14-17
октября

2025

Актуальные проблемы нефти и газа

VIII Всероссийская молодежная
научная конференция
с международным участием

СБОРНИК ТРУДОВ



Официальный спонсор

НОВАТЭК

Партнеры

Ассоциация производителей оборудования Новые технологии газовой отрасли

МАГЭ Морская арктическая геологоразведочная экспедиция

РУДН Институт экологии

МГРИ Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе

Медиапартнеры

ROGTEC Российские нефтегазовые технологии

Научное сетевое издание Актуальные проблемы нефти и газа

Специализированный журнал Бурение & Нефть

Издательский Дом «Губкин»

Энергетическая политика

Нефтяное хозяйство www.oil-industry.ru

Арктика Экология и экономика

Безопасность труда в промышленности Occupational Safety in Industry

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

VIII ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ

«Актуальные проблемы нефти и газа»

Сборник трудов

г. Москва
14–17 октября 2025 г.

УДК 553.98+622.276+622.279+544.015.4

Программный комитет

Сопредседатели программного комитета:
Дмитриевский Анатолий Николаевич, д.г.-м.н., академик РАН, ИПНГ РАН, г. Москва
Эпов Михаил Иванович, д.т.н., академик РАН, ОНЗ РАН, ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск
Богоявленский Василий Игоревич, д.т.н., чл.-корр. РАН, ИПНГ РАН, г. Москва
Закиров Эрнест Сумбатович, д.т.н., профессор РАН, ИПНГ РАН, г. Москва
Индрупский Илья Михайлович, д.т.н., профессор РАН, ИПНГ РАН, г. Москва

Члены программного комитета:
Керимов Вагиф Юнусович, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой геологии и разведки месторождений углеводородов РГГРУ имени Серго Орджоникидзе (МГРИ)
Аникеев Даниил Павлович, к.т.н., с.н.с., зав. лаб. газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова ИПНГ РАН
Кишанков Алексей Владимирович, к.г.-м.н., с.н.с. лаб. комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа ИПНГ РАН
Климов Дмитрий Сергеевич, к.т.н., с.н.с. лаб. газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова ИПНГ РАН
Кузнецов Роман Олегович, к.г.-м.н, н.с. лаб. ресурсной базы нефтегазового комплекса ИПНГ РАН
Курьяков Владимир Николаевич, к.ф.-м.н., в.н.с. лаб. нефтегазовой механики и физико-химии пласта ИПНГ РАН
Розман Михаил Семенович, к.э.н., с.н.с. лаб. газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова ИПНГ РАН
Самохвалов Никита Игоревич, к.т.н., с.н.с. петрофизического центра лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов ИПНГ РАН
Сарданашвили Ольга Николаевна, к.т.н., с.н.с. аналитического центра научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли ИПНГ РАН
Сизов Олег Сергеевич, к.г.н., с.н.с. лаб. комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа ИПНГ РАН
Богоявленский Игорь Васильевич, н.с. лаб. комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа ИПНГ РАН
Бондарева Лиана Ильясовна, н.с. лаб. нефтегазовой геофлюидодинамики ИПНГ РАН
Никонов Роман Александрович, н.с. лаб. комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа ИПНГ РАН
Сафарова Елисавета Александровна, н.с. лаб. нефтегазовой геофлюидодинамики, зав. центром обеспечения научно-образовательного процесса ИПНГ РАН
Филиппова Дина Сергеевна, н.с. лаб. нефтегазовой геофлюидодинамики, председатель совета молодых ученых и специалистов ИПНГ РАН

Члены программного комитета международной молодежной научной сессии «Экологические проблемы нефтегазового комплекса» от института экологии РУДН:
Сопредседатель: Савенкова Елена Викторовна, д.э.н., профессор, директор, Институт экологии РУДН
Дроздов Александр Николаевич, д.т.н., профессор, Институт экологии РУДН
Редина Маргарита Михайловна, д.э.н., профессор, в.н.с., Институт экологии РУДН
Хаустов Александр Петрович, д.г.-м.н., вед. специалист, профессор-консультант, Институт экологии РУДН
Шаталов Андрей Борисович, к.т.н., доцент, Институт экологии РУДН
Никулина Светлана Николаевна, к.э.н., доцент, Институт экологии РУДН
Яценко Елена Борисовна, к.т.н., заместитель директора по научной работе, Институт экологии РУДН

Председатель оргкомитета:
Филиппова Дина Сергеевна, председатель СМУ ИПНГ РАН

Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VIII Всероссийской молодежной научной конференции с международным участием 14–17 октября 2025 г. – Москва: ИПНГ РАН, 2025. – 439 с.

В сборник включены материалы VIII Всероссийской молодежной научной конференции с международным участием «Актуальные проблемы нефти и газа», прошедшей в Институте проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) 14–17 октября 2025 г. в г. Москве. Освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований по проблемам нефти и газа, полученные студентами, аспирантами и молодыми сотрудниками академических институтов, вузов и отраслевых научно-исследовательских организаций. Материалы представлены в авторской редакции. Ответственность за содержание материалов и иллюстрации несут авторы.

Для широкого круга специалистов, занимающихся проблемами геологии, экологии и разработки месторождений нефти и газа.

© ИПНГ РАН, 2025
© Коллектив авторов, 2025

СЕКЦИЯ 1.
Разработка месторождений, численное моделирование пластов

Оценка изменений структуры трещиноватости по данным повторных ГДИ в сложнопостроенных коллекторах

Абрамов Т.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
abramov-ta@mail.ru

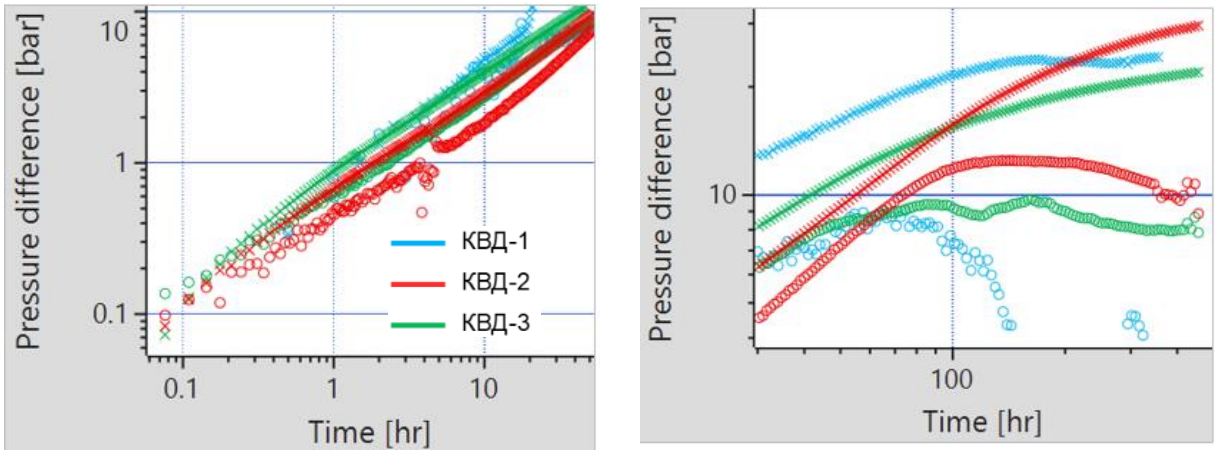
Ключевые слова: гидродинамические исследования, трещиноватые коллекторы, кривая восстановления давления, циклическое геомеханическое воздействие, гидроразрыв пласта

Описание работы трещиноватых коллекторов нефти и газа, как правило, производится с помощью модели двойной пористости. Данная модель описывает трещиноватый коллектор как систему из блоков поровой матрицы, расположенных внутри непрерывной сети трещин [1, 2]. Основной объем флюида сосредоточен в матрице, в то время как трещины являются высокопроводящими каналами. Ключевой особенностью порово-трещинной системы является массообмен между матрицей и трещиной. На практике единственным способом изучения процесса массообмена являются гидродинамические исследования скважин (ГДИ). Так, на логарифмической производной давления (производной Бурде) данный процесс проявляется в виде волнообразного провала производной [3, 4].

Вместе с тем, признаки порово-трещинного поведения обычно редко встречаются в практике ГДИ. Как правило, данный факт связывается с тем, что процесс массообмена между матрицей и трещиной происходит на ранних временах замера кривых восстановления давления (КВД), вследствие чего он маскируется влиянием ствола скважины (ВСС). Одновременно с этим на КВД в трещиноватых коллекторах зачастую наблюдается «хаотическое» поведение производной в виде формирования прямолинейных участков с различными углами наклона. В работе Ф. Кучука (F. Kuchuk) [5] на основании глубокого литературного обзора критикуется адекватность модели порово-трещинного коллектора и утверждается, что «хаотический» характер производной и является характерной чертой трещиноватых коллекторов. Главным аргументом для данного утверждения является тот факт, что трещины представляют собой не непрерывную среду, а являются дискретными и характеризуются различным масштабом, проводимостью, пространственной ориентацией, конфигурацией и др., что оказывает ключевое влияние на поведение КВД.

Помимо этого, трещины зачастую представляют из себя «подвижную» систему – их конфигурация и проводимость могут меняться как от интенсивности режима, так и по результатам проведения различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ), что в конечном итоге отобразится на характере КВД. В таком случае приобретают особенную ценность повторные ГДИ, по сравнительному анализу которых возможно получить необходимую информацию об успешности выполненного мероприятия и/или наиболее эффективном режиме эксплуатации скважины. В данной работе рассматривается методика и результаты применения автором такого анализа для двух случаев сложнопостроенных коллекторов различного типа.

Так, на рис. 1 представлены диагностические графики КВД, записанные на различных этапах циклического геомеханического воздействия (ЦГВ) на трещиноватом карбонатном коллекторе [6]. По результатам сравнительного анализа разновременных КВД и детализации откликов на различные режимы течения, определяющих их форму, удалось получить представление о характере и масштабе созданных трещин и отследить их поэтапное изменение на цикле создания глубокой депрессии и последующей закачки жидкости в пласт. Как видно, все КВД различаются по характерным наклонам, количеству участков с различными наклонами и их относительным положением по вертикали (рис. 1а), а также особенностям формирования «горба» производной на позднем этапе замера (рис. 1б). Эти различия и несут важную информацию о проницаемости системы микротрещин вблизи скважины и конфигурации макротрещин. Выводы, полученные в ходе анализа, подтвердились результатом воспроизведения откликов на численной DFN-модели. Так, было выявлено, что после ЦГВ вокруг скважины возникла уплотненная область с проницаемостью 2 мД, внутри которой была сформирована плотная сетка макротрещин. После закачки жидкости проницаемость уплотненной области за счет раскрытия микротрещин увеличилась до 5 мД с одновременным изменением плотности и конфигурации макротрещин.

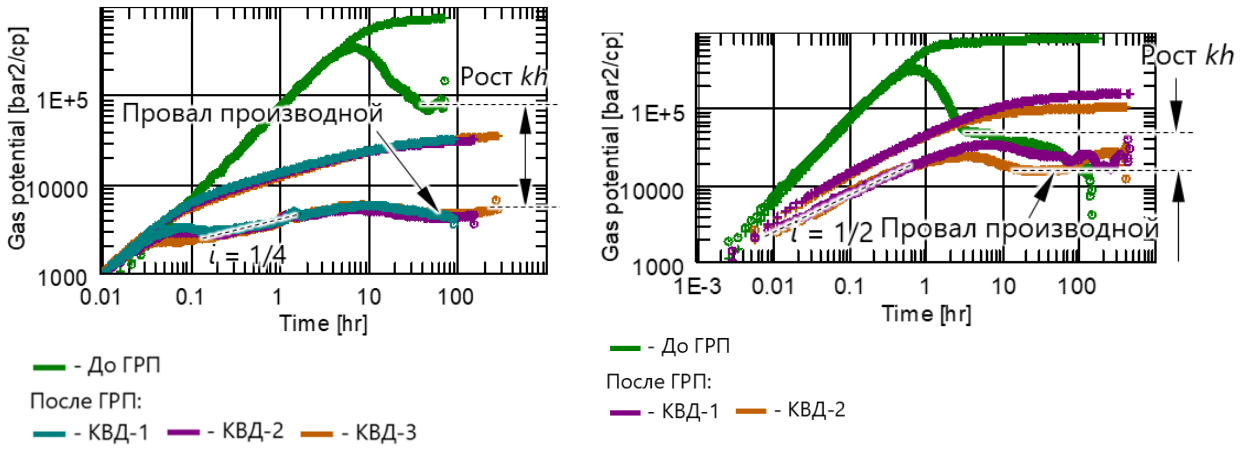


а б

Рис. 1. Диагностические графики КВД на различных этапах ЦГВ на трещиноватом карбонатном коллекторе: а – участок роста производных; б – участок выполаживания производных

Не менее интересным примером являются результаты гидроразрыва пласта (ГРП) на трещиноватом опоковидном коллекторе (рис. 2), где часть трещин изначально залечена вторичными минералами. После проведения гидроразрыва по всем скважинам отмечалось увеличение гидропроводности, связанное с увеличением проницаемости пласта. Это в целом не характерно для процесса ГРП, для которого ожидаемо только снижение интегрального скин-фактора. Помимо этого, в различных частях залежи кривые отличались по характеру отклика КВД, который коррелировал с зональной интенсивностью естественных трещин. На рис. 2а, 2б представлены примеры скважин с максимальной продуктивностью, на которых наблюдается провал производной, свидетельствующий о возможном порово-трещинном поведении коллектора. Также после ГРП производные КВД для обеих скважин показывают зависимость от длительности и интенсивности отработки перед остановкой. Это позволило сделать вывод о том, что основной эффект от гидроразрыва связан не с формированием вертикальной трещины, а с инициацией

объема ранее залеченных трещин. Эти трещины, по всей видимости, преимущественно характеризуются микромасштабом, что влияет на увеличение проницаемости и формирование порово-трещинной среды. При этом степень раскрытия трещин зависит от характера работы скважины, что определяет необходимость оценки оптимального режима эксплуатации.



а б

Рис. 2. Диагностический график КВД для скважин в трещиноватом коллекторе с провалом производной: а – скв. 1; б – скв . 3

Результаты ГРП на опоковидном коллекторе легли в основу его дальнейшего изучения при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по оценке эффективности горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). С учетом сложности прямых оценок изменения гидропроводности для ГС с МГРП, оптимальным способом для выбора режима эксплуатации, помимо оценки характера изменения производной Бурде, явилась оценка динамики инварианта линейного течения, предложенного в качестве интерпретационного параметра для ГС с МГРП в работе [7].

Для трещиноватых коллекторов нефти и газа порово-трещинное поведение является не самым характерным типом отклика при проведении ГДИ. Вместе с тем, во многих случаях возможно изменение характера поведения повторных КВД вследствие «подвижности» системы трещин или по результатам выполнения ГТМ. При интерпретации данных ГДИ на таких коллекторах необходим более глубокий анализ с детализацией откликов и отслеживания их динамики во времени, что может дать полезную информацию с точки зрения выбора оптимального режима эксплуатации скважины и оценки прогнозных показателей разработки месторождения.

Литература

1. *Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина И.Н.* Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // Прикладная математика и механика. 1960. Т. 24, Вып. 5. С. 852-864.

2. *Warren J.E., Root P.J.* The behavior of naturally fractured reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. 1963. Vol. 3, No. 3. P. 245–255. https://doi.org/10.2118/426-PA

3. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.

4. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. https://doi.org/10.2118/9781555631413

5. *Kuchuk F., Biryukov D.* Transient pressure test interpretation for continuously and discretely fractured reservoirs // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. Paper SPE-158096-MS. https://doi.org/10.2118/158096-MS

6. *Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н.* и др. Лабораторная, численная и промысловая оценка эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатном коллекторе турнейского яруса // Записки Горного института. 2023. Т. 262. С. 581–593. https://doi.org/10.31897/PMI.2023.5

7. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Анализ и выбор технологических решений для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на осложненном фонде скважин

Анашкин Н.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
anv@ipng.ru

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, органические отложения, методы борьбы с отложениями, температура образования отложений, температурный режим скважины, депарафинизация, скребок, аддитивные технологии, насосно-компрессорные трубы с покрытием

Изучение процессов, происходящих в призабойной зоне пласта, весьма актуально, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом. Равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объем газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной, ввиду чего из нее осаждаются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) [1]. Выпадение отложений возможно, как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя [2]. Понимание и решение данной проблемы особенно актуально, поскольку наличие отложений, как в пористой среде пласта вблизи скважины, так и в самой скважине, значительно снижает ее продуктивность. Цель работы заключается в анализе и выборе технологических решений для борьбы с АСПО на осложненном фонде скважин.

Анализ методов борьбы с АСПО

Образование отложений приводит к значительным потерям нефти в период добычи, если не проводить работ по борьбе с ними. Кроме того, велики потери нефти при реализации технологий по удалению АСПО, если они предполагают остановку добычи на период их проведения.

Борьба с отложениями предусматривает проведение работ по двум направлениям [3] (рис. 1). Во-первых, по предупреждению образования отложений (превентивный подход). К таким мероприятиям относится применение химических, физических, тепловых методов, а также защитных покрытий. Второе направление – удаление АСПО: реализация тепловых, механических и химических методов [1].



Рис. 1. Методы борьбы с АСПО

Как показывает практика, наиболее эффективными являются работы, направленные на предупреждение отложений, так как после их реализации достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефти. Кроме того, снижаются потенциальные внутрисменные потери нефти, поскольку технологии предупреждения препятствуют образованию или значительно замедляют рост АСПО [1].

Для успешной борьбы с АСПО в скважине необходимо точно оценить температуру начала образования отложений и глубину массовой кристаллизации парафина, толщину образовавшегося слоя, а также влияние различных факторов на интенсивность образования отложений.

Каждый метод борьбы с АСПО имеет критерии применимости. Технологические решения целесообразно разрабатывать под индивидуальные условия добычи. С этой целью необходимо провести лабораторные исследования нефти.

Определение интервала скважины, осложненного выпадением АСПО

Для разработки индивидуальных технологических решений для борьбы с АСПО на осложненном ими фонде добывающих скважин рассматриваемого месторождения проведены лабораторные исследования нефти. По результатам исследований нефть высокопарафинистая, температура структурообразования парафиновых отложений из образца нефти составляет 26 °С.

Температура флюида на устье 20 °С, образования отложений – 26 °С, пластовая – 42 °С. Ввиду чего стоит обратить внимание на интервал скважины, где температура восходящего потока 20–26 °С, так как данный интервал осложнен выпадением АСПО. Зная фактическое (замерное) распределение температуры флюида по глубине, выявлен интервал, осложненный АСПО. Температура флюида 26 °С соответствует глубине 500 метров по стволу скважины, следовательно, интервал 0–500 метров осложнен АСПО.

Чтобы не проводить замеры температуры флюида во всех скважинах, осложненных АСПО, предложено подобрать методику расчета температурного режима скважины, которая наиболее близко описывает замерные значения температуры жидкости по глубине скважины. Проведен анализ существующих методик расчета температуры флюида в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и выполнен расчет температуры потока флюида по глубине скважины по рассмотренным методикам. Подобрана методика Мищенко, так как она наиболее близко описывает замерные значения температуры жидкости в НКТ и позволяет оптимизировать глубины спуска скребков в скважинах, осложненных АСПО.

Анализ депарафинизации НКТ с покрытием

На рассматриваемом месторождении базовым методом предупреждения образования отложений является применение НКТ с покрытием, а базовым методом удаления АСПО – скребкование НКТ.

Использование скребка со стальным очистным инструментом для депарафинизации НКТ с покрытием нецелесообразно, так как инструмент при соприкосновении с покрытием может привести к нарушению его целостности. Ввиду чего покрытие не будет выполнять целевых функций. В зоне нарушения сплошности покрытия будут активно осаждаться парафины. С целью сохранения свойств покрытия, целесообразно применять скребки с полимерными очистными инструментами.

Существуют два типа очистных инструментов: лезвийный и фрезовый. Химический состав АСПО определяет тип используемого инструмента. Лезвие – для твердых АСПО, фреза для вязких АСПО [4]. В компоновке скребка могут быть инструменты как лезвийного, так и фрезового типа.

Восходящий поток флюида заставляет вращаться лопасти фрезы, тем самым достигается очищение поверхности НКТ от слоя парафина.

Существенной проблемой, осложняющей процесс депарафинизации, является подброс скребка, когда вращающиеся лопатки фрезы оказывают сопротивление потоку восходящего флюида. Подброс скребка зачастую происходит при наличии в компоновке скребка двух и более фрезовых инструментов.

Проектирование и изготовление очистного инструмента скребка

Разработана конструкция полимерного инструмента скребка, особенностью которой является совмещение фрезы и лезвия. Основой данного инструмента является фреза, между лопастями которой проходит лезвие для более глубокой очистки НКТ от парафинов.

Лезвийная часть инструмента скребка способствует дополнительному очищению НКТ от отложений. Что касается фрезовой части, то число лопастей уменьшено до 4 (у аналогов – 6–8 лопастей), что позволит значительно снизить сопротивление восходящему потоку флюида и снизить риск подбрасывания компоновки скребка.

Проектирование инструмента скребка реализовано в системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D. Изготовление опытного образца очистного инструмента предложено с помощью аддитивной технологии 3D-печати на 3D-принтере (рис. 2). Важнейшая задача заключается в выборе полимера для изготовления инструмента.



Рис. 2. Изготовленный полимерный инструмент скребка из полиамида методом 3D-печати

В качестве материала для изготовления инструмента стоит рассматривать полимеры: полилактид (PLA), акрилонитрилбутадиенстирол (ABS) и полиамид, поскольку они по-прежнему остаются главными полимерными материалами на рынке аддитивных технологий [5].

Полилактид не применяется для производства сильно нагруженных деталей, обладает низкой износостойкостью, биоразлагаем. Кроме того, полимер размягчается при температуре около 60 °С и неустойчив к воздействию нефти. Полилактид – один из самых дешевых полимеров

для 3D-печати, настройка печати данным полимером не требует много времени. PLA обладает низкой усадкой при печати.

Акрилонитрилбутадиенстирол применим для производства средненагруженных деталей, эксплуатирующихся при неинтенсивных нагрузках. Данный полимер сохраняет свои свойства до 90 °С, нестоек к ароматическим углеводородам, кетонам и сложным эфирам. Стоимость акрилонитрилбутадиенстирола несколько выше, чем у полилактида. При печати данным полимером требуется подогреваемый рабочий стол, поскольку он склонен к значительной усадке. 3D-модели из ABS долговечны, влагостойки, нежелательно попадание на них ультрафиолета [6].

Полиамид применим для изготовления высоконагруженных деталей, эксплуатирующихся в условиях интенсивного износа. Стоимость полиамида выше, чем у ранее рассмотренных полимеров. Перед 3D-печатью необходима сушка филамента, поскольку полиамид гигроскопичен [5]. Полиамидные детали устойчивы к воздействию нефтепродуктов и могут эксплуатироваться без снижения механических свойств до 100–115 °С.

Анализ показал, что оптимальным вариантом полимера для изготовления инструмента скребка является полиамид.

Рассмотрены причины образования АСПО и методы борьбы с ними. Комплексный подход к проблеме отложений – совместное применение технологий предотвращения и удаления обеспечивает эффективную борьбу с АСПО. Определена температура образования кристаллов парафина, полученное значение составляет 26 °С.

Выполнен анализ методик расчета температуры флюида в НКТ. Кроме того, выполнен расчет температуры потока флюида по глубине скважины по ряду методик с целью оптимизации глубины спуска скребка. Подобрана методика Мищенко, полученные значения температуры флюида в НКТ близки к фактическим (замерным) значениям.

Проектирование очистного инструмента скребка реализовано в системе автоматизированного проектирования КОМПАС-3D, а его изготовление предлагается с помощью аддитивной технологии 3D-печати.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Литература

1. *Анашкин Н.В.* Методика борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на осложненном фонде скважин // Инженер-нефтяник. 2025. № 1. С. 64–67. EDN: TNRAWM

2. *Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А.* Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 238 с. EDN: QMZBCX

3. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 653 с.

4. Скребок режущий фрезовый СДРФ-3-С(П). URL: https://ecolite-st.ru/product/skrebok-sdrf-3/?ysclid=mae1kzjc56985246096 (дата обращения: 01.08.2025).

