В. Силантьев, Д.Н. Мифтахутдинова¹, М.Ф. Валидов^{1,2}, Б.Г. Ганиев, К.Д. Шуматбаев, Р.М. Хабипов, А.Ф. Сафаров³ <i>¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ²Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ³Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, ⁴ТатНИПИнефть, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск.....</i>	330
DEVONIAN-CARBONIFEROUS BOUNDARY IN DEEP-WATER SEDIMENTS OF THE SARAYLINSKAYA DEPRESSION, KAMA-KINEL TROUGH SYSTEM G.M. Sungatullina, V.V. Silantiev, D.N. Miftakhutdinova¹, M.F. Validov^{1,2}, B.G. Ganiev, K.D. Shumatbaev, R.M. Khabipov³, A.F. Safarov⁴ <i>¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, ²Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, ³Department of Field Development, Tatneft PJSC, Almeteyvsk, ⁴TatNIPIneft Institute, Tatneft PJSC, Almeteyvsk.....</i>	330
ГЕНЕРАЦИЯ ПРОДУКТОВ ОКИСЛЕНИЯ ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЁГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕРМОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА Темраз Белал Эссам Таха Мохаммед, С.А. Ситнов, А.Ф. Шагеев <i>ФГАОУ ВО Казанский (Приволжский) федеральный университет.....</i>	332
ПРОГНОЗ И ПОИСК МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАЛЬНЕОЛОГИЧЕСКИХ ВОД МАЛОИЗУЧЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ТАТАРСТАНА Б.В. Успенский^{1,2}, Е.Е. Андреева¹, А.Г. Баранова¹, Л.З. Анисимова¹, Р.Р. Хазиев¹, К.Ю. Колузаева¹, А.А. Кораблев² <i>¹Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г. Казань, ²Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ, г. Казань.....</i>	335
FORECAST AND SEARCH FOR DEPOSITS OF BALNEOLOGICAL WATERS OF THE LITTLE-STUDIED LANDS OF TATARSTAN B.V. Uspenskiy^{1,2}, E.E. Andreeva¹, A.G. Baranova¹, L.Z. Anisimova¹, R.R. Khaziev¹, K.Y. Koluzaeva¹, A.A. Korablev² <i>¹Institute of Ecology and Subsoil Use Problems of TAS, Kazan, ²Institute of Geology and Oil and Gas Technologies K(P)FU, Kazan.....</i>	335
ЭМИССИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НАД НЕФТЯНЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ Д.М. Фаварисова, Е.В. Морозова <i>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань.....</i>	337
EMISSION OF HYDROCARBONS OVER OIL FIELDS D.M. Favarisova, E.V. Morozova <i>Kazan Federal University.....</i>	337
СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РУЧНОЙ И АВТОМАТИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН В ПК «ГИСНЕЙРО» А.И. Фаткуллина <i>К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань.....</i>	340
(COMPARATIVE ANALYSIS OF MANUAL AND AUTOMATIC CORRELATION OF WELL SECTIONS IN THE GISNEURO PC) Fatkullina A.I. <i>Kazan (Volga Region) University, Institute of geology and petroleum technologies, Kazan,.....</i>	340
ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГРАВИРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ МАЛОГЛУБИНЫХ ПОДНЯТИЙ А.Г. Харисов, М.С. Корнилов, Р.Н. Ситдилов, П.С. Крылов <i>ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет».....</i>	342

GRAVITY EXPLORATION WORK ON THE TERRITORY OF SHALLOW-DEPTH OIL DEPOSITS A.G. Kharisov, M.S. Kornilov, R.N. Sitdikov, P.S. Krylov <i>Kazan (Volga region) Federal University</i>	342
ТЕХНОЛОГИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ КАТАЛИЗАТОРА И КИСЛОТНОГО СОСТАВА АФК А.Ф. Шагеев¹, И.И. Мухаматдинов, С.А. Долгих, Д.Р. Зубайдуллин, Э.М. Ханнанова² <i>¹ИЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, ²КФУ, ИГиНГТ, Кафедра разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов....</i>	347
TECHNOLOGY OF IN-WELL UPGRADING OF HEAVY OIL USING A CATALYST AND AFC ACID COMPOSITION A.F. Shageev, I.I. Mukhamatdinov, S.A. Dolgikh, D.R. Zubaydullin, E.M. Hannanova <i>INTSMU “Rational development of liquid hydrocarbon reserves of the planet”, Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Kazan, KFU, IGiNGT, Department of Development and Operation of deposits of hard-to-recover hydrocarbons.....</i>	347
ПРЯМЫЕ МЕТОДЫ ГИС НА СЛУЖБЕ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ: АППАРАТУРА, ТЕХНОЛОГИЯ И МЕТОДИКА А.А. Шакиров <i>АО НПП ВНИИГИС</i>	350
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ М.Н. Шамсиев <i>Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань</i>	355
РЕКОМЕНДАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА И КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ М.Р. Якупов, Т.А. Муртазин¹, И.И. Багманов², В.А. Судаков¹ <i>¹ГАОУ ВО «К(П)ФУ», г. Казань, ²ООО «Геонай», г. Казань</i>	358
WORKOVER RECOMMENDATIONS BASED ON THE FACTOR ANALYSIS AND COMPLEX DATA ANALYSIS RESULTS M.R. Iakupov, T.A. Murtazin¹, I.I. Bagmanov², V.A. Sudaikov¹ <i>¹KPFU, Kazan, ²Geopy LLC, Kazan</i>	358

ISBN 978-5-6051764-4-2



Научное издание

«СОВРЕМЕННЫЕ ВЫЗОВЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРИОРИТЕТНЫХ ЗАДАЧ ПО ВОСПРОИЗВОДСТВУ
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ»

Материалы Международной научно-практической конференции

Редактор *М.Г. Гараева*
Корректор *Ф.С. Маликова*
Технический редактор *А.А. Низамиев*

Подписано в печать 17.08.2024. Формат 60×84 1/8. Бумага мелованная.
Гарнитура «Таймс». Объем 47,0 п.л.
Тираж 40 экз. Заказ С-77.

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.