5. *Петров П.А., Аглетдинова Г.Р.* Обзор рынка PETG-пластиков и исходные данные для задачи машинного обучения // Аддитивные технологии. 2025. № 3. С. 50–54.

6. *Жуков А.В., Никифоров А.А., Яковишин А.С.* Пластмассы для аддитивных технологий // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2021. № 4(91). С. 57–70. EDN: OEGRFD

Оптимизация параметров разработки низкопроницаемых коллекторов на основе ГДИС в скважинах с кластерным ГРП

Бахмутов А.В.[1,2]*, **Кременецкий М.И.**[2], **Никонорова А.Н.**[2]
1 – Санкт-Петербургский политехнический университет им. Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Россия
2 – Группа компаний «Газпромнефть», г. Санкт-Петербург, Россия
*bakhmutov01@yandex.ru

Ключевые слова: горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, гидродинамические исследования, режим раннего локального истощения

Актуальность исследования обусловлена переходом нефтегазовой отрасли к разработке трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых коллекторах с использованием технологий многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), кластерного гидроразрыва и создания стимулированного объема пласта (SRV) [1]. Применение этих технологий привело к тому, что зоны влияния трещин быстро смыкаются, формируя условия раннего локального истощения, что делает традиционные подходы к интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) малоинформативными.

Целью данной работы является развитие методологии интерпретации результатов ГДИС для горизонтальных скважин с МГРП на основе диагностики режимов течения и расчета инвариантных параметров, позволяющих оценить ключевые характеристики системы «скважина–пласт» в сложных условиях быстро наступающего истощения.

В основе методологии лежит диагностика по результатам ГДИС характерных режимов фильтрации флюида в пласте (линейное, псевдорадиальное, локальное истощение), каждому из которых соответствует уникальный инвариантный параметр. Инварианта представляет собой комплексную величину, связывающую гидродинамические характеристики скважины (дебит) и свойства пласта.

Анализ ГДИС показывает, что тип и очередность наблюдаемых фильтрационных режимов зависят от расстояния между трещинами гидроразрыва пласта (ГРП).

При большом расстоянии между трещинами (рис. 1а) процесс дренирования пласта развивается последовательно: от раннего линейного и раннего псевдорадиального режима у каждой трещины к поздним линейному и псевдорадиальному режимам всей системы в целом.

При малом расстоянии (рис. 1б) сильная интерференция трещин подавляет стадию раннего псевдорадиального течения. Вместо этого мгновенно устанавливается режим раннего локального истощения, при котором основная добыча происходит за счет быстрой выработки замкнутых объемов пласта между близко расположенными трещинами [2].

Режим раннего локального истощения представляет собой ключевой объект исследования в рамках данной работы.

Для его изучения методами численного моделирования в программном комплексе tNavigator была построена трехмерная гидродинамическая модель нефтяного пласта.

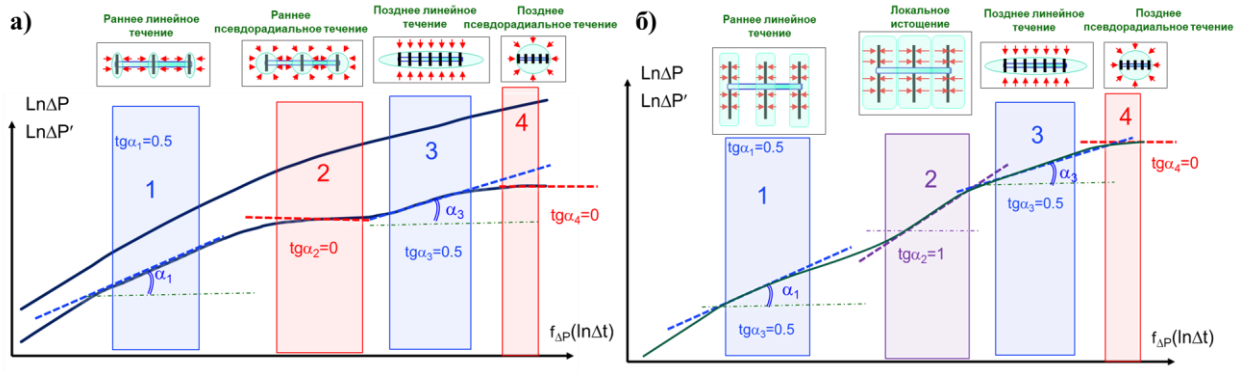


Рис. 1. Log–log диагностика вскрытия пласта горизонтальной скважиной с МГРП при расстоянии между трещинами: а – много больше их полудлины; б – сравнимом с полудлиной

Режим раннего локального истощения представляет собой ключевой объект исследования в рамках данной работы.

Для его изучения методами численного моделирования в программном комплексе tNavigator была построена трехмерная гидродинамическая модель нефтяного пласта.

Размеры сектора составляют 2500 м в длину, 2500 м в ширину и 8,5 м в высоту. Основная расчетная сетка имеет размер ячеек 50 × 50 × 0,5 м по осям X, Y и Z соответственно. Горизонтальный ствол скважины расположен в центре пласта по высоте. Моделирование многостадийного гидроразрыва пласта выполнено по кластерной технологии. Каждая трещина представлена в модели как вертикальная щель бесконечной проводимости, которая полностью пересекает пласт по вертикали. Трещины заданы с помощью технологии LGR (Local Grid Refinement) с использованием ключевого слова Fracture Template и полностью вскрывают пласт по высоте. Приток в скважину может происходить либо только через поверхность трещины, либо через трещину и на контакте пласта со стволом скважины.

Установлено, что для скважин с большим количеством близко расположенных трещин в низкопроницаемых коллекторах (проницаемость ~0,01 мД) характерно быстрое наступление режима раннего локального истощения. Его ключевыми диагностическими признаками являются:

1. Аномально высокий темп изменения давления (тангенс угла наклона производной равен 1) в периоды работы скважины (КСД).

2. Резкое падение логарифмической производной давления до нулевых и отрицательных значений сразу после остановки скважины (КВД).

Основным результатом работы является схема количественной интерпретации, основанная на последовательном расчете параметров пласта и трещин через инварианты различных режимов течения. Показано, что в условиях, когда диагностируется только режим истощения, может быть напрямую оценен общий объем дренируемой области.

Комплексный инвариантный параметр раннего локального истощения в цикле запуска с постоянным расходом рассчитывается по формуле:

$$Inv_{EE} = \frac{Q}{\beta S h K_{\text{П}}} = \frac{Q}{2\beta L_{\text{ГС}} L_{\text{тр}} h K_{\text{П}}}, \quad (1)$$

где Q – расход жидкости; h – эффективная работающая толщина пласта; $L_{ТР}$ – полудлина трещины; $L_{ГС}$ – работающая длина скважины; $К$п – коэффициент пористости пласта; β – интегральная сжимаемость, представляющая собой сумму сжимаемости пористой среды и смеси флюидов в порах.

Достоверная идентификация данного режима течения по данным ГДИС позволяет напрямую оценить общий объем дренируемого пространства. Ключевым преимуществом данного подхода является то, что оценка осуществляется без необходимости использования априорных сведений о проницаемости пласта [3].

Инвариантный параметр этого режима включает в себя эффективную (работающую) длину горизонтального ствола. При условии, что данная величина известна, например, из данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ), становится возможным расчет средней полудлины трещин ГРП.

На рис. 2 представлены результаты интерпретации гидродинамических исследований (ГДИС) горизонтальной скважины с МГРП, эксплуатирующей низкопроницаемый коллектор. В данных отчетливо диагностируется режим раннего истощения, который проявляется вскоре после запуска скважины (в интервале 10–100 ч). Рассчитанное для этого режима значение инвариантного параметра составило 0,065 бар/ч.

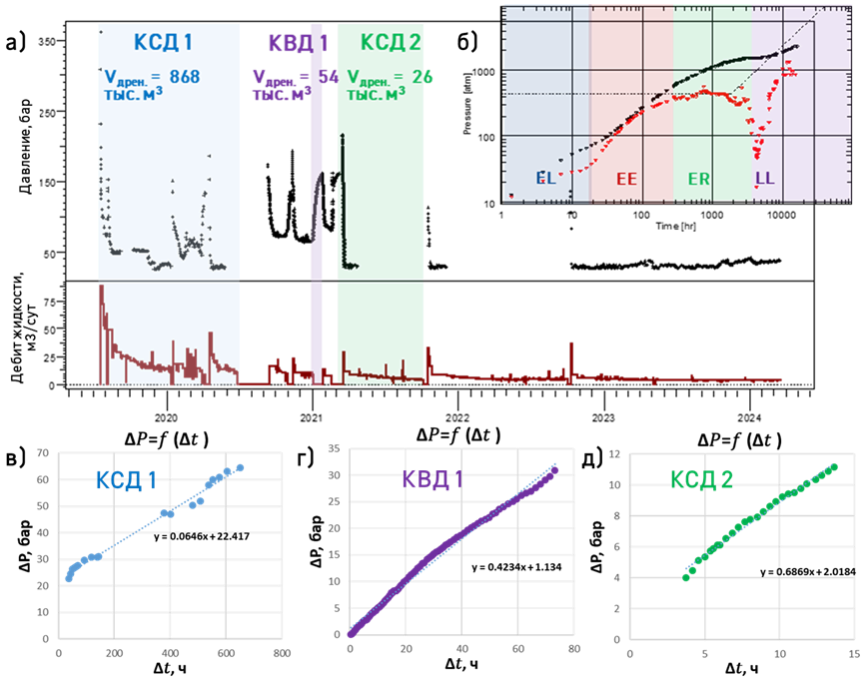


Рис. 2. Результаты ГДИС в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП: а – изменение давления и дебита во времени; б – log-log диагностика в период запуска скважины; в, г, д – изменение во времени давления в интервале доминирования режима истощения в разных циклах исследования

На основании этого значения по формуле (1) был вычислен объем дренируемой области, который составил 868 тыс. м³. Расчет выполнялся при следующих исходных данных: средний дебит за период исследования – 30 м³/сут, пористость – 0,1, общая сжимаемость системы – $3 \cdot 10^{-4}$ атм$^{-1}$.

При условии равномерного вскрытия пласта вдоль всей длины горизонтального ствола (875 м) и при средней толщине пласта 7,8 м, расчетная средняя длина области дренирования в направлении, перпендикулярном стволу скважины (то есть условная полудлина трещин), составила 64 м.

Важно отметить, что в условиях близкого расположения трещин, когда они дренируют общую зону пласта, количество трещин перестает быть ключевым фактором, влияющим на производительность скважины.

Дополнительно была проанализирована динамика объема дренируемой зоны по данным последующих циклов КВД и КСД, проведенных спустя 1,5 и 2 года после запуска. Результаты показали его существенное сокращение – до 54 тыс. м³ и 26 тыс. м³ соответственно. Наиболее вероятной причиной наблюдаемого снижения, для подтверждения которой требуется проведение ПГИ, является деградация или полное выключение из работы части трещин гидроразрыва.

Основным выводом работы является то, что предложенный подход на основе инвариантных параметров позволяет значительно снизить неоднозначность интерпретации ГДИС в горизонтальных скважинах с МГРП, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы, где традиционные методы диагностики режимов течения не работают. Практическая значимость заключается в возможности:

– оценивать дренируемый объем и прогнозировать добычные возможности скважины на основе кратковременных исследований, без необходимости выхода на поздние режимы, что критически важно для низкопроницаемых объектов;

– контролировать эффективность проведенных технологий ГРП (кластерный ГРП, SRV) и отслеживать динамику деградации трещин во времени;

– проводить оценки без априорных данных о проницаемости, используя лишь данные о дебите и давлении.

Перспективным направлением дальнейших исследований является комплексное использование данных ГДИС и промыслово-геофизических исследований для получения более детальной информации о индивидуальном вкладе каждой трещины в добыче по скважине.

Литература

1. *Belyadi H., Fathi E., Belyadi F.* Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and Economic Analysis. Cambridge, MA: Gulf Professional Publishing, 2019. 614 p. https://doi.org/10.1016/C2018-0-01643-6

2. *Никонорова А.Н.*, *Ворон К.А.*, *Кременецкий М.И.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

3. *Кременецкий М.И.*, *Никонорова А.Н.*, *Бахмутов А.В.* и др. Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 1(111). С. 46–54. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

Оценка возможности сокращения времени остановки скважин на КВД с применением машинного обучения

Булычев А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
bulychev2015@yandex.ru

Ключевые слова: гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, производная Бурде, радиальный режим, машинное обучение, модификация функции давления

Гидродинамические исследования (ГДИ) скважин с записью кривой восстановления давления (КВД) широко применяются для оценки параметров пласта: проницаемости, пластового давления и других. Для получения достоверных результатов исследований требуется, чтобы на КВД достигался участок, соответствующий проявлению радиального (позднерадиального) режима фильтрации. В скважинах с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП) это может потребовать длительного времени, в течение которого скважина не эксплуатируется. Для сокращения времени на остановку скважины ранее был предложен метод [1], позволяющий модифицировать функцию давления, ускоряя момент проявления отклика на радиальный режим фильтрации.

На рис.1 приведены диагностические билогарифмические графики Бурде [2] – производной давления по логарифму времени суперпозиции.

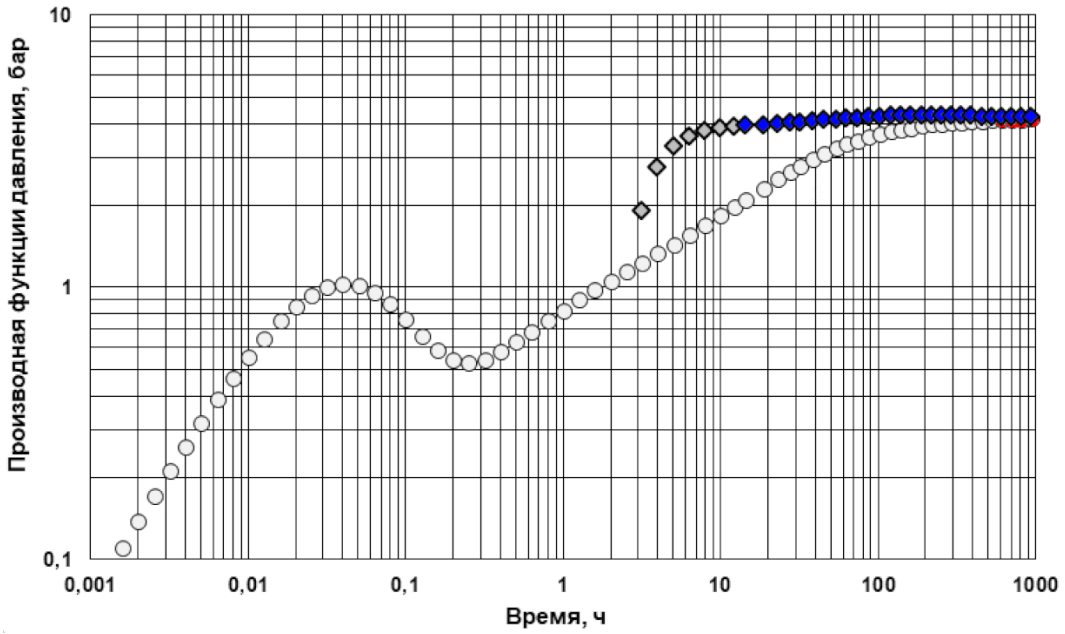


Рис. 1. Пример модификации функции давления
o – график производной для исходной функции давления,
◊ – график производной для давления с учетом модификации
o , ◊ – участок с проявлением отклика на радиальный режим фильтрации
(достижением горизонтальной асимптоты) для соответствующей кривой

График производной для исходной функции давления отображается круглыми маркерами, для давления с учетом модификации – ромбовидными маркерами. Красные и синие маркеры показывают участок с проявлением отклика на радиальный режим фильтрации (достижением горизонтальной асимптоты) для соответствующей кривой. Модификация функции давления в данном случае позволяет сократить необходимую длительность снятия КВД с 700 до 15 ч, что уменьшает время простоя скважины более, чем в 45 раз. Помимо этого, для достоверного определения параметров пласта длительность регистрации искомого отклика должна составлять около половины логарифмического шага по времени. Для исходной функции это условие не выполняется – необходимо около 2200 ч. Таким образом, модификация функции давления обеспечивает как сокращение времени регистрации КВД, так и повышение точности оценки параметров пласта.

В модификацию, вычитаемую из исходной функции давления, входит параметр (коэффициент) *N*, сложным образом зависящий от неизвестных параметров пласта и скважины. В первоначальной реализации метода модификации предлагалось находить его ручным перебором, что может оказаться неточным и трудоемким. Сама модификация, в наиболее общем случае, вычисляется по формуле:

$$N\left[\sum_{i=1}^{n-1}\frac{(q_i-q_{i-1})[Ln(t_{n-1}-t_{i-1}+t)]}{(q_n-q_{n-1})}+\frac{Lnt}{t}\right],$$

где (q_i, t_i) – история работы скважины (q_i – значение дебита на интервале времени от t_{i-1} до t_i, $q_n = 0$ соответствует остановке на КВД); *N* – неизвестный параметр.

Таким образом, возникает актуальная задача автоматизации подбора параметра и ускорения метода с помощью алгоритмов машинного обучения.

Автоматизация данного процесса реализована на языке Python и состоит из нескольких этапов. Для построения диагностического билогарифмического графика необходимо использовать аппроксимацию производной Бурде. Так как даже при постоянной дискретности записи давления на КВД шаг по времени суперпозиции является неравномерным, используется следующая формула для получения аппроксимации второго порядка:

$$\frac{dp}{dt}\approx\frac{h_i^2(p_{i+1}-p_i)+h_{i+1}^2(p_i-p_{i-1})}{h_ih_{i+1}(h_i+h_{i+1})},$$

где $p_i = p(\tau_i);\ h_i = \tau_i - \tau_{i-1};\ \tau_i = Sn(t_i)$ – значение логарифма времени суперпозиции в момент замера *i*.

Время суперпозиции является обобщением классического времени Хорнера для КВД и позволяет учесть сложную историю работы скважины:

$$Sn(t)=\sum_{i=1}^{n-1}\frac{q_i-q_{i-1}}{q_n-q_{n-1}}\ln(t_{n-1}-t_{i-1}+t)+\ln(t),$$

где q_i – значение дебита на i интервале времени ($q_n = 0$ соответствует остановке на КВД); t_i – накопленное время с момента запуска скважины на момент окончания *i*-го интервала.

Критерием оптимальности найденного значения *N* будет минимизация времени достижения отклика на позднерадиальный режим фильтрации для КВД с учетом модификации. Для его определения используется следующий алгоритм: усредняются *r* значений с конца на билогарифмическом графике производной Бурде, после этого осуществляется последовательный просмотр массива значений с *r+1* номера. Когда на очередном значении наблюдается относительное отклонение от первоначального среднего больше, чем на заданный процент α, значит, достигнуто начало отклика на радиальный режим. Если этот момент наступает сразу на *r*+1 значении, значит, для данной КВД искомый режим не наблюдается.

Сама функция поиска значения *N* принимает в качестве параметров границы поиска и длину шага, а возвращает искомое значение и момент начала радиального режима для модифицированной функции. Алгоритм, даже при крупном шаге, характеризуется значительными вычислительными затратами (от 6 до 30 мин.). Таким образом, актуальна задача ускорения автоматического поиска параметров модификации. Для ее решения был создан достаточно большой и разнообразный датасет синтетических КВД и для каждой кривой было получено значение параметра модификации. Затем на полученных результатах было обучено несколько моделей машинного обучения. Для генерации кривых КВД использовалось программное обеспечение РН-ВЕГА. Сгенерировано 652 КВД, часть неинформативных были отбракованы и на оставшихся данных обучались несколько моделей с разделением на обучающую и тестовую выборки в пропорции 80%:20%. Самые хорошие результаты в своих классах показали следующие алгоритмы в порядке увеличения их сложности: Huber Regression (устойчивая линейная регрессия Хьюбера) [3], SVR (метод опорных векторов) [4], MLP (нейронная сеть – многослойный персептрон) [5]. В табл. 1 приведены данные о времени обучения и ключевым метрикам для трех моделей. Время расчета параметра *N* на обученной модели во всех трех случаях является близким и на 5 порядков меньше, чем при поиске *N* прямым поиском в заданном диапазоне значений.

Таблица 1. **Время обучения и метрики качества моделей по обучающей и тестовой выборкам**

	Время обучения, сек	Среднеквадратичное отклонение по обучающей выборке	Коэффициент детерминации (r2 score) по обучающей выборке	Среднеквадратичное отклонение по тестовой выборке	Коэффициент детерминации (r2 score) по тестовой выборке
Huber Regression	4,8	224,4106	0,9994	305,7189	0,9991
SVR	940,3	18,9411	0,9999	454,7469	0,9987
MLP	2093,7	14,1025	1	66,6683	0,9998

Приведем пример использования полученных моделей на одном из объектов тестовой выборки: (рис. 2.).

Для исходной КВД выход на позднерадиальный режим наблюдается примерно с 350 ч. Наилучший результат показал прямой поиск и MLP – для них момент выхода наступает приблизительно через 10 ч, далее SVR – 100 ч и хуже всех сработала регрессия Хьюбера – она ухудшила результат и вышла только спустя 500 ч.

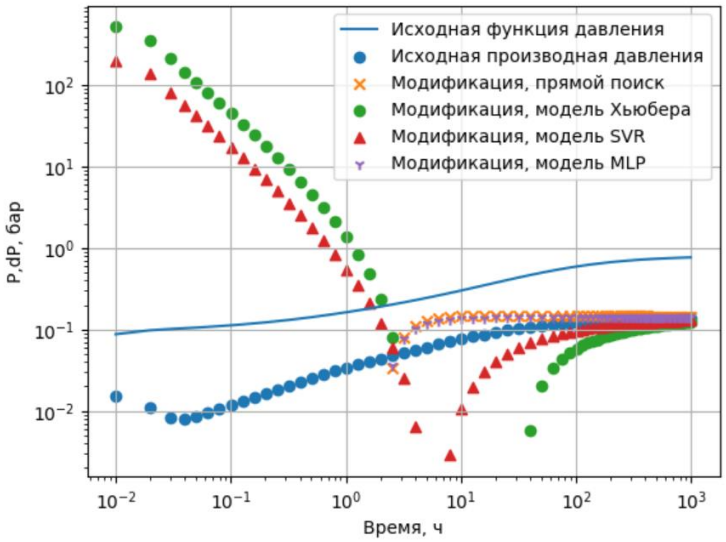


Рис. 2. Диагностический билогарифмический график КВД, ее производной и производных модификации

Практическая значимость работы заключается в разработке метода автоматической модификации функции давления, позволяющего существенно сократить время снятия КВД и повысить точность оценки параметров пласта. Для скважин с ГРП, где достижение отклика на позднерадиальный режим фильтрации может требовать больше тысячи часов, предложенный подход позволяет получить надежные оценки параметров пласта при существенном сокращении времени остановки скважины на ГДИ. Реализованный на Python алгоритм и обученные на синтетическом датасете модели машинного обучения исключают субъективный фактор, ускоряют обработку КВД и повышают достоверность получаемых оценок параметров.

Литература

1. *Свалов А.М., Цаган-Манджиев Т.Н.* Усовершенствованный метод Хорнера для обработки кривых давления при гидродинамических исследованиях скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 6. С. 30–33. EDN: YRHEIT

2. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. https://doi.org/10.2118/9781555631413

3. *Huber P.J.* Robust Statistics. New York: Wiley, 1981. 308 p.

4. Классический SVM. URL: https://quantum-ods.github.io/qmlcourse/book/qsvm/ru/classic_svm.html (дата обращения: 21.08.2025).

5. Neural network models. URL: https://scikit-learn.org/stable/modules/neural_networks_supervised.html (дата обращения: 21.08.2025)

Особенности ГДИС в сильно неоднородном коллекторе при вскрытии пласта горизонтальной скважиной с многостадийным гидроразрывом пласта

Воронин Д.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
dimavoronin281@gmail.com

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, многостадийный гидроразрыв пласта, неоднородный коллектор, суперколлектор, псевдорадиальный режим течения.

Актуальность исследования обусловлена ростом доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов в низкопроницаемых коллекторах с выраженной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств. Особую сложность представляет диагностика высокопроницаемых прослоев (суперколлекторов) в таких пластах, вскрываемых горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). На реальном объекте месторождения Западной Сибири наблюдался аномальный псевдорадиальный режим течения в скважине с МГРП в условиях малого расстояния между трещинами (невозможен ранний радиальный режим течения).

Цель работы – разработать методику идентификации суперколлекторов по данным гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и количественной оценки их параметров на основе анализа аномальных псевдорадиальных режимов течения.

Данная проблема была рассмотрена в работе [1], в работах [2, 3] обозревается разработка неоднородных коллекторов в целом, в работах [4, 5] – ГДИС при вскрытии низкопроницаемых коллекторов скважинами с МГРП.

Для решения поставленной задачи использован комплексный подход:

1. Численное моделирование в программном комплексе tNavigator (Rock Flow Dynamics):
   – Модель двуслойного коллектора:
      – вмещающая толща: $k_{вм}$ = 0,01 мД, $h_{вм}$ = 17,5 м,
      – суперколлектор: k_c = 1–20 мД, h_c = 2,5 м;
   – Горизонтальная скважина с 10 трещинами МГРП (полудлина 300 м, расстояние между кластерами 20 м).
2. Анализ кривых снижения давления с применением специализированного программного обеспечения Saphir (KAPPA Engineering).
3. Верификация модели на реальных данных ГДИС с месторождений Западной Сибири.

В ходе гидродинамического моделирования было доказано, что наличие раннего радиального режима на реальном объекте месторождения Западной Сибири связано с наличием высокопроводящего прослоя (рис. 1).

Также был сделан вывод о том, что по интерпретации ГДИС может быть определена проводимость суперколлектора с минимальной погрешностью (рис. 2).

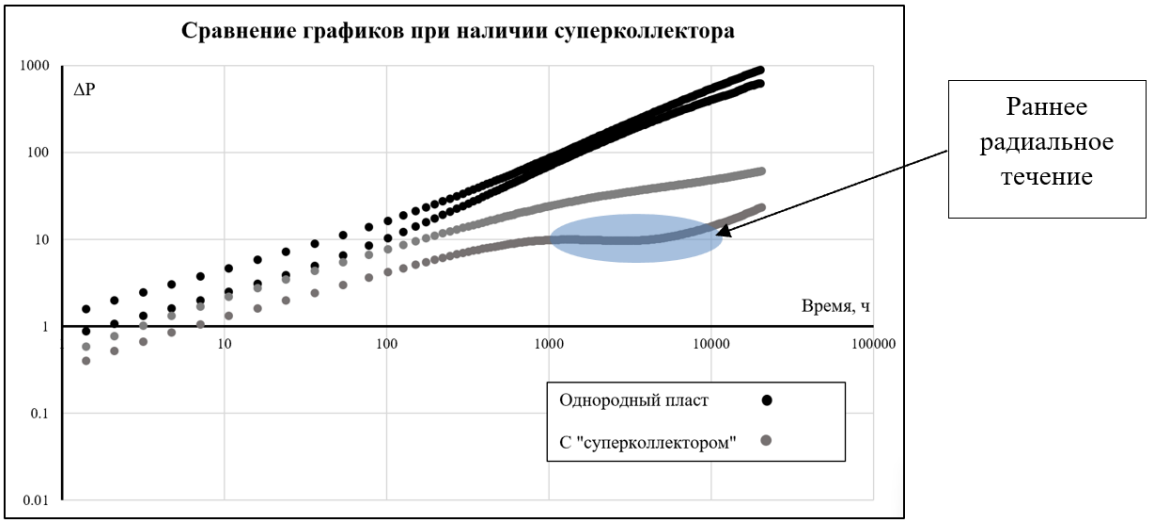


Рис. 1. Сопоставление диагностических log–log графиков в случае вскрытия однородного пласта и пласта, осложненного суперколлектором

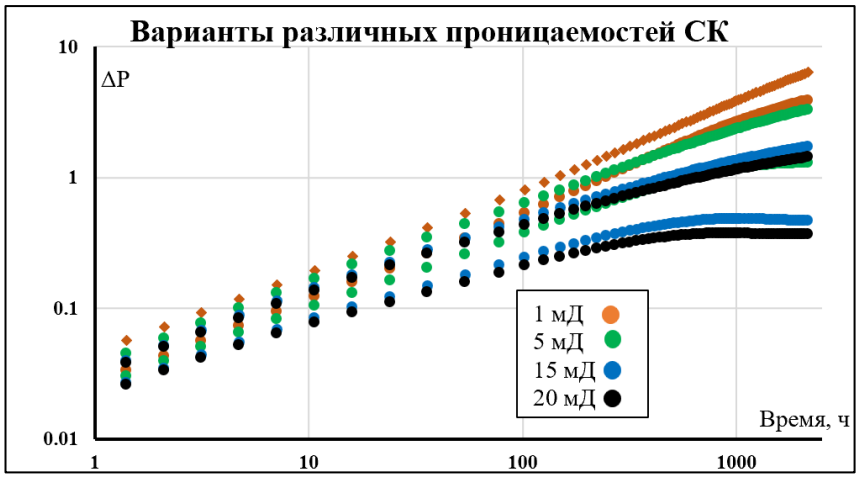


Рис. 2. Log–log графики для разной проницаемости суперколлектора

Результаты интерпретации ГДИС приведены в табл. 1.

Таблица 1. **Сопоставление результатов по ГДИС с фактическими данными, заложенными в модель с суперколлектором (СК)**

Проводимость СК (исходная), мД·м	Проводимость СК по ГДИС, мД·м	Относительная ошибка, %
2,4	3,3	37,50
12,6	13,0	3,16
25,4	26,1	2,76
38,2	39,0	2,1
51,0	52,0	1,96
2×25,4	48,5	4,5

1. Разработанный подход позволяет:

– Надежно идентифицировать суперколлекторы по аномальным псевдорадиальным режимам на кривых ГДИС.

– Количественно оценивать напрямую проводимость высокопроводящего прослоя для корректировки гидродинамических моделей. Погрешность составила менее 5% для проницаемости прослоя более 1 мД.

2. Практическая значимость заключается в возможности предупреждать быстрое обводнение добывающего фонда по суперколлектору при запуске скважин в режиме поддержания пластового давления.

3. Погрешность составила менее 5% для проницаемости прослоя более 1мД при проницаемости вмещающей толщи около 0,01 мД.

Литература

1. *Воронин Д.А.* Особенности ГДИС в сильно неоднородном по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторе при вскрытии пластов горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 4(114). С. 46–50. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-4-46-50

2. *Гришина Е.И.*, *Кременецкий М.И.*, *Буянов А.В.* Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5(617). С. 38–43. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5(617)-38-43

3. *Хасанов М.М., Ипатов А.И., Жуковская Е.А.* и др. Особенности разработки нефтяных залежей, осложненных высокопроводяшими прослоями // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 38–43. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-38-43

4. *Кременецкий М.И.*, *Никонорова А.Н.*, *Ворон К.А.*, *Гуляев Д.Н.*, *Бахмутов А.В.* Контроль совершенства вскрытия низкопроницаемых коллекторов скважинами со сложным заканчиванием по результатам циклических гидродинамических исследований // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8(109). С. 68–77. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-68-77

5. *Никонорова А.Н.*, *Ворон К.А.*, *Кременецкий М.И.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Оценка эффективности микрогидроразрыва пласта с использованием модульного испытателя пластов в карбонатных отложениях Восточной Сибири

Воронов К.А.[1,2]*, **Григорьев Р.В.**[2], **Воронова Л.А.**[1]
1 – Научно-техническое управление ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, Россия
2 – Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ, г. Казань, Россия
*voronov.ka@tng.ru

Ключевые слова: микрогидроразрыв пласта, Среднеботуобинское НГКМ, испытатель пластов на кабеле, низкопроницаемые коллекторы

Определение фильтрационных свойств коллекторов и характеристик пластовых флюидов остается критически важной, но сложной задачей в контроле разработки месторождений. Особенно проблематичны замеры давления и отбор репрезентативных проб в низкопроницаемых пластах карбонатных отложений Среднеботуобинского месторождения [1, 2]. Данное исследование предлагает решение через процесс микрогидроразрыва пласта (микро-ГРП) с помощью модульного испытателя пластов MDT [3]. Микро-ГРП включает гидравлическое инициирование микротрещины, ее распространение и циклическое открытие-закрытие. После стимуляции было успешно выполнено опробование с получением притока газа и нефти и отбором пробы.

Метод обеспечивает получение достоверной информации о подвижности и составе флюидов, что критически важно для оптимизации разработки нефтегазовых месторождений [4].

В качестве примера в работе приведены материалы по двум скважинам Среднеботуобинского месторождения. В обоих случаях, после проведения опробования на точках и получения только водной фракции, представленной преимущественно фильтратом бурового раствора на водной основе (РВО) по причине низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) интервала, было принято решение о проведении микро-ГРП. Основные этапы его проведения:

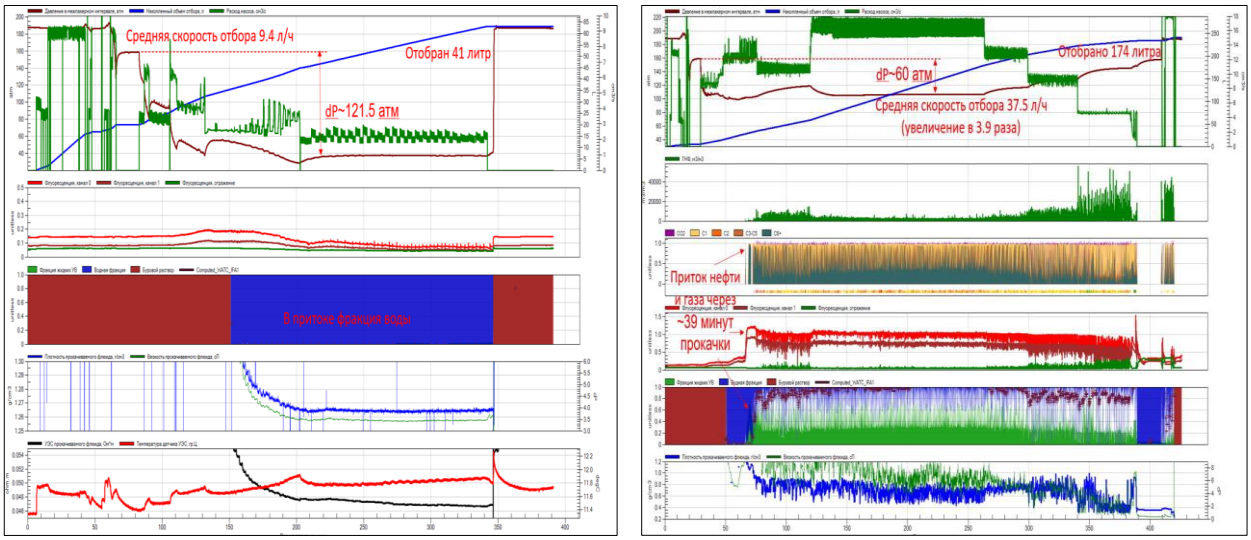
– Гидравлическое инициирование микротрещины в распакерованном интервале путем закачки бурового раствора в пласт из скважины;

– Распространение трещины путем продолжения закачки после инициирования трещины;

– Закрытие трещины путем естественного стравливания давления;

– Повторное открытие, распространение трещины и стравливание давления несколькими циклами [4].

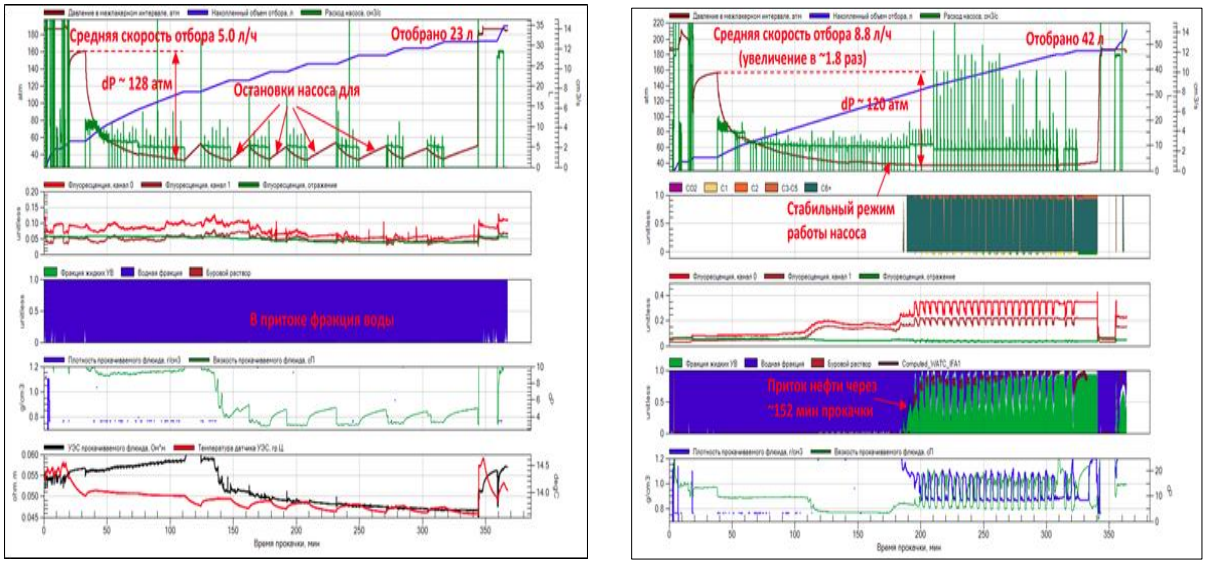
В скв. 1 в результате микро-ГРП на глубине хх81,0 м (Осинский горизонт) был произведен гидроразрыв пласта и пять циклов закачки флюида для оценки давлений открытия/распространения и закрытия трещины (рис. 1). Гидроразрыв пласта зарегистрирован при давлении 353,66 атм. Давление открытия/распространения трещины по наиболее достоверным циклам варьировалось в диапазоне 248,48–251,56 атм, давление закрытия трещины – в диапазоне 242,26–247,88 атм.



а б

Рис. 1. Опробование на глубине хх81,0 м. в скв. 1:
а – до стимуляции пласта; б – после стимуляции пласта

После проведения стимуляции пласта было успешно выполнено опробование, в ходе которого получен приток газа и нефти и отобрана одна проба. Приток нефти и газа был получен через ~39 мин. после начала прокачки (рис. 2). В конце испытания обводненность притока составила ~5% (вероятно, фильтрат РВО). Подвижность флюида до стимуляции составила 0,35 мД/сП, при замере после микро-ГРП – 0,75 мД/сП. На рис. 2 представлен график давления в двойном пакере и расход насоса во время проведения микро-ГРП.



а б

Рис. 2. Опробование на глубине хх10,0 м в скв. 2
а – до стимуляции пласта; б – после стимуляции пласта

В скв. 2 после опробования на глубине хх10,0 м (Нижнебилирская подсвита) и получения низких ФЕС был также проведен микро-ГРП.

В результате микро-ГРП был произведен гидроразрыв пласта и четыре цикла закачки флюида для оценки давлений открытия/распространения и закрытия трещины. После проведения данной процедуры была выполнена стабильная прокачка флюида и отобрана одна продуктивная проба.

Выполнение стимуляции интервала в скв. 1 позволило повысить эффективность отбора флюида из пласта в ~3,9 раза (средняя скорость прокачки до стимуляции составила 9,4 л/ч (см. рис. 1), после стимуляции – 37,5 л/ч) за счет увеличения подвижности интервала и, как следствие, возможности работы насоса на максимальной скорости с депрессией на пласт не более ~60 атм.

В скв. 2, после опробования на глубине хх10,0 м (Осинский горизонт) и получения низких ФЕС, был также проведен микро-ГРП, включающий гидроразрыв пласта и четыре цикла закачки флюида для оценки давлений открытия/распространения и закрытия трещины. В ходе работ были зафиксированы следующие ключевые параметры:

– Давление гидроразрыва составило 531,28 атм;

– Давление открытия/распространения трещины в диапазоне 357,23–361,35 атм;

– Давление закрытия трещины в диапазоне 346,23–351,07 атм;

Проведение микро-ГРП позволило увеличить дебит в 1,8 раза (с 5,0 до 8,8 л/ч) и получить приток нефти с обводненностью ~15% через 152 минуты после стимуляции.

Таким образом, применение технологии микро-ГРП с использованием испытателя пластов MDT на двух скважинах Среднеботуобинского НГКМ доказало свою высокую эффективность в условиях низкопроницаемых карбонатных коллекторов. Были определены параметры гидроразрыва, необходимые при полноценной процедуре ГРП. Также важным результатом стало изменение картины притока: на точках, где до стимуляции удавалось отобрать только фракцию воды с низким дебитом, после проведения микро-ГРП был получен устойчивый приток углеводородов (нефти и газа) с существенно возросшей продуктивностью, что обеспечило отбор репрезентативных проб пластового флюида.

Литература

1. *Кошкарова Е.Ф.*, *Наумов В.А.*, *Бухарова И.А.* и др. Неоднозначность определения нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов осинского горизонта и пути решения данной проблемы // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 6(99). С. 32–36. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-6-32-36

2. *Оленич П.А.*, *Бухарова И.А.*, *Новикова М.С.* и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юряхского горизонта Среднеботуобинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6(85). С. 58–61. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-6-58-61

3. *Тюрина Г.В.* Применение модульного динамического испытателя пластов на каротажном кабеле для уточнения фильтрационных характеристик продуктивных пластов Маговского нефтегазоконденсатного месторождения // Недропользование. 2023. Т. 23, № 1. С. 25–31. https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.1.4

4. *Берденова С.С.*, *Тикебаев Т.А.* Применение инструмента ГДК-ОПК в режиме стресс-теста с СКО для анализа пласта к пригодности применения ГРП // Universum: технические науки. 2021. № 5-5(86). С. 84–89. EDN: YZORXT

Физико-математическое моделирование процесса закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт

Выдыш И.В.
Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия
vydysh3d@gmail.com

Ключевые слова: термогелеобразующие композиции, формирование геля при изменении температуры, слоисто-неоднородный пласт, низкопроницаемый гелевый барьер, снижение обводненности

Одним из способов формирования низкопроницаемых барьеров в межскважинном пространстве с целью перераспределения потоков вытесняющей нефть воды является применение термогелеобразующих композиций (ТГК). Механизмом активации химической реакции является определенная температура гелеобразования, которую можно регулировать при помощи органических и неорганических добавок, что позволяет подбирать такие составы под конкретные физико-химические условия пласта [1].

Целью работы является создание физико-математической модели процесса закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт.

Рассмотрим задачу на примере вертикальной нагнетательной скважины r_w, вскрывающей слоисто-неоднородный пласт, который состоит из N вертикально несвязанных пропластков с абсолютной проницаемостью k_i, толщиной h_i и пористостью m_i, где i – номер пропластка. В скважину при постоянном расходе Q_0 закачивается оторочка ТГК объемом V (вязкость при температуре закачиваемого раствора практически равна вязкости пластовой жидкости). Оторочка проталкивается водой вглубь пласта до тех пор, пока не попадает в область повышенных температур, где и происходит формирование гелевого осадка.

Считается, что рассматриваемая реакция имеет первый порядок по полимеру и протекает при избытке воды. Тогда закон действующих масс сводится к виду:

$$J = z\rho_w c, \qquad (1)$$

где c – массовая концентрация полимера в подвижной водной фазе; ρ_w – плотность воды; z – константа скорости реакции.

Формирование геля в пласте моделируется на основе принципа «возникающих реагентов». Реакция гелеобразования разбивается на два этапа. На первом этапе в пласте, за счет его тепловой энергии, постепенно образуются зародыши гелевой фазы – мономерные единицы. Размер мономеров, по сравнению с радиусом пор, достаточно мал, поэтому осаждения не происходит. При достижении температуры гелеобразования T_a активируется реакция поликонденсации мономерных единиц, результатом которой является формирование и осаждение геля. Такой двухэтапный механизм моделируется зависимостью константы скорости реакции от температуры в виде ступенчатой функции:

$$z = \begin{cases} 0, & T < T_a, \\ Ae^{-\frac{E}{RT}}, & T \geq T_a. \end{cases}, \quad (2)$$

где A – кинетическая константа; E – энергия активации реакции; R – универсальная газовая постоянная;, T – температура.

Решение задачи о распределении температуры в круговом пласте при закачке жидкости с температурой, отличной от пластовой, в упрощенной квазидвумерной постановке [2] имеет экспоненциальный характер:

$$T(r) = T_w + (T_r - T_w)\left(1 - e^{-\frac{2\pi\alpha}{QH_l}(r^2 - r_w^2)}\right), \quad (3)$$

где T_w – температура на забое скважины; T_r – начальная температура пласта; r – радиальная координата; H_l – объемная теплоемкость закачиваемой жидкости; α – коэффициент теплообмена жидкости с окружающими пласт породами.

Процесс осесимметричной фильтрации и осаждения оторочки ТГК в слоисто-неоднородном пласте для i-го слоя, описывается законами сохранения массы полимера (4), выпавшего неподвижного геля (5), а также законом Дарси (6), в который включено увеличение гидравлического сопротивления породы при выпадении геля [3]:

$$m_i(1 - S_{or})\frac{\partial c_i}{\partial t} + \frac{1}{r}\frac{\partial(rU_i c_i)}{\partial r} = -zc_i, \quad (4)$$

$$\frac{\partial \sigma_i}{\partial t} = zc_i, \quad (5)$$

$$U_i = -\frac{k_i k_{rw}(S_{or})}{\mu(1 + \beta\sigma_i)}\frac{\partial P}{\partial r}, \quad (6)$$

где t – время; U_i – скорость фильтрации в i-м слое; k_{rw} – относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности; μ – динамическая вязкость; β – коэффициент загрязнения пористой среды; σ_i – объемная концентрация выпадающего неподвижного геля в единице объема пористой среды; P – поровое давление.

При закачке оторочки полимера в пласт с расходом Q_0 происходит ее разделение между пропластками из-за слоистой неоднородности пласта. Расход жидкости в i-й пропласток Q_{0i} считается пропорциональным его проводимости. Поэтому низкопроницаемый барьер будет формироваться в каждом слое в разные моменты времени. С учетом вышесказанного начальные и граничные условия для системы уравнений (4)–(6) записываются в виде:

$$t = 0, r_w \leq r \leq r_c: c_i = 0, \sigma_i = 0, \quad (7)$$

$$t_i \le t \le t_i + t_0, r = r_a : c_i = c_0, \quad (8)$$

$$t > t_i + t_0, r = r_a : c_i = 0, \quad (9)$$

где $t_0 = V/Q_0$ – время закачки оторочки ТГК, r_c – радиус контура питания или половина расстояния до добывающих скважин, c_0 – начальная концентрация ТГК в потоке, t_i – время прихода переднего фронта оторочки до расстояния от нагнетательной скважины r_a в i-м слое.

Аналитическое решение системы уравнений (4)–(6) с учетом начальных и граничных условий (7)–(9) было получено методом характеристик.

Стационарное распределение объемного содержания геля в пористой среде имеет вид:

$$\sigma_i = \frac{c_0 V A}{Q_0} \exp\left[-\frac{H_l A}{2\alpha}\frac{\Sigma_j k_j h_j}{k_i} F(r) - \frac{E}{RT(r)}\right], \qquad r \ge r_a, \quad (10)$$

$$F(r) = \mathrm{Ei}\left(\frac{E}{RT(r)}\right) - \mathrm{Ei}\left(\frac{E}{RT(r_a)}\right) - e^{-\frac{E}{RT_r}}\left(\mathrm{Ei}\left(\frac{E}{RT(r)} + \frac{E}{RT_r}\right) - \mathrm{Ei}\left(\frac{E}{RT(r_a)} + \frac{E}{RT_r}\right)\right). \quad (11)$$

Результаты модельного расчета на двухслойном пласте показывают, что установившееся распределение концентрации образовавшегося геля определяется двумя противоположными эффектами. С одной стороны, по мере удаления от нагнетательной скважины температура в пласте растет, в то время как с другой стороны, концентрация термогелеобразующей композиции падает, поэтому наблюдается максимум в распределении концентрации образовавшегося геля (рис. 1).

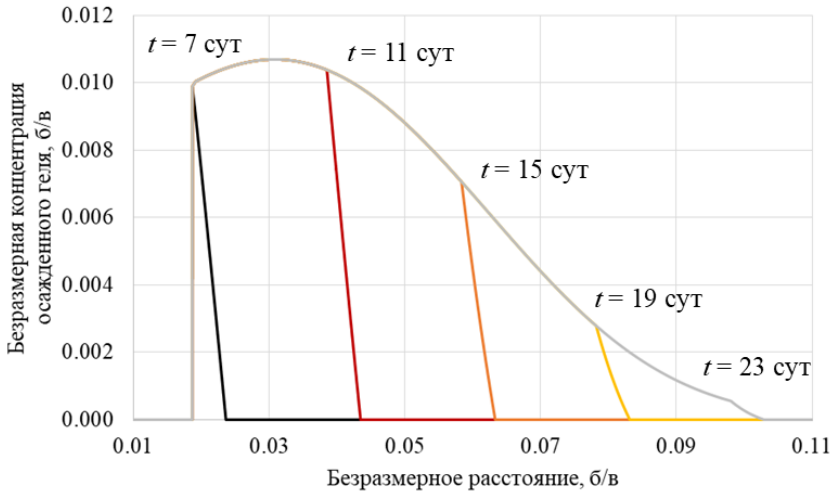


Рис. 1. Распределение объемного содержания геля в высокопроницаемом пропластке через 7, 11, 15, 19 и 23 суток после закачки

При заводнении слоисто-неоднородного пласта в динамике изменения обводненности наблюдается 2 этапа: безводный режим добычи нефти и прорыв воды по высокопроницаемому пропластку, который сопровождается резким ростом обводненности добываемой продукции (рис. 2).



Рис. 2. Расчетная динамика обводненности за весь период разработки

Закачка ТГК приводит к формированию гелевого барьера сначала в высокопроницаемом слое и сопровождается перераспределением потоков воды. Формирование гелевого барьера в низкопроницаемом слое приводит к частичному восстановлению обводненности, что в значительной степени определяет конечный эффект от применения ТГК.

Таким образом, предложена физико-математическая модель для описания процесса перераспределения потоков вытесняющей нефть воды за счет закачки оторочки ТГК в пласте с неоднородным температурным полем, в которой интегрированы аналитические решения тепловой и гидродинамической задач. Результаты моделирования позволили на качественном уровне описать процесс формирования низкопроницаемого гелевого барьера в слоисто-неоднородном пласте.

Литература

1. *Алтунина Л.К.*, *Кувшинов В.А.* Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами // Нефть. Газ. Новации. 2013. № 8(175). С. 18–25. EDN: RBPTMZ

2. *Выдыш И.В.*, *Федоров К.М.*, *Шевелев А.П.* Прогноз распределения температуры в пласте при вытеснении нефти флюидом с температурой отличной от пластовой // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2023. Т. 9, № 2(34). С. 6–22. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-6-22

3. *Fedorov K.M.*, *Gilmanov A.Ya.*, *Shevelev A.P.* et al. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection // Mathematics. 2021. Vol. 9, No. 15. P. 1727. https://doi.org/10.3390/math9151727

Разработка комплексной программы по выработке недренируемых запасов на зрелых месторождениях Западной Сибири

Гафтулхатов Р.И.
ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл-Западная Сибирь», г. Лангепас, Россия
robert98g@mail.ru

Ключевые слова: остаточные запасы нефти, высокообводненные пласты, объединенная эксплуатация пластов, коэффициент извлечения нефти, геолого-технические мероприятия, гидродинамическое моделирование, технико-экономическая оценка

Снижение дебитов скважин на зрелых месторождениях требует перехода к объединенной эксплуатации пластов с учетом выявленных гидродинамических связей**.** Автором выполнен анализ геологического строения пластов БВ5 и БВ6, сопоставление данных трассерных исследований и динамики пластовых давлений, а также сформирован комплекс геолого-технических мероприятий для вовлечения остаточных запасов. Предлагаемое решение заключается в отказе от традиционной раздельной разработки и переходе к укрупненному объекту БВ5–БВ6 с направленным перераспределением закачки и применением экономически оправданных геолого-технических мероприятий (ГТМ) (дострелы и боковые горизонтальные стволы). Такой подход обеспечивает вовлечение остаточных запасов при снижении капитальных затрат и рисков неокупаемости.

Месторождение М4 (Западная Сибирь) характеризуется значительным возрастом разработки и сложной многопластовой структурой. Основные пласты – АВ, БВ, ЮВ и Ач. Пласты БВ5 и БВ6 с выработанностью свыше 80% сохраняют остаточные запасы в застойных, слабо дренируемых зонах [1]. Из-за высокой плотности сетки пробуренных скважин и ограниченного бурового фронта управление разработкой требует интеграции усилий. Хотя БВ5 и БВ6 в проектной документации рассматриваются раздельно, данные трассерных исследований и динамики пластовых давлений свидетельствуют о наличии фильтрационных связей. Суммарные остаточные запасы по пластам оцениваются в несколько миллионов тонн.

Пласты залегают в среднеюрской толще и представлены песчано-алевритовыми коллекторами с пористостью 18–22% и проницаемостью до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм². Между ними – глинистая перемычка (4–10 м), не имеющая устойчивых «окон слияния», но возможны зоны разуплотнения, представлены на каротажных кривых (рис. 1). Залежи пластово-сводовые, площадь перекрытия – до 85% [1].

Разработка велась системой заводнения. В настоящее время отмечаются признаки истощения: снижение дебитов, рост обводненности (до 90–95%), остаточные запасы – в труднодоступных зонах.

Неэффективность закачки и неравномерный охват привели к частичному вытеснению. Текущий режим не учитывает межпластовые перетоки, а фонды скважин включают значительное число неработающих или малодебитных объектов. Нагнетательные скважины демонстрируют избыточную приемистость, нарушая управление фильтрационными потоками. Проведенный автором анализ данных ГИС, каротажа и трассерных исследований позволил подтвердить наличие гидродинамической связи и обосновать целесообразность объединенной эксплуатации.

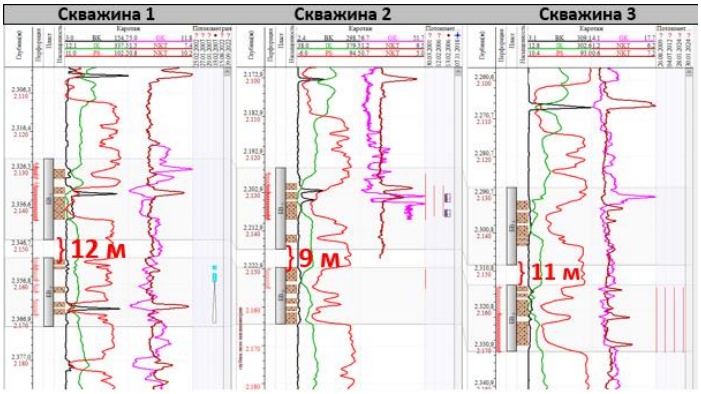


Рис. 1. Схема корреляции по профилю скв. 1–3

Каротаж и трассерные исследования подтвердили наличие техногенных и природных каналов между пластами. Быстрый отклик по трассерам и схожая динамика давления указывают на наличие гидродинамической связи, это отчетливо видно на одном из участков по каротажным кривым (рис. 2).

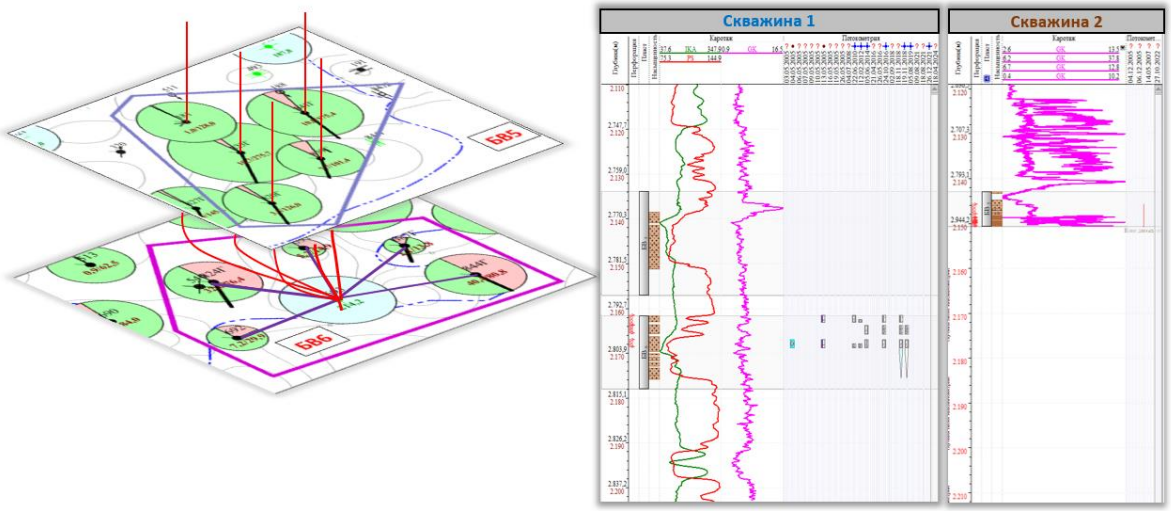


Рис.2. Результаты одновременных индикаторных исследований объектов $БВ_5$-$БВ_6$

Согласно ГОСТ Р 32359-2013, объединение пластов обосновано при геологическом родстве, сходных фильтрационных свойствах, пластовых режимах и доказанной гидродинамической связи. Анализ показал, что пласты:

– расположены в пределах одного стратиграфического уровня;

– обладают схожими литологическими и фильтрационными характеристиками;

– насыщены нефтью одинакового состава;

– демонстрируют синхронную динамику давления.

Глинистая перемычка утратила изолирующие свойства на ряде участков, что подтверждено геофизикой и трассерами. Объединение позволит улучшить управление системой разработки, сократить дублирующие элементы инфраструктуры и повысить эффективность вовлечения остаточных запасов [2, 3].

Автором разработан проект оптимизации фонда скважин, включающий перераспределение закачки с перегруженного пласта БВ5 в БВ6 для формирования водонапорной подушки. Такой подход реализует принцип вертикально-латерального заводнения, при котором рабочий агент нагнетается в нижележащий пласт и поднимается вверх по разрезу, обеспечивая более равномерный охват остаточных запасов. Планируется вовлечение в работу ранее остановленных нагнетательных скважин, а также оптимизация их приемистости.

В добывающем фонде целесообразно отказаться от межпластовых переводов в пользу дострелов – планируется проведение 84 таких операций (прибавка ~3 т/сут. на скважину). Также предлагается бурение 20 боковых горизонтальных стволов (БГС), ориентированных на зоны остаточной насыщенности. Ожидаемый прирост – до 9–10 т/сут. на скважину. Эти меры обеспечат стабилизацию добычи и рост коэффициента извлечения нефти при снижении плотности сетки скважин.

Автор выполнил расчет прироста NPV по рекомендуемому варианту на основе укрупненных нормативов капитальных вложений и данных по эффективности ГТМ. Анализ вариантов показал, что объединенная стратегия (вариант № 1) обеспечивает прирост условного NPV на 10% по сравнению с базовым сценарием.

Мероприятия соответствуют нормативам в области охраны окружающей среды. Воздействие на ландшафт, водные и почвенные ресурсы сведено к минимуму. Предусмотрены изоляционные меры: цементирование, герметизация, химическая обработка. Отрицательное влияние на социальную среду отсутствует.

Результаты исследования показывают, что переход от традиционной раздельной эксплуатации к объединенной разработке пластов при подтвержденной гидродинамической связи позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и снизить темпы обводнения добывающего фонда. Разработанный комплекс ГТМ (перераспределение закачки, дострелы, бурение боковых горизонтальных стволов, элементы вертикально-латерального заводнения) обеспечивает вовлечение остаточных запасов при оптимизации затрат.

Ценность полученных результатов состоит в том, что предложенный подход носит универсальный характер и может применяться на других зрелых месторождениях с высокой обводненностью и ограниченными возможностями бурового фронта. Он может использоваться как методическая основа для:

– выбора объектов объединенной эксплуатации;

– проектирования систем ППД с учетом межпластовых перетоков;

– формирования программ ГТМ на поздних стадиях разработки.

Таким образом, работа выходит за рамки решения локальной задачи на месторождении М4 и вносит вклад в практику разработки зрелых нефтяных месторождений Западной Сибири и аналогичных объектов.

Литература

1. Разработка нефтяных месторождений Ханты-Мансийского автономного округа / Под ред. В.И. Карасева, Э.А. Ахпателова, В.Ф. Панова. Ханты-Мансийск; Тюмень: НаукаСервис, 2004. 332 с.

2. ГОСТ 32359-2013. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. М.: Стандартинформ, 2014. 14 с.

3. О недрах: Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102014778 (дата обращения: 24.02.2025).

Исследование фильтрационных свойств гироидной структуры

Дрозд А.С.*, Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*asd@ipng.ru

Ключевые слова: проницаемость, гироидная структура, скважинный фильтр

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин наблюдается вынос песка из коллектора, что приводит к серьезным осложнениям, особенно часто эта проблема наблюдается на поздних стадиях разработки. Вынос песка приводит к быстрому износу скважинного и наземного оборудования и к резкому снижению темпов отбора. Для ограничения выноса песка и механических примесей используют противопесочные фильтры различных конструкций [1, 2].

В данной работе предложен скважинный фильтр, фильтрующая поверхность которого представляет собой трижды периодическую минимальную поверхность типа гироид, представленную на рис. 1 [3].

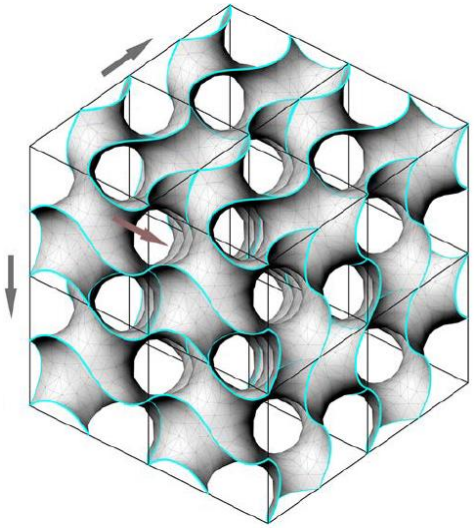


Рис. 1. Структура с топологией гироид

Сегодня достаточно актуальным направлением является исследование гироидных структур в различных сферах науки, направленное в основном на прочностные свойства гироида [4], без затрагивания вопросов фильтрации. В данной работе речь пойдет как раз о фильтрационных свойствах данной структуры.

Изготовление физических образцов гироидной структуры происходит с использованием систем автоматизированного проектирования, специальных программ для подготовки файла к печати и 3D-печати. Для испытаний были подготовлены образцы гироидного фильтра с различной пористостью: 10, 20, 30, 40, 50 и 60%. На рис. 2 представлены образцы с пористостью 30 и 60%.

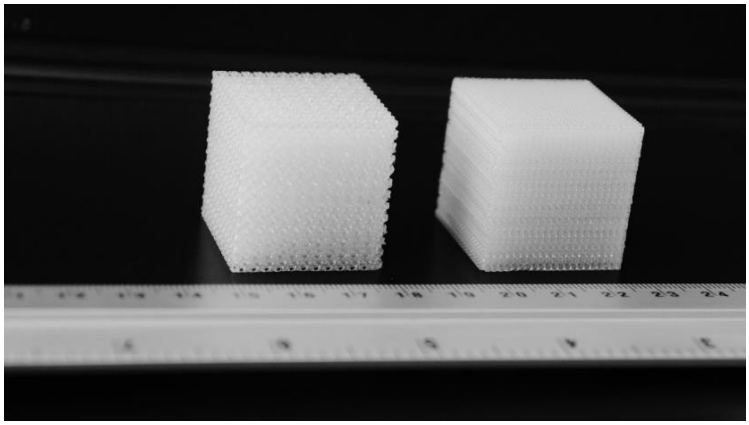


Рис. 2. Образцы гироидных структур, изготовленные по технологии 3D-печати

Для определения проницаемости подготовленных образцов используется установка, представленная на рис. 3, и закон фильтрации Дарси (1) [5].

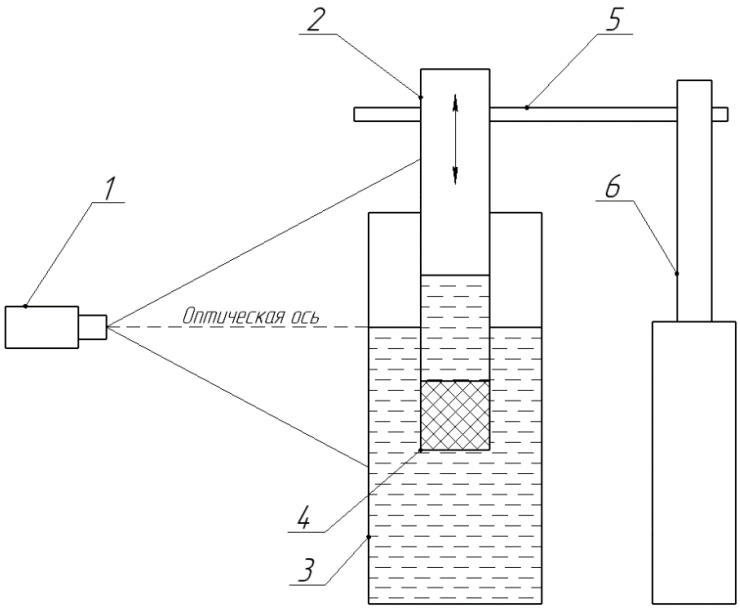


Рис. 3. Схема установки для исследования фильтрационных свойств:
1 – камера; 2 – прозрачная трубка, держатель модели; 3 – сосуд с жидкостью;
4 – модель, 5 – подвижная платформа; 6 – линейный привод

Закон фильтрации Дарси:

$$Q = \frac{kA}{\mu}\frac{\Delta P}{L}, \qquad (1)$$

где: Q – расход жидкости через модель, м^3/с; k – коэффициент проницаемости, м^2; A – площадь фильтрации, м^2; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; ΔP – перепад давления, Па; L – длина образца, м.

Результаты экспериментов представлены на рис. 4.

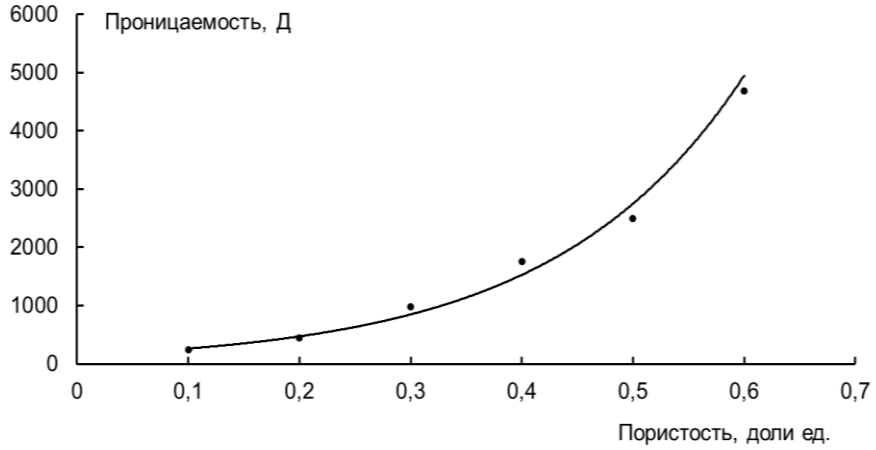


Рис. 4. Зависимость проницаемости образцов со структурой пространства «гироид» от пористости

Исследование структуры гироида дало основание полагать, что ее можно использовать в качестве фильтрующей поверхности. Нами предложено исполнение скважинного фильтра с использованием вышеупомянутой структуры. Скважинный фильтр предлагается в секционном исполнении. На рис. 5 представлена схема фильтра, между собой секции фильтра (2) стягиваются тросом (4), который крепится к переходнику НКТ (1) и низу компоновки (3), которые выполнены из металла. Секции изготавливаются на 3D-принтере полипропиленом, который обладает высокой коррозионной стойкостью [6].

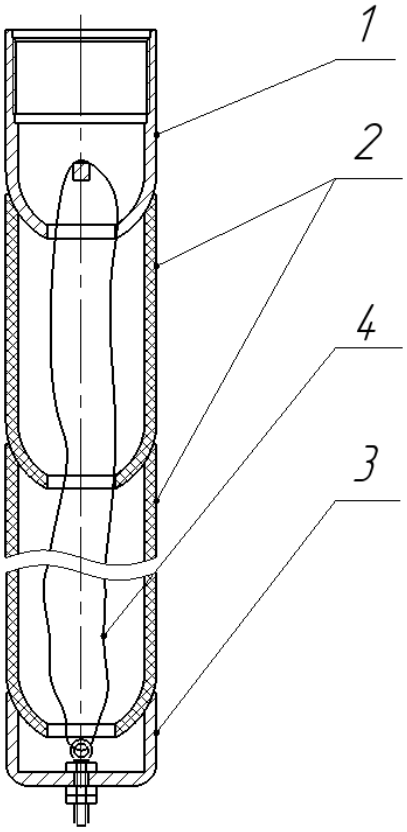


Рис. 5. Скважинный фильтр

По результатам фильтрационных исследований можно сделать вывод, что полученная структура обладает высокой вариативной проницаемостью в диапазоне 150–5000 Д и использовать ее для фильтрации жидкостей и газов целесообразно. Также предложена схема размещения фильтра в скважине. На данном этапе разработки проводятся исследования по подбору методики удержания механических примесей. Стоит отметить, что данные исследования являются актуальными, требуют внимания и дальнейшего изучения.

Литература

1. *Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О.* Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 57–61. EDN: MSOVWR

2. ГОСТ 32504-2013 (ISO 17824:2009). Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Фильтры противопесочные. Общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2014. 36 с.

3. *Rossi M., Buratti G.* Form is Matter. Triply periodic minimal surfaces structures by digital design tools // Sharing of Computable Knowledge: Proceedings of the 35th International Conference on Education and Research. Vol. 2. Rome: Sapienza University, 2017. P. 259–268.

4. *Ramos H., Santiago R., Soe S.* et al. Response of gyroid lattice structures to impact loads // International Journal of Impact Engineering. 2022. Vol. 164. P. 104202. https://doi.org/10.1016/J.IJIMPENG.2022.104202

5. *Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., Дрозд А.С.* Изучение проницаемости изделий гироидной структуры, изготовленных по аддитивной технологии 3D-печатп термопластичным полимером Высокомолекулярные соединения. Серия А. 2024. Т. 66, № 3. С. 175–180. https://doi.org/10.31857/S2308112024030011

6. *Демьяновский В.Б., Дрозд А.С., Каушанский Д.А.* Пат. RU 2843099 C1. Скважинный фильтр. № 2024110183; Заявл. 15.04.2024; Опубл. 07.07.2025 // Изобретения. Полезные модели. 2025. Бюл. 19. 10 с. EDN: QBLROV

Анализ эффективности повышения производительности горизонтальных скважин с проведенным шаровым МГРП на основе численного моделирования для условий ачимовских отложений

Дроздов И.М.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
dim_rnm@mail.ru

Ключевые слова: горизонтальная скважина, низкопроницаемый коллектор, многостадийный гидравлический разрыв пласта, компьютерное моделирование, интенсификация добычи нефти

Объектом данного исследования являются пласты группы Ач, для которых достижение максимально возможного коэффициента извлечения нефти осложняется высокой степенью неоднородности, геологическими неопределенностями и плохими фильтрационно-емкостными свойствами.

Сегодня одним из основных способов разработки низкопроницаемых коллекторов нефти и газа является применение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), позволяющего стимулировать слабодренируемые объемы путем создания системы искусственных трещин [1].

Достаточно распространенной разновидностью МГРП является шаровая технология, предполагающая применение специальных посадочных седел, активируемых путем сброса шаров различного диаметра (от меньшего к большему). Плюсы данной технологии заключаются в относительно низкой стоимости операций по стимуляции пласта и короткими сроками освоения скважины. Однако существенным недостатком шарового МГРП является тот факт, что посадочные седла никак не извлекаются и могут приводить к возникновению местных сопротивлений при движении флюида от забоя к устью, снижая при этом производительность скважины.

Цель данной работы: исследовать влияние седел на работу действующей нефтяной скважины на примере Учебного месторождения для оценки эффективности их разбуривания.

Моделирование работы скважины в ПО «OLGA»

Исходными данными для построения компьютерной модели являлись: инклинометрия скважины, PVT-свойства пластового флюида, конструкция скважины (при фонтанном и механизированном способе эксплуатации), текущие параметры работы скважины (для определения ограничений) и геолого-физическая характеристика пласта.

Расчеты были проведены на основе BLACK OIL модели флюида, созданной с применением ПО «MULTIFLASH». Для инициализации начальных условий (построения кривых распределения давления и температуры, а также уточнения величины забойного давления при эксплуатации скважины на фонтане) использовалось ПО «PIPESIM».

Для моделирования притока к скважине использовалась модель UNDERSATURATED:

$$\begin{cases} q = J(P_{res} - P_{wf}) \\ \text{для } P_b \le P_{wf} \le P_{res} \\ q = J(P_{res} - P_b) + \left(\frac{J}{2P_b}\right)\left({P_b}^2 - {P_{wf}}^2\right) \\ \text{для } P_{wf} \le P_b \end{cases}, \quad (1)$$

где q – дебит скважины по жидкости, м^3/сут; J – продуктивность, м^3/сут/атм; P_{res} – текущее пластовое давление, атм; P_{wf} – текущее забойное давление, атм; P_b – давление насыщения, атм.

Сегодня скважина работает в режиме автоматического периодического включения (АПВ) с соотношением времени работы к времени накопления, равным 5:25 мин. Хвостовик имеет шесть седел, диаметр которых изменяется от 21 до 63,3 мм.

В ходе выполнения исследования было рассмотрено несколько кейсов работы скважины: фонтанный (с седлами исходного диаметра и разбуренным хвостовиком) и механизированный (с седлами исходного диаметра, разбуренным хвостовиком и с седлами меньшего проходного сечения).

Под «загрязненными» понимаются седла, диаметр которых меньше начального. Одной из причин уменьшения проходного сечения седел является вынос песка (проппанта) и его последующее накопление на забое скважины вследствие высокой обводненности продукции, слабой степени сцементированности коллектора и высокой депрессии [2].

Результаты расчетов представлены в табл. 1. Из них следует, что при эксплуатации скважины на фонтане эффект от наличия/отсутствия седел практически нулевой (сопоставим с величиной погрешности). Для скважины, работающей в режиме АПВ, наибольший вклад оказывает загрязнение седел, при этом влияние карманов сведено к минимуму.

Таблица 1. **Результаты расчетов рассмотренных кейсов**

Способ эксплуатации	Параметр	Кейс			Эффект от разбуривания, %	
		Разбуренный хвостовик	Седла исходного диаметра	Загрязненные седла (на 50%)	Влияние карманов	Загрязнение
Фонтанный	Qн, т/сут	60,96	60,95	-	*0,0*	-
	Qг, тыс. м^3/сут	30,45	30,45	-	*0,0*	-
	ГФ, м^3/т	499,49	499,55	-	*0,0*	-
АПВ	Qн, т/сут	6,44	6,41	5,55	*0,5*	*13,4*
	Qг, тыс. м^3/сут	2,03	2,07	2,11	*-2,0*	*-1,9*
	ГФ, м^3/т	315,00	323,00	380,10	*-2,5*	*-17,7*

Показатели эффекта от разбуривания седел были рассчитаны по следующим формулам:

$$Эф_{карм} = \frac{Q_н^{без\ седел} - Q_н^{нач.\ седла}}{Q_н^{без\ седел}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

$$Эф_{загр} = \frac{Q_н^{нач.\ седла} - Q_н^{загр.\ седла}}{Q_н^{нач.\ седла}} \cdot 100\%, \quad (3)$$

где $Q_н^{без\ седел}$ – дебит нефти для скважины без седел (разбуренный хвостовик); $Q_н^{нач.\ седла}$ – дебит нефти для скважины с седлами исходного диаметра; $Q_н^{загр.\ седла}$ – дебит нефти для скважины с загрязненными седлами.

Проведя аналогичные расчеты для других степеней загрязнения седел (от 10% до 100%) были получены следующие зависимости (рис. 1, 2), по которым можно оценить текущее относительное загрязнение седел (см. рис. 1) и потенциальный прирост от разбуривания хвостовика до единого внутреннего диаметра (см. рис. 2).

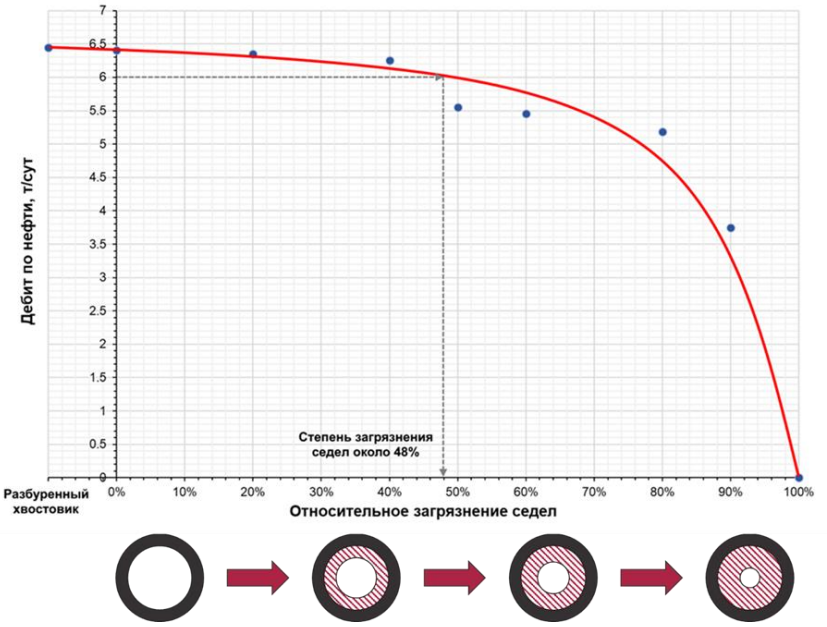


Рис. 1. Зависимость дебита по нефти от степени загрязнения седел

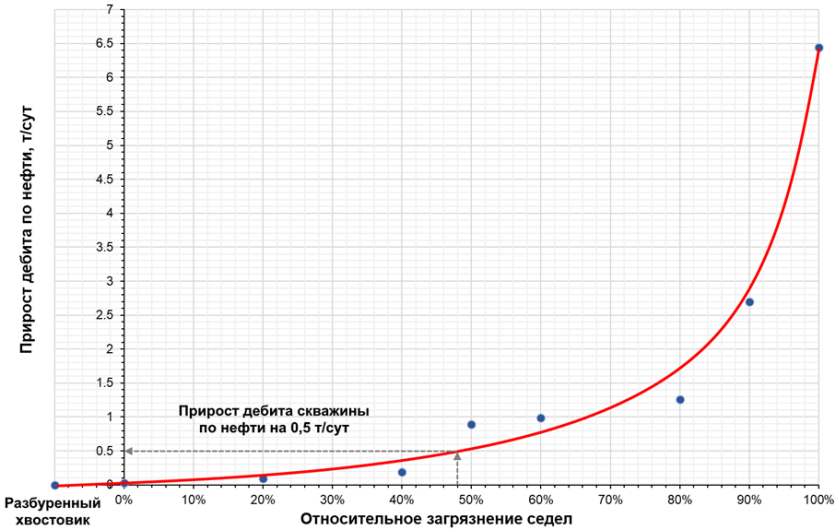


Рис. 2. Зависимость прироста дебита по нефти от степени загрязнения

В результате выполненных расчетов было получено, что разбуривание посадочных седел может привести к повышению производительности горизонтальной нефтяной скважины с проведенным многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Основной эффект от разбуривания складывается за счет негативного влияния загрязнения и уменьшения проходного сечения седел, оставшаяся часть приходится на формирование карманов воды и газа в местах установки муфт МГРП.

Литература

1. *Gong D., Chen J., Cheng C., Kou Y.* Factors influencing fracture propagation in collaborative fracturing of multiple horizontal wells // Energy Engineering. 2024. Vol. 121, No. 2. P. 425–437. http://doi.org/10.32604/ee.2023.030196

2. *Putri K., Lu H., Kwok C.K., Moncada K.* Flowback in shale wells: Proppant transport and distribution in the wellbore // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA, 23–25 July 2018. Paper URTeC-2887450-MS. https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2887450

Подбор необходимого комплекса предварительных геолого-геофизических исследований на нефтегазовом месторождении на основании анализа чувствительности типовых гидродинамических моделей к исходным геолого-физическим параметрам

Елисеев А.А.[1]*, **Якушев В.С.**[2]**
1 – ЗАО «МиМГО», г. Москва, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*aeliseev2017@list.ru, **yakushev.v@gubkin.ru

Ключевые слова: исходная геолого-физическая информация, анализ чувствительности, комплексирование исследований

На сегодняшний день в нормативной базе, описывающей комплексирование исследований на стадии разведки месторождения, накоплена достаточная информация о способах и объеме исследований [1–4]. Однако в ряде регламентирующих документов присутствуют требования по определению параметров, полностью игнорируемых на этапе проектирования разработки и построения 3D геолого-гидродинамических моделей в силу их избыточности. Целью работы является апробация подхода по формированию комплекса специальных исследований на основании анализа чувствительности типовых гидродинамических моделей к исходным геологическим параметрам.

Для достижения поставленной цели проведена статистическая обработка геолого-физической информации по разрабатываемым месторождениям Западной Сибири. Рассмотрены залежи юрских и меловых отложений Ямальской, Надым-Пурской, Пур-Тазовской, Гыданской, Енисей-Хатангской НГО – основных по запасам газа областей ЗСНГП. Собрана и обработана информация по 66 залежам (рис. 1).

По результатам сбора исходной информации подход предлагается апробировать на объектах сеноманского и готеривского возрастов.

Для оценки чувствительности показателей разработки к значениям геологических параметров были использованы полномасштабные 3D геолого-гидродинамические модели действующих месторождений.

Модель сеноманского объекта характеризуется сухим газом с содержанием метана более 98%, II классом коллектора по Г.И. Теодоровичу, средним значением начального пластового давления, массивным типом залежи и водонапорным режимом работы.

Модель готеривского объекта характеризуется низкоконденсатным газом с содержанием ПС5+ менее 25 г/м^3, III классом коллектора по Г.И. Теодоровичу, высоким значением начального пластового давления, пластово-сводовым типом залежи и газовым режимом работы.

Обе залежи разрабатываются сетью вертикальных скважин, пробуренных по избирательной системе разработки.

Важно отметить, что значения основных геолого-физических параметров выбранных моделей соответствуют средним значениям, определенным по результатам статистической обработки.

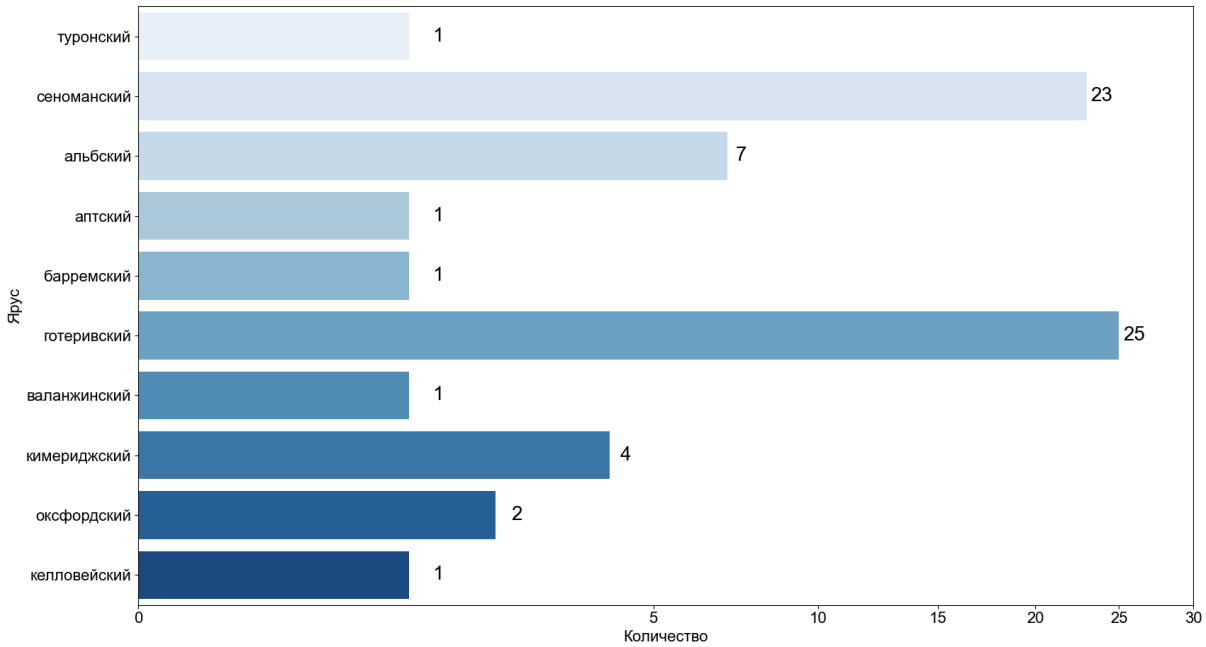


Рис. 1. Распределение изученных объектов по стратиграфической принадлежности

Для комплексирования программы специальных исследований предлагается оценить влияние особенностей геологического строения объекта на интегральные показатели разработки. Для достижения поставленной цели выполнен анализ чувствительности [5–7] показателей разработки типовых моделей к различным геологическим параметрам. В ПО ТНавигатор выполнен расчет «Торнадо-эксперимента»: расчет воспроизводит историческую добычу по месторождению, геологические параметры варьируются в диапазоне десяти процентов**,** в качестве значений функций для анализа использованы интегральные показатели разработки, полученные отклонения функции при варьировании каждого параметра в большую и меньшую сторону суммируются по модулю. Результаты анализа чувствительности для верхнемелового объекта приведены в табл. 1.

Таблица 1. **Результаты анализа чувствительность модели верхнемелового объекта**

Параметры	Чувствительность к изменению параметра		
	Пластовое давление	Накопленная добыча газа	Накопленная добыча воды
Анизотропия проницаемости по вертикали	1,25%	0,99%	203%
Сжимаемость порового пространства водоносной области	1,66%	0,69%	184%
Абсолютная проницаемость	3,18%	7,81%	78,12%
Остаточная водонасыщенность (SWL)	1,86%	18,55%	75%
Максимальная фазовая проницаемость по воде (KRW)	0,07%	0,13%	50%
Песчанистость	14,66%	6,16%	4%
Пористость	14,48%	1,98%	0%
Анизотропия проницаемости по латерали	0,49%	0,16%	0%
Критическая водонасыщенность (SWCR)	0,49%	0,16%	0%
Сжимаемость породы	1,11%	0,26%	15%
Предельная газонасыщенность (SGU)	1,86%	71,70%	-18%
Максимальная фазовая проницаемость по газу (KRG)	0,77%	2,78%	245,40%

По действующей нормативной базе [1–4] сформирован комплекс специальных исследований для объектов сеноманского и готеривского возрастов, направленный на снижение неопределенности в величине параметров, оказывающих наибольшее влияние на интегральные показатели разработки.

Таким образом, для верхнемелового объекта приоритетными специальными исследованиями являются:

– Отбор керна с проведением исследований на плотностные и фильтрационно-емкостные свойства, представленные в приложении 8 РД 39-0147716-505-85 [2]: определение фазовой проницаемости и остаточной водонасыщенности в объеме не менее 10% от отобранных образцов.

– Проведение комплекса опробования пласта для замера пластового давления и установки флюидальных контактов в следующем объеме (для II класса коллекторов и I типа разреза): замеры пластового давления с шагом 1 замер на 4 м пласта, суммарно не менее 10 замеров, определение характера насыщения с подтверждением флюидального контакта: 2 точки ОПК, отбор представительных проб в количестве: 1 проба газа на 10 м продуктивного интервала, воды – не менее одной представительной пробы.

– Использование контрольного фонда скважин для замера пластового давления один раз в квартал и контроля положения газоводяного контакта один раз в полугодие.

Общий подход, представленный в работе, следующий:

1. На основании статистической оценки геолого-физической информации осуществляется ранжирование залежей и определяется типовая геолого-гидродинамическая модель.
2. Производится анализ чувствительности рассчитываемых показателей разработки к изменению различных параметров, используемых при создании модели.
3. Формируется программа исследовательских работ, призванная уточнить величину параметров, наиболее влияющих на основные показатели разработки.

Предложенный в работе подход по подбору специальных исследований позволяет минимизировать риски недоучета ключевых геологических параметров и повысить предиктивную способность гидродинамических моделей на период действия технологической схемы разработки.

Литература

1. Методические рекомендации по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов. М.: Газпром, 2015. 63 с.
2. РД 39-0147716-505-85. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин. М.: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1985. 18 с.
3. Руководящий документ. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: Роснедра, 2023. 86 с.
4. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1. М.: Газпром экспо, 2011. 234 с. EDN:RZJQJQ
5. *Закиров Э.С.*, *Аникеев Д.П.*, *Индрупский И.М.* Применение двух классов обратных задач для оптимального управления разработкой месторождения природных углеводородов //

Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 130–150. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art9

6. *Агаркова А.А., Ризванов А.А., Шебанкин С.Е.* и др. Итерационное моделирование как инструмент выбора геологической основы для гидродинамического моделирования и проектирования разработки (на примере пласта ПК1 газоконденсатного месторождения) // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 2(30). С. 17–25. EDN: XALPHZ

7. *Иксанов К.Н.*, *Гереш Г.М.*, *Жиров А.В.*, *Мансуров М.Н.* Анализ чувствительности гидродинамической модели к фильтрационно-емкостным свойствам и граничным условиям для морских месторождений // Вести газовой науки. 2020. № 3(45). С. 24–30. EDN: OYXXSV

Математическое обоснование проявления радиально-подобного режима на КВД для ГС с МГРП

Жаглова А.Э.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
azhaglova@ipng.ru

Ключевые слова: гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, гидропроводность

Бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) широко применяется при разработке низкопроницаемых нефтяных и газовых месторождений. Однако оценка параметров системы «пласт–скважина» по данным гидродинамических исследований затруднена из-за слишком длительного времени выхода на позднерадиальный режим течения. Теоретически эту проблему можно решить, используя данные раннерадиального режима, который проявляется в начальной части кривой восстановления давления (КВД). Но для его возникновения необходимо, чтобы расстояние между трещинами вдоль ствола скважины составляло не менее 3–5 их полудлин [1]. На практике это условие редко соблюдается, что исключает возможность оценки гидропроводности пласта таким способом. Кроме того, КВД в скважинах с МГРП имеют сложную форму из-за взаимодействия множественных трещин. В работе [2] исследования КВД показали наличие на графиках так называемой «полки», которая соответствует некоему радиально-подобному режиму течения. Этот режим наблюдается в диапазоне определенных значений времени отработки скважины $T_{\text{отр}}$ и сжимаемости c_p. В период проявления горизонтального участка («полки») формируются эллипсы постоянного давления в ближайшей к трещинам зоне. Такое наблюдение позволяет поставить математическую задачу о притоке к единичной трещине с условием непротекания границ, что эквивалентно притоку к нескольким близко расположенным интерферирующим трещинам. Целью работы является вывод полуаналитической формулы для распределения давления на ГС с МГРП в период радиально-подобного режима течения и получение математического обоснования возникновения «полки» на графике КВД.

Пусть приток наблюдается в однородном, изотропном, горизонтальном пласте с равномерной толщиной h, пористостью m и проницаемостью k. Общая сжимаемость системы равна c_p, а пластовый флюид слабо сжимаемый и имеет вязкость μ. Эффекта гравитации нет, и поток внутри пласта является ламинарным.

Уравнение пьезопроводности для нестационарного течения слабосжимаемого флюида по линейному закону Дарси имеет вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = c_p m \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (1)$$

Решение для эллиптического притока может быть получено из уравнения (1) путем перехода к эллиптическим координатам [3]:

$$x = x_f \sinh\xi \sin\eta\,,\ y = x_f \cosh\xi \cos\eta, \quad (2)$$

где x_f – полудлина трещины.

Используя (2), обезразмерив давление и время, получим уравнение пьезопроводности в эллиптических координатах:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 p_D}{\partial \eta^2} = \frac{1}{2}(\cosh 2\xi - \cos 2\eta)\frac{\partial p_D}{\partial t_D}. \quad (3)$$

Начальные и граничные условия для поставленной задачи отображены в табл. 1 [4].

Таблица 1. **Начальные и граничные условия**

Исходные условия	Безразмерный вид	
$\lim\limits_{t\to 0} p = p_{\text{н}}$	$\lim\limits_{t_D\to 0} p_D = 0$	(4)
$\lim\limits_{\xi\to\xi_0} \frac{\partial p}{\partial \xi} = 0$	$\lim\limits_{\xi\to\xi_0} \frac{\partial p_D}{\partial \xi} = 0$	(5)
$\lim\limits_{\xi\to 0} p = p_{wf}$	$\lim\limits_{\xi\to 0} p_D = 1$	(6)

где $p_{\text{н}}$ – начальное давление; t_D – безразмерное время; p_D – безразмерное давление; $\xi_0 = \operatorname{arcsinh}\frac{x_e}{2x_f}$ – внешняя граница; x_e – расстояние между трещинами; p_{wf} – давление на скважине.

Решение задачи (3) (6) в пространстве Лапласа [4]:

$$\overline{p_D}(s) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n 2A_0^{2n}}{s} \cdot \frac{Fek'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Ce_{2n}\left(\xi, -\frac{s}{4}\right) - Ce'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Fek_{2n}\left(\xi, -\frac{s}{4}\right)}{Fek'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Ce_{2n}\left(0, -\frac{s}{4}\right) - Ce'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Fek_{2n}\left(0, -\frac{s}{4}\right)} ce_{2n}\left(\eta, -\frac{s}{4}\right), \quad (7)$$

где $\overline{p_D}(s)$ – безразмерное давление в пространстве Лапласа; s – время в пространстве Лапласа; A_0^{2n} – коэффициенты Фурье; $Ce_{2n}(\xi)$, $Fek_{2n}(\xi)$, $ce_{2n}(\eta)$ – функции Матьё:

$$Fek_{2n}\left(\xi, -\frac{s}{4}\right) = \frac{p'_{2n}}{\pi A_0^{2n}} \sum_{r=0}^{\infty} A_{2r}^{2n} I_r\left(\sqrt{\frac{s}{4}} e^{-\xi}\right) K_r\left(\sqrt{\frac{s}{4}} e^{\xi}\right), \quad (8)$$

$$Ce_{2n}\left(\xi, -\frac{s}{4}\right) = \frac{p'_{2n}}{A_0^{2n}} \sum_{r=0}^{\infty} A_{2r}^{2n} I_r\left(\sqrt{\frac{s}{4}} e^{-\xi}\right) I_r\left(\sqrt{\frac{s}{4}} e^{\xi}\right), \quad (9)$$

$$ce_{2n}\left(\eta, -\frac{s}{4}\right) = (-1)^n \sum_{r=0}^{\infty} (-1)^r A_{2r}^{2n} \cos 2r\eta, \quad (10)$$

где $p'_{2n} = (-1)^n ce_{2n}\left(0, \frac{s}{4}\right) ce_{2n}\left(\frac{\pi}{2}, \frac{s}{4}\right) / A_0^{2n}$; I_r, K_r – функции Бесселя.

Безразмерный расход флюида, поступающего через внутреннюю границу, в пространстве Лапласа задается следующим образом:

$$\overline{q_D}(s) = -\frac{1}{2\pi}\int_0^{2\pi} \frac{\partial \overline{p_D}}{\partial \xi}\Big|_{\xi=0} d\eta. \tag{11}$$

Подставляя решение (7) в (11), получим:

$$\overline{q_D}(s) = -\sum_{n=0}^{\infty} \frac{(-1)^n 2A_0^{2n}}{s} \frac{Fek'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Ce'_{2n}\left(0, -\frac{s}{4}\right) - Ce'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Fek'_{2n}\left(0, -\frac{s}{4}\right)}{Fek'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Ce_{2n}\left(0, -\frac{s}{4}\right) - Ce'_{2n}\left(\xi_0, -\frac{s}{4}\right)\cdot Fek_{2n}\left(0, -\frac{s}{4}\right)}. \tag{12}$$

Подставляя асимптотики функций при $s \to 0$, входящих в решение для дебита (12), получим:

$$\overline{q_D}(s) = \frac{1}{\frac{4}{\sinh 2\xi_0} - \left(\frac{e^{-2\xi_0}}{4\sinh 2\xi_0} + \frac{1}{2}\right)\boldsymbol{s\,ln\,s} + \left((\gamma - \ln 4)\left(\frac{e^{-2\xi_0}}{2\sinh 2\xi_0} - 1\right) + \frac{e^{-2\xi_0}}{2\sinh 2\xi_0}\xi_0\right)\boldsymbol{s}}, \tag{13}$$

где γ – константа Эйлера–Маскерони.

Применим к (13) теорему о свертке:

$$\overline{p_{wD}}(s) = \frac{1}{s^2\overline{q_D}(s)}. \tag{14}$$

Получим:

$$\begin{aligned}\overline{p_{wD}}(s) = \frac{1}{s^2\overline{q_D}(s)} = \frac{4}{\sinh 2\xi_0}\frac{1}{s^2} - \left(\frac{e^{-2\xi_0}}{4\sinh 2\xi_0} + \frac{1}{2}\right)\frac{\ln s}{s} + \\ + \left((\gamma - \ln 4)\left(\frac{e^{-2\xi_0}}{2\sinh 2\xi_0} - 1\right) + \frac{e^{-2\xi_0}}{2\sinh 2\xi_0}\xi_0\right)\frac{1}{s}.\end{aligned} \tag{15}$$

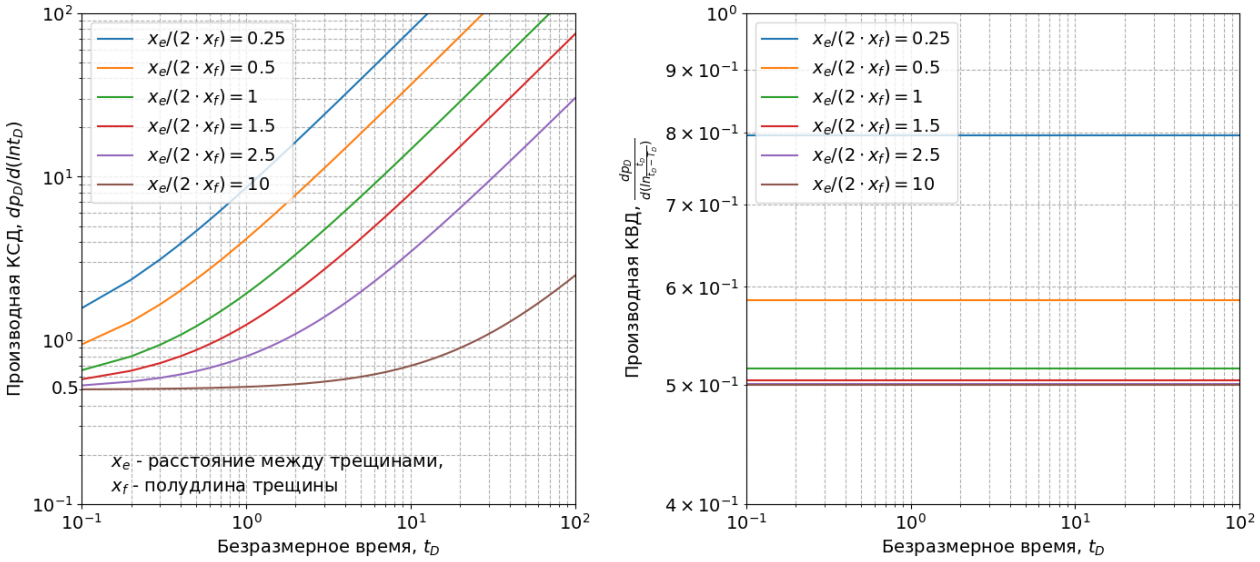
Применяя к (15) обратное преобразование Лапласа, получим формулу для распределения давления на скважине (КСД):

$$p_{wD}(t) = \left(\frac{e^{-2\xi_0}}{4\sinh 2\xi_0} + \frac{1}{2}\right)\ln t_D + \frac{4}{\sinh 2\xi_0}t_D + \left(\ln 4 - \frac{\gamma}{2} + \frac{e^{-2\xi_0}}{2\sinh 2\xi_0}\left(\ln 4 - \frac{\gamma}{2} - \xi_0\right)\right). \tag{16}$$

Распределение давления на скважине после остановки (КВД):

$$p_{wD}(t) - p_{wD}\left(t - T_{\text{отр}}\right) = \left(\frac{e^{-2\xi_0}}{4\sinh 2\xi_0} + \frac{1}{2}\right)\ln\frac{t_D}{t_D - T_D} + \frac{4}{\sinh 2\xi_0}T_D. \tag{17}$$

В выражениях (16)–(17) множитель перед логарифмом характеризует наличие наблюдаемой «полки» на КВД. При близком расположении трещин $\left(\frac{x_e}{2x_f} < 5\right)$ в этом множителе доминирует слагаемое $\frac{e^{-2\xi_0}}{4\sinh 2\xi_0}$, а на графике производной КСД (рис. 1а) наклон прямого участка близок к единице, что характеризует псевдоограниченное течение (сильная интерференция трещин). Однако на графике производной КВД (рис. 1б) видно, что течение радиально-подобное. «Полка» на графике производной КСД (см. рис. 1а) начинает проявляться только при далеком расположении трещин, в то время как на графике КВД (см. рис. 1б) ее видно сразу. Определив положение «полки» по рис. 1б и перейдя к обычным единицам времени и давления, можно найти коэффициент гидропроводности пласта.



а б

Рис. 1. Графики производной давления: а – по логарифму времени (КСД); б – по логарифму времени Хорнера (КВД).

В результате проведенных исследований было математически обосновано наличие радиально-подобного режима течения для ГС с МГРП на КВД. Получено распределение давления на ГС с МГРП в период образования эллипсов постоянного давления вокруг каждой трещины. Показано на основе полученного асимптотического решения, что классический раннерадиальный режим фильтрации наблюдается на КСД лишь при значительном удалении трещин друг от друга (когда расстояние между ними превышает 3–5 их полудлин). В то время как на КВД радиально-подобный режим течения проявляется в виде четко выраженного участка постоянного значения производной давления (так называемой «полки») даже при значительной интерференции трещин, что делает его надежным инструментом для определения гидропроводности пласта в сложных условиях ГС с МГРП.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-

геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.

2. *Абрамов Т.А., Индрупский И.М.* Особенности и информативные возможности раннерадиального режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276, Вып. 2. С. 29–48. EDN: GOYQFR

3. *Kucuk F., Brigham W.E.* Transient flow in elliptical systems // Society of Petroleum Engineers Journal. 1979. Vol. 19, No. 6. P. 401–410. https://doi.org/10.2118/7488-PA

4. *Amini S., Ilk D., Blasingame T.A.* Evaluation of the elliptical flow period for hydraulically-fractured wells in tight gas sands – Theoretical aspects and practical considerations // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, College Station, Texas, USA, 29–31 January 2007. Paper SPE-106308-MS. https://doi.org/10.2118/106308-MS

Применение многомасштабного моделирования для снижения неопределенности при оценке остаточных извлекаемых запасов нефти

Загоровский М.А.[1,2], Казанцева И.А.[1,2]*, Степанов С.В.[1,2]
1 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия
2 – ФГАОУ «Тюменский государственный университет», г. Тюмень, Россия
*iazubareva-tnk@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: многомасштабное моделирование, остаточные запасы нефти, характеристики вытеснения, локализация запасов

Для нефтяных месторождений Западной Сибири, находящихся на 3 и 4 стадиях разработки, актуальной задачей является оценка и локализация остаточных извлекаемых запасов нефти для выбора зон уплотняющего бурения. Для решения этой задачи используются 3D гидродинамические модели (ГДМ) и модели характеристик вытеснения (ХВ). Оба типа моделей содержат в себе ряд неопределенностей. Так, например, близкие по точности на историческом интервале модели ХВ могут определяться различными начальными извлекаемыми запасами и свободными параметрами. При построении ГДМ отсутствуют универсальные подходы к определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) пласта с учетом масштабного фактора, что особенно актуально для сложно построенных терригенных и карбонатных коллекторов.

Применение многомасштабного подхода, который является частью концепции многоуровневого моделирования [1], позволяет нивелировать данные неопределенности. Его суть заключается в ремасштабировании данных лабораторных исследований керна отдельных литотипов на основе гидродинамического моделирования свойств в межскважинном пространстве. Отличием данного подхода от статистического осреднения свойств является построение ГДМ фации, на которой производится численное моделирование двухфазной фильтрации и расчет ОФП. Такая модель фации позволяет учесть неоднородность коллекторских свойств, так как для ее построения используются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) литотипов, слагающих фацию и их пространственное распределение. Пример применения данного подхода к моделированию для месторождения на начальной стадии разработки подробно описан в [2]. Целью настоящей работы является применение многомасштабного моделирования для оценки и локализации остаточных извлекаемых запасов нефти с использованием модели характеристик вытеснения.

Для оценки остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти используется модель ХВ Р.И. Медведского (1) и взаимосвязь свободных параметров аппроксимации D, n с параметрами функций ОФП модели Кори (2). Теоретически наличие данной взаимосвязи было обосновано в работе [3].

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{н}}^{0}\left(1 - \left(1 + \frac{DQ_{\text{ж}}}{nQ_{\text{н}}^{0}}\right)^{-n}\right), \quad (1)$$

где $Q_{\text{н}}$ – накопленная добыча нефти; $Q_{\text{ж}}$ – накопленная добыча жидкости; $Q_{\text{н}}^{0}$ – начальные извлекаемые запасы нефти; D, n –параметры аппроксимации.

$$f_w(S) = f_w^{max} S^a$$
$$f_o(S) = f_o^{max}(1-S)^b, \quad (2)$$

где f_w^{max} – значение ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности; f_o^{max} – значение ОФП по нефти при остаточной водонасыщенности; S – нормированная водонасыщенность; a, b – показатели степени Кори.

На основе многовариантного гидродинамического моделирования установлена взаимосвязь параметров D, n (1) с параметрами ОФП, которая выражается в виде многопараметрических эмпирических уравнений регрессии:

$$D, n = c \cdot (f_o^{max})^{s_1} \cdot (f_w^{max})^{s_2} \cdot (a)^{s_3} \cdot (b)^{s_4}, \quad (3)$$

где c, s_1-s_4 – числовые константы, определяемые путем решения обратной задачи по минимизации среднеквадратичной невязки между расчетными значениями параметров D, n и их фактическими значениями для скважин, определенными по ГДМ.

На рис. 1 представлены кросс-плоты «расчет – факт» для параметров ХВ. Как видно, расчет параметров ХВ по уравнениям (3) обеспечивает приемлемый уровень соответствия с исходными данными, полученными по ГДМ.

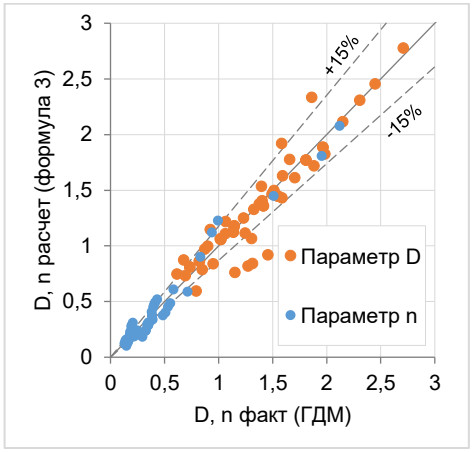


Рис. 1. Сопоставление расчетных значений параметров D, n с результатами гидродинамического моделирования

Тестирование подхода выполнено на примере терригенного объекта одного из месторождений Западной Сибири, характеризующегося высокой выработкой, длительной историей разработки и средней обводненностью 94%. Для рассматриваемого объекта изучено фациальное строение и построена гидродинамическая модель преобладающей фации «PDF» (проксимальная часть фронта дельты), для масштаба которой были получены представительные ОФП. На основе установленной взаимосвязи параметров «ОФП-ХВ» (3), полученных ОФП фации и данных по добыче нефти и жидкости за интервал «обучения» рассчитаны ОИЗ нефти для фактического фонда скважин. Выполненная таким образом оценка ОИЗ нефти подтверждается бурением новых скважин, формирующих «тестовую» выборку, что показано на рис. 2. Скв. 1, 6, 7 с высокой обводненностью и низкими дебитами нефти оказались пробурены преимущественно

в зоны прогноза малых ОИЗ, в то же время зоны локализации ОИЗ подтверждаются успешным бурением скважин 2–5.

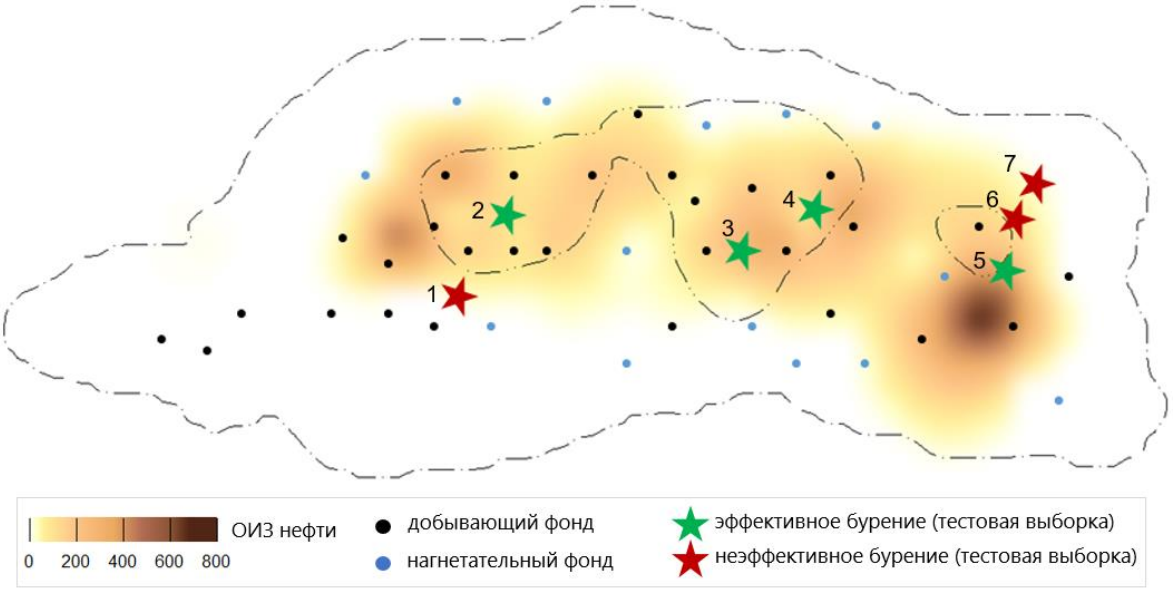


Рис. 2. Карта распределения остаточных извлекаемых запасов

Применение многомасштабного моделирования для параметризации модели ХВ позволило увеличить коэффициент детерминации R^2 зависимости между известной добычей и запасами нефти более чем в 2 раза относительно ГДМ. С использованием разработанного инструмента выполнена технико-экономическая оценка уплотняющего бурения скважин в невыработанных зонах.

Таким образом, разработанный инструмент позволяет более качественно выполнять оценку ОИЗ нефти, чем применение гидродинамического моделирования или характеристик вытеснения. Дальнейшее развитие подхода заключается в разработке методики учета геофизических и гидродинамических исследований скважин ГИС/ГДИС, а также дополнении метода определения остаточных извлекаемых запасов нефти с учетом неоднородности пласта.

Литература

1. *Степанов С.В., Глухих И.Н., Аржиловский А.В.* Концепция многоуровневого моделирования как основа системы поддержания принятия решений при разработке месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. 2023. № 12. С. 112–117. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-112-117

2. *Степанов С.В.*, *Лопатина Е.С.*, *Загоровский М.А.*, *Зубарева И.А.* Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора полимера // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2024. № 7(612). С. 51–60. EDN: AAHREY

3. *Мальшаков А.В., Медведский Р.И.*, *Гузеев В.В.* Особенности поведения относительных фазовых проницаемостей в осадочных горных породах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2007. № 4(64). С. 11–16. EDN: IAYGAL

Расчет и обоснование эффективных вариантов ввода в активную разработку низкопроницаемых терригенных коллекторов Ромашкинского месторождения

Зайдуллин А.Г.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта**,** трудноизвлекаемые запасы

Цель работы: исследование эффективности взаимного расположения добывающих (вертикальных, горизонтальных) скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) и нагнетательных скважин в условиях различных граничных значений пористости. Определение оптимальной схемы проведения и совершенствование технологии гидроразрыва пласта (ГРП). Объект исследования – продуктивные отложения кыновского горизонта Ромашкинского месторождения.

Актуальностью для работы послужила низкая эффективность выработки запасов нефти глинистых коллекторов пластов терригенного девона и наличие геологических особенностей залежей. Терригенный девон Ромашкинского месторождения находится на последней стадии разработки, сопровождающейся высокой текущей обводненностью скважин и низкими дебитами нефти за счет высокой степени выработки запасов нефти [1].

Проведение ГРП на ряде скважин пласта Д0 показывает потенциал по добыче из неразбуренных (в силу отсутствия коллекторов) зон, моделирование которых проводится в рамках данной работы для оценки возможности рентабельной добычи [2]. Моделирование включало в себя два этапа.

На первом этапе построена модель и выполнена частичная адаптация участка Ромашкинского месторождения, содержащего несколько скважин с проведенными ГРП (вблизи границы распространения коллектора).

На втором этапе выполнены гидродинамические расчеты на основном участке для выявления оптимального размещения и траекторий скважин, количества и характеристик трещин ГРП, целесообразности введения режима поддержания пластового давления (ППД).

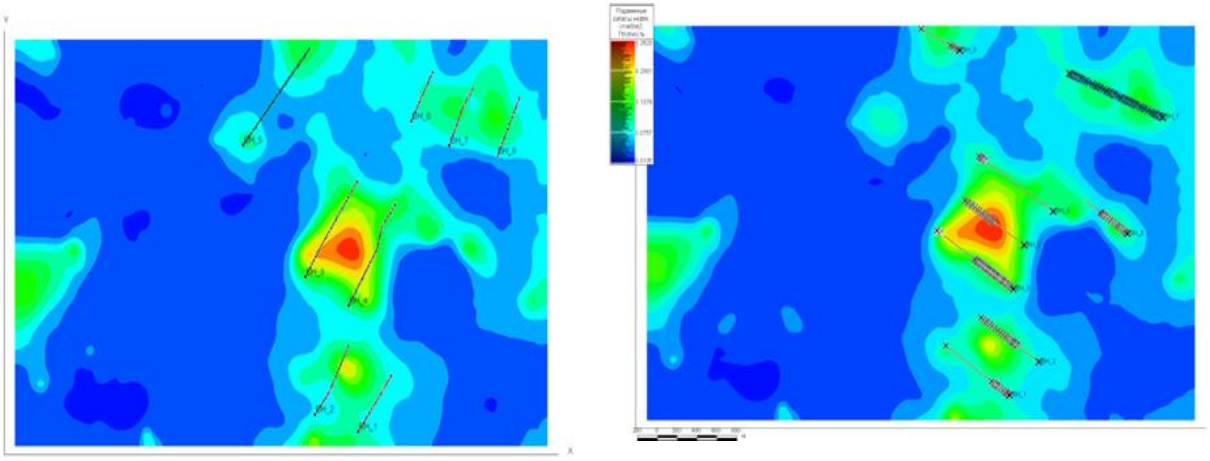
В основе прогноза гидродинамической модели лежит изучение геологического строения с учетом новых представлений о петрофизической модели коллекторов пласта Д0, предполагающей возможное выделение коллектора с отсечкой по значению пористости ниже принятого. Обоснованием возможности выделения коллекторов с коэффициентом пористости $< 11\%$ является получение притоков нефти при проведении ГРП в зонах отсутствия традиционного коллектора [3].

В модели ГРП задавались стандартными опциями симулятора tNavigator. В рамках этих опций продуктивность трещин определяется на основе создания виртуальных перфораций, приток к которым рассчитывается исходя из площади и проницаемости вскрываемых трещиной ячеек.

На первом этапе решения задачи об оптимизации было рассмотрено множество различных вариантов расстановки скважин в пределах зон нефтенасыщенных толщин. При расчетах,

связанных с оптимизацией размещения скважин принимались базовые параметры ГРП (50 м – полудлина, 100 м – расстояние между портами).

Рассматривались 2 варианта ориентации горизонтальной части стволов горизонтальных скважин (ГС): вдоль (рис.1а) и поперек (рис.1б) направления регионального стресса, направление – ЮВ-СЗ.



а б

Рис. 1. Иллюстрация системы размещения ГС с МГРП: а – вдоль; б – поперек стресса

Как показывают расчеты, суммарная среднесуточная добыча в случае с размещением скважин вдоль стресса заметно ниже (в этом случае трещины распространяются вдоль ствола скважины).

Этот результат хорошо согласуется с опытом разработки и моделирования низкопроницаемых коллекторов системами ГС с МГРП. Для дальнейшей оптимизации принято направление ГС поперек стресса.

В ходе многовариантных расчетов, включавших в себя смещение траекторий, удлинение и ограничение длины ствола на основе базового варианта ГРП (50 м – полудлина, 100 м – расстояние между портами) (рис. 2) выявлено, что на режиме истощения накопленная добыча нефти существенно ниже, чем в любых вариантах с ППД.

На основе рассчитанных вариантов выбран вариант оптимального размещения скважин, охватывающий все участки увеличенных эффективных толщин. В результате получилось 7 ГС с МГРП, из которых 2 скважины с длиной около 1000 м, и 5 с длиной около 500 м. В соответствии с принятыми оптимальными параметрами для разных вариантов дизайна выполнены расчеты прогноза, в табл. 1 показаны результаты расчета для трех скважин с наилучшими показателями.

Таблица 1. **Характеристики параметров скважин по рассчитанным вариантам**

Параметр	Скважина ВН-1	Скважина ВН-3	Скважина ВН-4
Длина ГС	1000	1000	500
Расстояние между портами	100	100	100
Количество трещин ГРП	10	10	5
Накопленная добыча нефти, т	33883,2	51012,5	9516

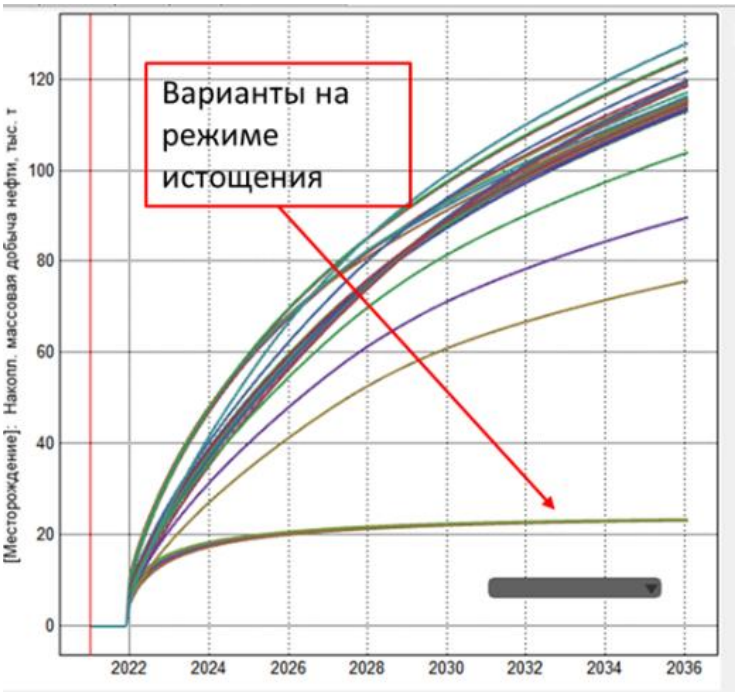


Рис. 2. Иллюстрация набора многовариантных расчетов с вариацией траекторий

В результате работы выполнен расчет на ГДМ с целью локализации зон низкопроницаемых коллекторов с невыработанными запасами, построены карты плотности подвижных запасов. Учет вариативности геомеханических свойств поперек ствола скважин благоприятно сказывается на показателях добычи. В соответствии с результатами оптимизационных расчетов выбраны базовые параметры для размещения и ориентации ГС, ввода скважин и расстояния между трещинами ГРП.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Трудноизвлекаемые и остаточные нефти эксплуатируемых крупных месторождений – мощный резерв развития ТЭР в 21 столетии (на примере супергигантского Ромашкинского месторождения) // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2015. С. 216–221.

2. *Мельников М.Н.* Расчет и обоснование технологически и экономически эффективных вариантов ввода в активную разработку низкопроницаемых глинистых коллекторов кыновского горизонта Ромашкинского месторождения: Отчет по договору №0009/2021/1917 от 12.05.2021.

3. Дополнение к проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. Кн. 1. Бугульма: ТатНИПИнефть, 2012. 494 с.

Оценка эффективности применения жидкостей глушения на водной основе при ремонте нефтяных скважин

Илюшин П.Ю.[1], Вяткин К.А.[1], Худяков Е.А.[1]*, Пунькаев В.В.[2]
1 – НОЦ ГиРНГМ ГНФ ПНИПУ, г. Пермь, Россия
2 – АНО «Пермский НОЦ «Рациональное недропользование», г. Пермь, Россия
*Khudyakov.EA@yandex.ru

Ключевые слова: жидкости глушения, гидрофобизатор, текущий ремонт скважин, проницаемость

Ремонтные работы на нефтяных скважинах являются неотъемлемой частью процесса добычи углеводородов и позволяют продлить срок службы действующих скважин. От их качества зависит не только эффективность дальнейшей эксплуатации скважины, но и безопасность всего производственного процесса [1, 2]. Одним из ключевых аспектов успешного проведения ремонта является правильный выбор жидкости глушения. Жидкость глушения играет важную роль в обеспечении безопасности и минимизации рисков во время ремонтных работ. Процесс глушения скважины связан с взаимодействием жидкости глушения с пластовыми флюидами, а также породой нефтегазоносного коллектора. Скважинно-операции, направленные на пласт, нередко ухудшают фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта. Причиной этому является проникновение фильтрата в пласт и дальнейшие реакции с породообразующими минералами. Следовательно, необходим обоснованный подход к выбору жидкости глушения и правильное использование технологии проведения глушения скважины [3, 4]. Целью работы является анализ применения модифицированных жидкостей глушения (МЖГ) – жидкости на водной основе, содержащие добавки ПАВ, которые способствуют более полному сохранению коллекторских свойств пласта за счет снижения капиллярного давления и препятствия образованию водяных блоков.

С целью выбора объекта исследований проведен анализ базы данных по проведению текущего ремонта скважин (ТРС), по результатам которого выявлено, что наиболее часто при глушении скважин используется МЖГ с добавлением гидрофобизатора. Для проведения лабораторных исследований выбран объект, где зафиксировано наибольшее количество снижений дебита нефти и жидкости после проведения ТРС – тульско-бобриковский объект месторождения Х. Плотность жидкости глушения также определялась на основе базы данных ремонтов скважин как среднее значение, используемое на выбранном целевом объекте, и составляет 1,003 г/см^3. Для дальнейших исследований определены концентрации гидрофобизатора в концентрации 1 л на 1 м^3 жидкости глушения и 5 л на 1 м^3, а также отобраны в свободном объеме устьевые пробы скважинной продукции и пробы гидрофобизатора. Коллекция образцов керна для фильтрационных исследований представлена тульско-бобриковским объектом целевого месторождения.

Фильтрационные исследования проводились на 2 составных моделях пласта (СМП), каждая из которых составлялась из 3 стандартных образцов керна размерностью 30 × 30 мм. Коэффициент проницаемости исследуемых образцов находится в диапазоне 0,04–0,2 мкм^2. Исследования

Исследования проводились в термобарических условиях объектов разработки для исследования керна УИК-5ВГ. Характеристики СПМ, подготовленных к фильтрационным испытаниям, приведены в табл. 1. Концентрации гидрофобизатора составили 1 л на 1 м^3 жидкости глушения (СМП № 1) и 5 л на 1 м^3 жидкости глушения (СМП №2).

Таблица 1. **Характеристики СМП**

Номер СМП	Длина, см	Диаметр, см	Пористость, %	Газопроницаемость, 10^{-3} мкм^2	Объем пор по воде, см^3	Остаточная водонасыщенность, %
1	8,97	2,99	17,63	135,34	10,48	17,87
2	9,00	3,00	17,73	124,53	10,64	18,64

Основной рассчитываемой характеристикой является коэффициент восстановления проницаемости, который определяется как отношение проницаемости после фильтрации жидкости глушения к первоначальной проницаемости СМП.

$$K_{восст} = \frac{Knp_2}{Knp_1} * 100\%, \quad (1)$$

где Knp_1 – проницаемость до воздействия жидкости глушения; Knp_2 – проницаемость после воздействия жидкости глушения при объемных расходах нефти, что и при определении Knp_1.

Закачка тестируемой жидкости глушения производилась в направлении «скважина-пласт» при скорости 5 м/сут. Перепад давления в начале закачки незначительно возрастал, достигнув максимального значения 2,95 атм, затем снижался до значения 1,55 атм и вновь возрастал до значения в конце закачки 2,14 атм. Процесс продолжался до прокачки 3×Vпор ЖГ, далее СМП выдерживалась в статике до истечения 8 ч с начала закачки. Возобновлялась фильтрация нефти в направлении «пласт-скважина», при скорости фильтрации 5 м/сут. определялся перепад давления при «освоении» ΔРосв, который составил 14,61 атм. Далее создавался перепад, равный расчетной депрессии 23,7 атм, фиксировалась очистка порового пространства по увеличению проницаемости. Проницаемость СМП после воздействия ЖГ Кпр2 определялась при перепаде 23,7 атм, 10 атм и скорости фильтрации 5 м/сут. и составила в среднем 25,42×10^{-3} мкм^2. В результате коэффициент восстановления проницаемости стал равен 51%. Динамика основных показателей в опыте с СМП № 1 представлена на рис. 1.

Перепад давления в начале закачки незначительно возрастал, достигнув максимального значения 2,62 атм, затем снижался до значения 1,28 атм и вновь возрастал до значения в конце закачки 1,53 атм. Процесс продолжался до прокачки 3×Vпор ЖГ, далее СМП выдерживалась в статике до истечения 8 ч с начала закачки. Возобновлялась фильтрация нефти в направлении «пласт-скважина», при скорости фильтрации 5 м/сут. определялся перепад давления при «освоении» ΔРосв, который составил 13,88 атм. Далее создавался перепад, равный расчетной депрессии 23,7 атм, фиксировалась очистка порового пространства по увеличению проницаемости. Проницаемость СМП после воздействия ЖГ Кпр2 определялась при перепаде 23,7 атм, 10 атм и скорости фильтрации 5 м/сут и составила в среднем 37,99*10^{-3} мкм^2. Коэффициент восстановления проницаемости равен 71%. Динамика основных показателей в опыте с СМП №2 представлена на рис. 2.

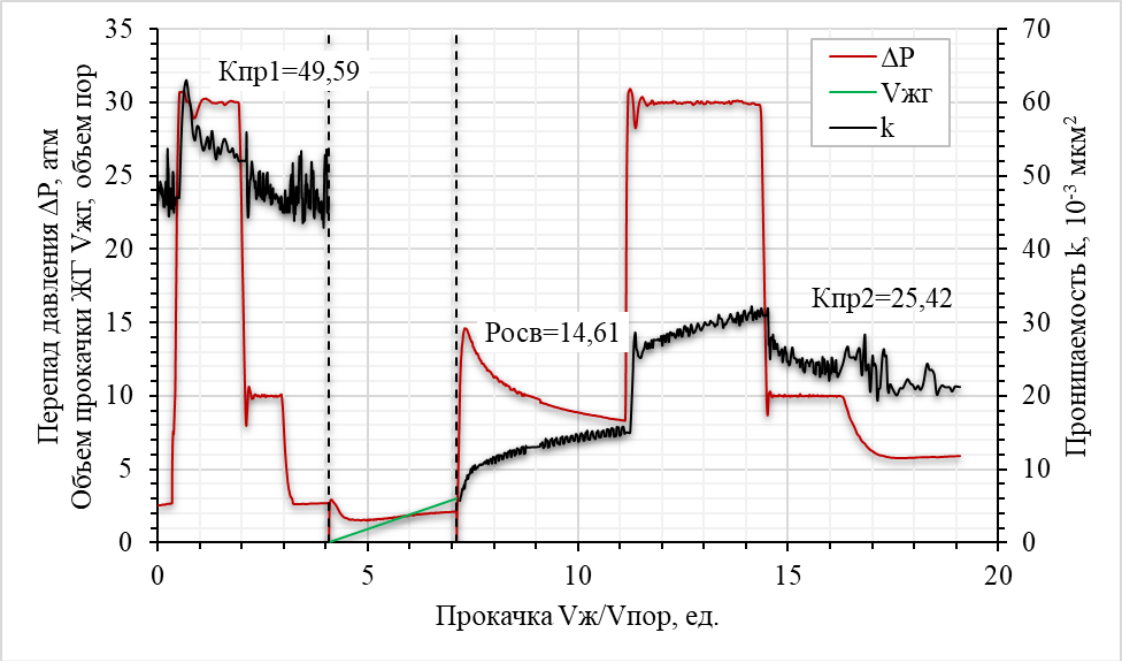


Рис. 1. Динамика основных показателей в опыте с СМП № 1

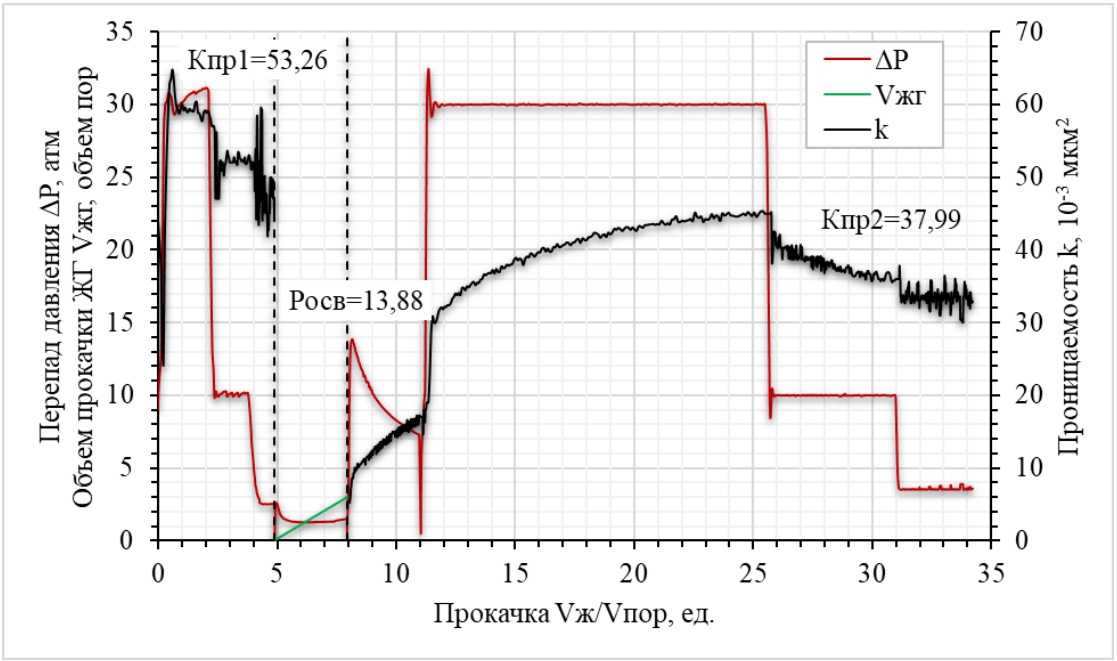


Рис.2. Динамика основных показателей в опыте с СМП № 2

Жидкость глушения демонстрирует высокую склонность к неустойчивой фильтрации и глубокому проникновению в пласт даже при незначительных перепадах давления, что усугубляет риск негативного воздействия. Увеличение концентрации гидрофобизатора в жидкости глушения (до оптимума в 5 л/м³) является эффективным методом повышения коэффициента восстановления проницаемости пласта, что доказано его ростом с 51% до 71%. Это связано со снижением сцепления между поверхностями породы и жидкости. Основным риском при глушении скважин

является кольматация призабойной зоны пласта, которая напрямую ведет к снижению продуктивности скважин после проведения работ.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/435.1.

Литература

1. *Рогов Е.А.* Исследование проницаемости прискважинной зоны пласта при обработке технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 169–173. https://doi.org/10.31897/PMI.2020.2.169

2. *Zhang Z., Sun B., Wang Z.* et al. Intelligent well killing control method driven by coupling multiphase flow simulation and real-time data // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 213. P. 110337. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110337

3. *Пономарева И.Н.*, *Илюшин П.Ю.*, *Мартюшев Д.А.*, *Рахимзянов Р.М.* Результаты исследований по совершенствованию технологии глушения скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 1. С. 62–65. EDN: YGGMKV

4. *Сентемов А.А.*, *Дорфман М.Б.* Определение влияния жидкости глушения на снижение фильтрационных характеристик карбонатных горных пород при освоении скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 6. С. 35–46. https://doi.org/10.18799/24131830/2023/6/4067

Анализ результативности нестационарной термометрии при контроле выработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП

Исмаилов М.Ш.[1]*, **Никонорова А.Н.**[2]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
2 – Группа компаний «Газпромнефть», г. Санкт-Петербург, Россия
* mrashadik@gmail.com

Ключевые слова: горизонтальные скважины, многостадийный гидравлический разрыв пласта, гидродинамические исследования скважин, промыслово-геофизические исследования скважин, термометрия скважин, нестационарное тепловое поле, гидродинамическое моделирование, термическая модель

Актуальность работы связана со вступлением существенной части месторождений углеводородов в позднюю стадию разработки. Новые, вводимые в эксплуатацию промысловые объекты, как правило, имеют сложное геологическое строение. Для их рациональной эксплуатации необходимо существенно повысить эффективность контроля разработки, в первую очередь при мониторинге динамики выработки коллектора и обосновании более полного нефтеизвлечения.

Основой современного контроля разработки являются промыслово-геофизические исследования (ПГИ) – основной поставщик информации о динамике работы скважины и пласта [1–3]. Основная проблема их практического использования связана с небольшим и нестабильным притоком вследствие низкой проницаемости и неоднородности коллекторов. В этих условиях резко падает результативность классических методов ПГИ (прежде всего расходометрии), и ведущая роль при количественной оценке профилей притока и приемистости переходит к термическим исследованиям.

Возможности современной термометрии очень высоки, что не в последнюю очередь связано с нарастающей с каждым годом разрешающей способностью скважинных термометров. Существенным препятствием успешного применения термометрии является неоднозначность интерпретации термограмм, связанная со сложностью протекающих в скважине и пласте термобарических процессов.

Для того чтобы повысить успешность применения термометрии, нужно понять, какие факторы определяют изменение температуры в конкретных условиях исследуемой скважины, выявить процессы, изучение которых может дать нужную информацию о скважине и пласте, обосновать возможность диагностики этих процессов по результатам термометрии и понять, как правильно проводить исследования и интерпретировать полученные результаты.

Решение перечисленных задач наиболее актуально для горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП), поскольку такие скважины наиболее эффективны при разработке коллекторов со сверхнизкой проницаемостью. Теоретические основы

термобарических процессов, а также гидродинамические особенности течения флюида в скважинах с МГРП представлены в работах [2, 3].

Для решения перечисленных вопросов необходимо досконально изучить особенности протекания термобарических процессов в исследуемом пласте с учетом наиболее значимых, определяющих интенсивность этих процессов факторов: геологических особенностей пласта, физических свойств пластовых флюидов, особенностей вскрытия пласта (конструкция скважины, способ ее заканчивания), режима работы скважины и прочее.

Наиболее эффективным способом решения данных задач, по мнению авторов, является термическое моделирование.

В качестве инструмента моделирования авторами выбран широко известный комплекс ТНавигатор (разработка российской компании Интегрированные разработки для моделирования) [4–6], термическая опция которого и сопутствующий графический интерфейс, по их мнению, наиболее полно отвечают требованиям пользователей для решения задач подобного класса.

В качестве объекта моделирования выступает вскрытый горизонтальной скважиной с МГРП пласт аномально низкой проницаемости с легкой нефтью на одном из месторождений Российской Федерации, эксплуатируемом компанией «Газпром нефть».

Необходимые для решения задачи численные эксперименты на модели выполняются на неравномерной трехмерной сетке, имеющей сгущения в зонах, где ожидается максимальная интенсивность протекающих в скважине и пласте термобарических процессов и наиболее высокие градиенты и темпы изменения во времени температуры и давления. Корректность результатов моделирования подтверждена сопоставлением результатов численных и аналитических расчетов, а также сопоставлением результатов вычислений на сетке с различным шагом по пространственным координатам и времени.

Для корректности расчетов по моделированию пласта воспроизведена его реальная PVT модель, учитывающая состав газа и физико-химические характеристики его компонент, в том числе отвечающие за характер и интенсивность протекания дроссельного и адиабатического процессов.

В настоящее время авторами получены первые численные результаты, отражающие наиболее общие закономерности поведения температуры в скважине и пласте и подтверждающие корректность проводимых расчетов. В частности, на рис. 1 представлена кривая изменения температуры во времени в период освоения скважины после гидравлического разрыва пласта. При гидроразрыве пласт ожидаемо охлажден и в последующем, в процессе выноса рабочей жидкости, температура закономерно приближается к первоначальной. На рис. 2 представлен типичный профиль изменения температуры по длине горизонтального ствола через 10 дней после освоения скважины.

Полученные результаты являются предварительными. Но уже на их основе возможны практические выводы о результативности нестационарной термометрии при диагностике местоположения трещин ГРП в период непосредственно после его проведения. Протяженность периода, когда термометрия будет информативной при решении этой задачи, вряд ли превысит первые месяцы после начала работы скважины. Далее при оценке профиля притока, видимо, придется ориентироваться на более сложные эффекты, связанные с работой пласта с многофазной продукцией.

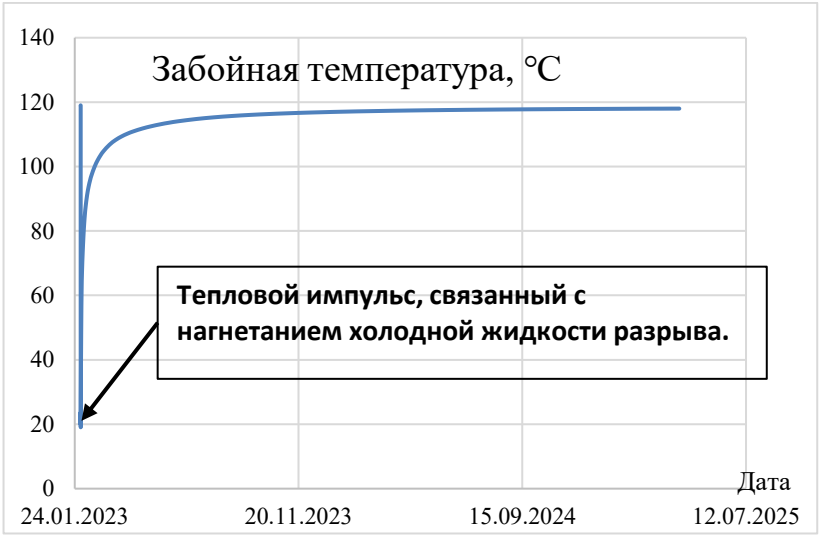


Рис. 1. Типичная кривая динамики забойной температуры в процессе релаксации при постоянном отборе

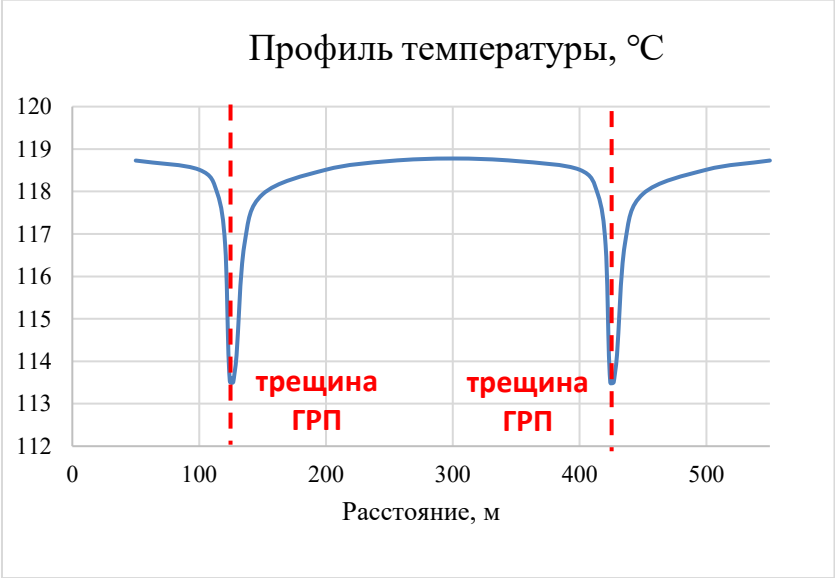


Рис. 2. Профиль температуры вдоль ствола скважины через 10 дней после освоения

Далее предполагается выполнить многовариантные расчеты с воспроизведением длительного периода термической истории скважины, включая тепловое воздействие на пласт в процессе ГРП, вынос рабочей жидкости ГРП при освоении скважины и ее выход на стабильный режим отбора, изменение насыщенности коллектора во времени, связанное с отбором, появление в порах коллектора газа при снижении давления ниже давления насыщения.

При расчетах планируется проверка чувствительности изучаемых параметров теплового поля к начальным условиям и технологическим факторам, таким как тип коллектора, его фильтрационно-емкостные и тепловые свойства, размеры трещин ГРП, их расположение по длине ствола. Предстоит также понять результативность термометрии при формировании так называемых «сложных трещин» (кластерное вскрытие, трещины переменного направления с загрязненной полостью и поверхностью, системы SRV).

Литература

1. *Овчинников В.П., Шамсутдинов Н.М., Леонтьев Д.С.* и др. Системы заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта для низкопроницаемых слабодренируемых неоднородных и расчлененных коллекторов // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 138–154. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-138-154

2. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 1432 с.

3. *Никонорова А.Н.*, *Ворон К.А.*, *Борисов В.В.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

4. *Эйдинов Д.А.* tNavigator – гидродинамический симулятор нового поколения // Недропользование XXI век. 2015. № 4(54). С. 62–69. EDN: UMSNAB

5. Разработка нефтяных и газовых месторождений Программа tNavigator: Методические указания к практическим занятиям / Сост. С.В. Мигунова, И. Горянц, Ф. Дирани. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. 25 с

6. тНавигатор – полное решение для инженера-разработчика: Обзор модулей. М.: Рок Флоу Динамикс, 2023. 22 с.

Исследование влияния нелинейности потока в трещине на показатель продуктивности

Крылова А.Г.[1,2]*, **Ибрагимов А.И.**[3]
1 – Хьюстонский университет, г. Хьюстон, США
2 – Microseismic Inc., г. Хьюстон, США
3 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*ankry@microsesmic.com

Ключевые слова: нелинейное течение, трещины, индекс продуктивности

Математическое моделирование и анализ сильно сопряженных нелинейных задач в трещиновато-пористых средах представляют собой очень ценные инструменты для улучшения современных методологий добычи нефти и газа. Соответствующие технологии позволяют создавать многочисленные искусственные трещины, чтобы увеличить продуктивность коллектора. Современные программы-симуляторы, применяемые в нефтегазовом моделировании, недостаточно полно учитывают многомасштабную природу течения в системе «коллектор–трещина», подверженной изменению из-за взаимодействия жидкости и пористой среды. Для экологически безопасного и эффективного использования технологий гидроразрыва необходимы точные и надежные методы моделирования. В данной работе исследуется влияние нелинейных течений в трещинах на продуктивность системы. Особое внимание уделяется гидродинамическим свойствам потока в трещинах, основанного на представлении трещины как части границы области течения и учитывающего многоразмерность компонентов системы.

Фильтрация жидкости в трещине и в пористой среде имеют различные гидродинамические характеристики и проявляют различные особенности. В трещине течение быстрое, и инерционные компоненты уравнения доминируют, тогда как в пористой среде течение медленное, и обычно скорость на поровом масштабе интерпретируется как макроскопическое усреднение векторного поля скорости. Эти два гидродинамических процесса связаны через границу трещины. Более того, характерная длина коллектора выражается десятками, или даже сотнями метров во всех направлениях, тогда как характерная размерность толщины трещины имеет порядок миллиметров. В идеальной модели трещину можно рассматривать как границу области коллектора, где должны выполняться определенные уравнения в частных производных. Моделирование течения в трещине включает две вязкости: одна – это динамическая вязкость жидкости, связанная со стандартными диффузионными явлениями, а другая – физический параметр, связанный с силой сопротивления, оказываемой движущейся жидкостью на твердую пористую стенку. Кроме того, природные углеводородные жидкости являются сжимаемыми, а пористая среда подвержена процессу затвердевания. В последующих исследованиях нами будет моделироваться этот сложный мультифизический процесс, используя обобщенное уравнение Дарси (g-Darcy) (1) в пористой среде и связывая его с уравнением Бринкмана–Форхгеймера (BF) (2) внутри тонкой трещины через соответствующие законы сохранения на границе между двумя областями, где проницаемость определяется формулой Пуазейля [1].

$$\vec{u} = -K(|\nabla p|)\nabla p\,. \qquad (1)$$

$$K = \begin{cases} K_m & \text{в} \quad \Omega_m \\ K_w & \text{в} \quad \Omega_w \\ K_f & \text{в} \quad \Omega_f \end{cases}.$$

$$K_{i,forch} = \frac{2}{\alpha_i + \sqrt{\alpha_i^2 + 4\beta_i|\nabla p|}}\,, \qquad \alpha_i = \frac{\mu}{k_i} \quad \text{для} \quad i = \{m, w, f\}\,. \qquad (2)$$

$$K_m \ll K_f \ll K_w\,,$$

где $\vec{u}$ ($\vec{x}$) – скорость (скорость фильтрации), p ($\vec{x}$) – давление, μ – вязкость флюида, k – проницаемость среды, β – коэффициент Форхгеймера (коэффициент макрошероховатости), Ω – область течения, индексы m, w, f соответствуют пористой среде (матрице), стволу скважины и трещине.

Получены экспоненциальные оценки затухания для индекса продуктивности во времени, и в частности, их экспоненциальная сходимость при стремлении времени к бесконечности. Наш анализ частично использует преобразования типа Бернштейна–Коула–Хопфа [2], специально сформулированные для совместимости с очень обобщенными уравнениями состояния как в коллекторе, так и в трещине, как единой области. Более того, доказана и использована Лемма Роста во времени, чтобы достичь вышеупомянутых оценок затухания.

Поток в трещине моделируется как уменьшенное низкоразмерное пограничное значение, сопряженное с уравнением для потока в коллекторе. Нами доказывается, что решение упрощенной модели может служить достаточно точным решением для аппроксимации фактического высокоразмерного потока в системе «коллектор–трещина», поскольку толщина трещины мала. Используя приведенный метод, сформулированы условия для оптимального проектирования трещины, которые максимизируют проводимость трещины в резервуаре при фиксированной геометрии. Метод позволяет учитывать взаимное влияние формы трещины и значения коэффициента Форхгеймера β при оценке производительности системы. Основные инженерные результаты получены в магистерской диссертации, а многие математические особенности и теоремы опубликованы в [3].

Для анализа индекса продуктивности скважины (PI) – понятия, используемого в области разработки месторождений для измерения производительности скважины и доступных запасов, – введен интегральный функционал, называемый диффузионной проводимостью [4], определяемой как общий поток на поверхности скважины, деленный на депрессию давления (разность между средним давлением области коллектора и границей скважины). Диффузионная проводимость математически равна PI.

Диффузионная проводимость в целом, не зависит от времени. Однако независимо от начальных условий диффузионная проводимость в долгосрочной динамике, стабилизируется и стремится к константе. Рассматривается режим с непрерывной добычей из скважины, который в общем случае дает переходную диффузионную проводимость. И хотя диффузионная

проводимость зависит от начальных данных, наблюдения в области разработки месторождений показывают, что эта зависящая от времени характеристика стабилизируется к диффузионной проводимости режима псевдостационарного состояния (PSS), который в некотором смысле служит аттрактором для переходного режима. В случае режима PSS, диффузионная проводимость может быть вычислена на основе функционала, зависящего от решения определенной стационарной краевой задачи.

Данный метод был применен для исследования задачи оптимизации, которая имеет важное значение в технологии гидроразрыва. Используя разработанную модель, нами исследуется задача оптимизации проводимости трещины в зависимости от ее длины, толщины и коэффициента Форхгеймера β. В качестве фактора оптимизации используется диффузионная проводимость. Цель состоит в том, чтобы исследовать оптимальную длину трещины, которая максимизирует диффузионную проводимость.

Задача оптимизации решается как следующая обратная задача: «Для данной длины трещины, предписанной депрессии давления (PDD) в коллекторе и параметра Форхгеймера β в трещине найти значение суммарного дебита, такое, что решение задачи псевдостационарного состояния имеет предписанное значение PDD».

Очевидно, что для линейного потока Дарси PDD линейно зависит от дебита (Q), и, следовательно, задача намного проще (рис. 1). Чтобы решить этот вопрос для нелинейных течений, была разработана специфическая математическая задача и реализованы соответствующие численные схемы. Для фиксированной депрессии давления находилась диффузионная проводимость для различных длин трещины и различных нелинейных течений (рис. 2). Выполнены численные симуляции для вычисления диффузионной проводимости коллектора с горизонтальной трещиной для различных геометрий коллектора. Также был произведен анализ изменения диффузионной проводимости в зависимости от длины трещины и нелинейного члена потока.

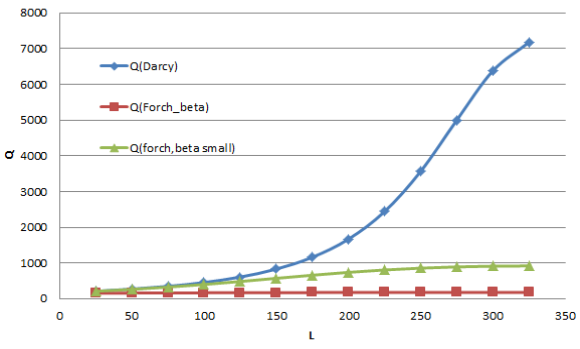


Рис. 1. Графики зависимости дебита (Q) от полудлины трещины (L) при разных типах течений

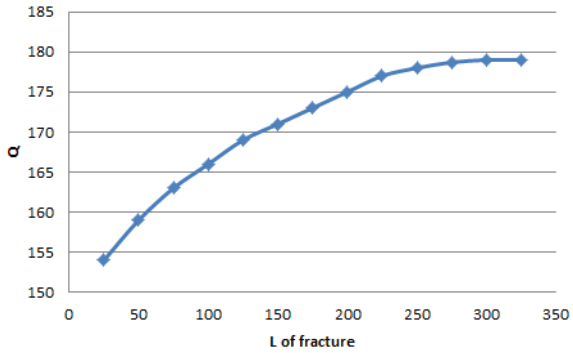


Рис. 2. График характерной зависимости дебита (Q) от полудлины трещины (L) при нелинейных течениях

В завершение, было доказано следующее инженерное утверждение: «Так как толщина трещины на несколько порядков меньше размера коллектора, упрощенная

одномерная модель трещины дает точное значение проводимости фактической двухмерной трещины и может учитывать коэффициент Форхгеймера β, толщину и длину трещины».

Таким образом, были исследованы течения Форхгеймера в ограниченных областях коллекторов с трещинами. Обобщая нашу предыдущую работу [5] и характеризуя ограничения на поток, сформулирована краевая задача (Boundary Value Problem – BVP), описывающая процесс фильтрации нефти в зоне коллектора с трещинами. Разработан математический подход для вычисления индекса продуктивности, который измеряет эффективность скважины. Введено понятие диффузионной проводимости как интегрального функционала от решения BVP. Была сформулирована стационарная вспомогательная задача, которая дает неизменное во времени решение для BVP и получена временно-независимая диффузионная проводимость.

Проведен анализ разницы между решением исходной задачи с двухмерным течением внутри трещины и одномерной моделью в подходящих нормах для двух типов течений: изотропного и анизотропного. Для изотропного течения в трещине разница между решениями двух задач может контролироваться граничными данными. Для анизотропного течения, где нелинейное уравнение Форхгеймера действует только вдоль трещины, в то время как поток остается линейным в направлении, перпендикулярном трещине, доказан более сильный результат. А именно, даже если отдельные решения неограниченны при стремлении толщины трещины к нулю, разница между решениями двух задач ограничена и не зависит от значения толщины трещины. Поэтому нами обосновано введение приведенной модели и сделано заключение, что эта одномерная модель трещины дает точное решение для аппроксимации фактического двухмерного течения и может использоваться в симуляторах всего коллектора.

Вычислительные результаты показывают, что инерционный член в уравнении Форхгеймера может существенно влиять на значение индекса продуктивности (PI). Игнорирование фактической нелинейности течения в трещине приводит к переоценке значения PI (до 10%) при реальных значениях параметров.

Литература

1. *Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М.* Теоретическая физика: Учебное пособие: В 10 т. Т. 6. Гидродинамика. 3-е изд., перераб. М.: Наука., 1986. 736 с.

2. *Hoang L., Ibragimov A.* A class of anisotropic diffusion-transport equations in non-divergence form // arXiv. 2025. https://doi.org/10.48550/arXiv.2503.03089

3. *Paranamana P., Aulisa E., Ibragimov A., Toda M.* Fracture model reduction and optimization for Forchheimer flows in reservoirs // Journal of Mathematical Physics. 2019. Vol. 60, No. 5. https://doi.org/10.1063/1.5039743

4. *Ibragimov A., Khalmanova D., Valko P.P., Walton J.R.* On a mathematical model of the productivity index of a well from reservoir engineering // SIAM Journal on Applied Mathematics. Vol. 65, No. 6. P. 1952–1980. https://doi.org/10.1137/040607654

5. *Aulisa E., Bloshanskaya L., Ibragimov A.* Well productivity index for compressible fluids and gases // Evolution Equations and Control Theory. 2016. Vol. 5, No. 1 P. 1–36. https://doi.org/10.3934/eect.2016.5.1

Многоцикловые гидродинамические исследования скважин как фактор уточнения геологического строения высокопроводящей карбонатной залежи

Никонорова А.Н.[1,2]*, Файзуллина М.Г.[1], Кременецкий М.И.[1,2], Наумов А.С.[2]
1 – Группа компаний «Газпромнефть», г. Санкт-Петербург, Россия
2 – РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*anastasia.nikonorova@list.ru

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, тройная среда, макротрещины, микротрещиноватость, карбонатный коллектор

Значительная часть углеводородных активов многих недропользователей локализована в карбонатных коллекторах. Главной особенностью данного типа коллектора является наличие в породе существенной трещиноватой составляющей. Это оказывает влияние как на формирование ловушек нефти и газа, так и на фильтрацию флюида при добыче.

Классической для карбонатного коллектора является модель двойной пористости, подразумевающая существование в породе двух гидродинамически связанных друг с другом систем пустот [1, 2]. Это матрица породы, в порах которых содержится основной объем запасов, и трещины, обеспечивающие фильтрацию в пласте, которые условно (применительно к гидродинамическим исследованиям скважин) относят к микротрещинам, малая протяженность которых позволяет диагностировать их влияние на фоне присутствия пор по аномально высокой проницаемости.

Более близкой к реальности является модель совместного влияния на фильтрацию сложной системы микро- и макротрещин, существенно отличающихся протяженностью и раскрытостью. В этом случае по результатам исследований в зависимости от взаиморасположения скважины и трещин диагностируется фильтрация с линейной симметрией, либо сменяющие друг друга во времени псевдорадиальные течения с определением эффективной проницаемости, зависящей от густоты трещин, разделенные характерными прогибами, связанными с взаимовлиянием матрицы и трещин [3, 4].

Зачастую возникают сложности в воссоздании геологического строения залежей: местоположение непроводящих разломов, локализация проводящих макротрещин, определение структуры породы и т. д.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) в условиях карбонатных коллекторов способны ответить на вопросы о структуре породы, а также уточнить, на каком расстоянии располагаются границы и фильтрующие макротрещины. Таким образом, ГДИС позволяют определить особенности строения коллектора, снижая неясности по геологии и помогая принять решение о проектировании разработки данного объекта.

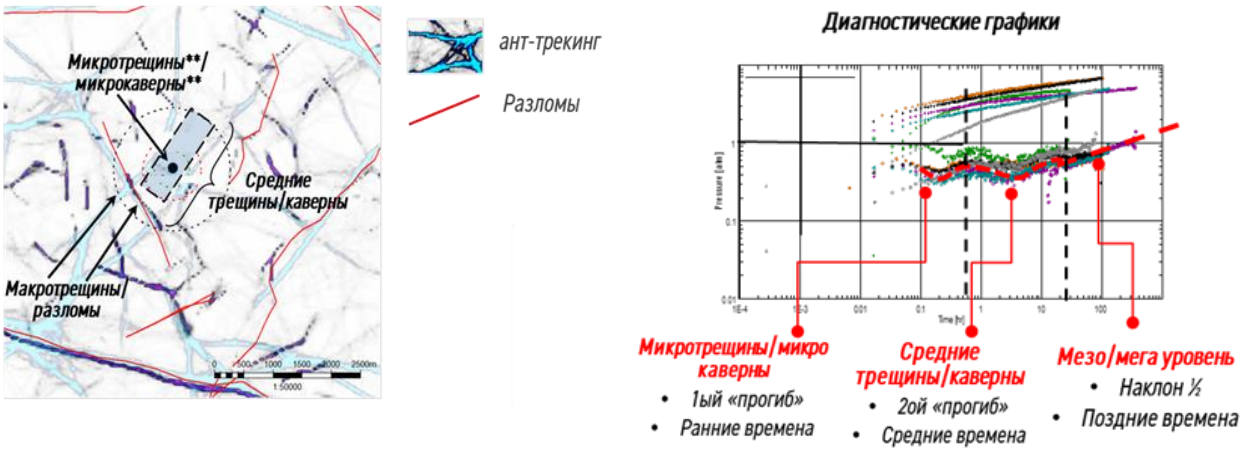
Представленный в работе карбонатный объект слабо изучен, имеется ряд неопределенностей, связанных с особенностями геологического строения залежи, что оказывает значительное влияние на дальнейшее планирование разработки.

Проведен анализ многоцикловых гидродинамических исследований скважин, сопоставление результатов ГДИС с картами ант-трекинга (атрибут сейсморазведки), результатов геомеханического моделирования, а также результатов керновых исследований.

На анализируемом месторождении проведен долговременный мониторинг забойного давления в единственной пробуренной разведочной скважине. Для анализа использовались циклы остановки скважины – кривые восстановления давления (КВД) как при ее испытании, так и в процессе долговременной отработки в течение 6 месяцев [5, 6].

На основе изучения месторождения геолого-промысловыми и геофизическими методами установлено наличие в коллекторе сложной системы трещин. Так, по результатам исследований керна установлено существование в нем микропор и микротрещин. На карте сейсмического атрибута «ант-трекинг» (рис. 1а) прослеживается наличие трещин (каверн) среднего размера и сеть макротрещин.

На рис. 1б приведены log–log диагностические графики циклов КВД. На всех циклах диагностируются два характерных прогиба, характерные для тройной среды, отражающие последовательное влияние на темп изменения давления трещин с монотонно возрастающими размерами. Первый прогиб характеризует процесс передачи флюида из микропор в микротрещины, второй – передачу флюида из каверн в средние трещины.



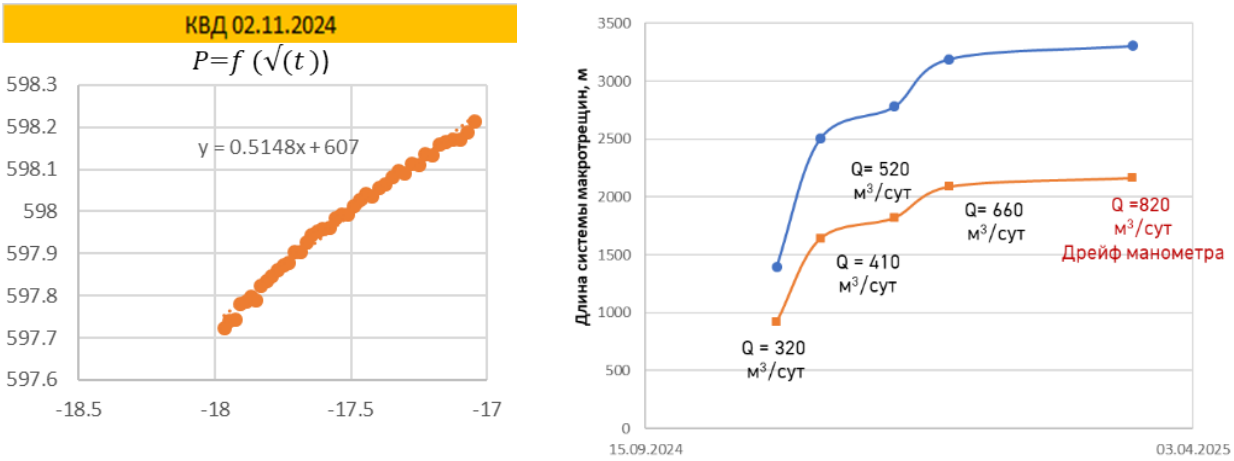
а б

Рис. 1. Диагностические графики ГДИС:
а – карта ант-трекинга с разломами и макротрещинами с указанием уровней фильтрации;
б – диагностические графики характерных прогибов тройной среды

Сеть макротрещин может приводить к появлению на диагностическом графике ГДИС граничных эффектов. Аналогичное поведение графика может быть связано с влиянием непроводящих разломов, вероятность присутствия которых на данном месторождении очень высока. Разделение этих факторов – одна из основных задач, на данный момент стоящих перед авторами.

Для горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта авторами ранее был обоснован подход по обработке результатов ГДИС при линейном течении для определения суммарной площади дренирования всех трещин [6]. Данный подход применим и в условиях

дренирования системы макротрещинами с некой модификацией, учитывающей количество и расположение трещин. Он заключается в оценке инварианты линейного режима течения, которая представлена площадью фильтрации (рис. 2а). При применении данного подхода в анализируемой скважине в динамике установлено, что система трещин разрастается во времени, что свидетельствует о распространении зоны дренирования по трещинам. В период запуска скважины в работе участвовало более 900 м макротрещин, к выходу скважины на полку по добыче в 660 т/сут. в пластовых условиях сеть макротрещин уже достигает порядка 2 200 м (рис. 2б).



а б

Рис. 2. Результаты обработки ГДИС в интервале линейного течения:
а – диагностический график линейного течения в координатах P = f($\sqrt{t}$);
б – суммарная длина системы макротрещин системы во времени

Фильтрация в трещиноватых карбонатных коллекторах оказывает специфическое влияние на результаты гидродинамических исследований скважин.

Системы трещин разного типа можно диагностировать по характерным прогибам на диагностическом log–log графике с последующей количественной оценкой параметров каждой из систем. Так, на анализируемом объекте были оценены коэффициенты относительной упругоемкости для каждой системы трещин. Установлено, что на микроуровне присутствуют две трещиноватые среды, связанные с особенностями формирования породы и процессом доломитизации.

Основная проблема при интерпретации результатов ГДИС заключается в неопределенности при диагностике граничных эффектов, поскольку появление линейного режима течения на завершающей стадии КВД может быть связано с влиянием как проводящих макротрещин, так и непроницаемых разломов. На данный момент ведутся работы по оценке информативности гидродинамических исследований для разделения и оценки влияния непроводящих разломов и проводящих трещин.

Как показала выполненная авторами интерпретация результатов циклических ГДИС, одним из признаков влияния динамичной проводящей макротрещинной системы может стать диагностика по нескольким разновременным КВД, линейного режима течения, параметры которого закономерно меняются от цикла к циклу, отражая динамику подключения к дренированию со временем новых толщин пласта.

Литература

1. *Афанаскин И.В., Родителев А.В., Вольпин С.Г., Колеватов А.А.* Модель двойной пористости для изучения разработки трещиновато-пористых коллекторов на базе концепции суперэлементов // Программные продукты и системы. 2019. Т. 32, № 3. С. 478–485. https://doi.org/10.15827/0236-235X.127.478-485

2. *Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Каешков И.С.* и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72. EDN: UKEMMB

3. *Морозовский Н.А., Кременецкий М.И., Сирота А.С.* и др. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 44–47. EDN: SKIXRD

4. *Warren J.E., Root P.J.* The behavior of naturally fractured reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. 1963. Vol. 3, No. 3. P. 245–255. https://doi.org/10.2118/426-PA

5. *Морозовский Н.А., Кокурина В.В., Кричевский В.М., Мельников С.И.* Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий // Инженерная практика. 2012. № 8. С. 6–12. EDN: ZAGUFQ

6. *Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И.* и др. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 50–56. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-50-56

Оценка потенциала роста КИН на скважинах с высокой обводненностью

Популова Т.П.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия
TP_Populova2@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: высокая обводненность, коэффициент извлечения нефти, зрелое месторождение, метод «Колба»

В условиях зрелой стадии разработки нефтяных месторождений, характеризующейся высоким уровнем обводненности (98% и выше), все больше скважин переходят в категорию нерентабельных по мере роста доли воды в продукции. В результате при отсутствии потенциальных геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности, скважину останавливают. При этом остаточные извлекаемые запасы не вырабатываются, а пробуренный фонд используется не эффективно.

Потенциал дополнительной добычи нефти по скважине в диапазоне обводненности 98%+ зависит от динамики обводненности. С целью подтверждения предположения равномерного роста обводненности в диапазоне 98%+ проведен промысловый эксперимент на 21 скважине с обводненностью свыше 98%. В рамках работ замер обводненности методом «Колба» [1] на скважинах проводился один-два раза в неделю. Длительность промыслового эксперимента составила более 4 месяцев.

По результатам эксперимента сделаны два основных вывода (рис. 1):

1. Наблюдается плавный тренд роста обводненности во всех рассматриваемых диапазонах, без прорывов воды;

2. По скважинам с обводненностью более 99% интенсивность роста обводнения ниже, чем по скважинам с обводненностью 98–99%.



Рис. 1. Результаты эксперимента по уточнению интенсивности роста обводненности методом «Колба»

Несмотря на высокую обводненность, продолжается стабильная выработка запасов. Ключевым вызовом для дальнейшей разработки является высокий уровень операционных затрат, существенную долю в которых (~50%) составляет налоговая нагрузка. В данных экономических условиях продолжение эксплуатации на поздней стадии и, что важнее, реализация дополнительных мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН) могут быть экономически нецелесообразными. В связи с этим, оптимизация налогового режима может рассматриваться как

инструмент повышения экономической эффективности проекта в целом, что, в свою очередь, создает стимул и финансовую возможность для применения технологий, позволяющих увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН). Целью данной работы является оценка потенциального прироста КИН и дополнительной добычи нефти, которые могут быть достигнуты на месторождении при создании благоприятных экономических условий для реализации потенциала доразработки.

В ходе работы рассмотрены существующие методы определения потенциального прироста КИН (табл. 1). Проведенный анализ применимости показал, что на текущий момент отсутствуют методы, которые позволят с высокой достоверностью определить прирост КИН в диапазоне обводненности 98%+. Поэтому в рамках данной задачи выполнена исследовательская работа по оценке диапазона приростов КИН на основе аналитических методов и гидродинамического моделирования (ГДМ).

Таблица 1. **Существующие методы по определению прироста КИН**

Метод	Применимость	Особенности
1. Аналитические методы 1.1. Кривые падения	Условно применимо	Требуется физическое обоснование прогноза при обводненности более 98%
1. Аналитические методы 1.2. Кривые обводнения		
3. ГДМ (численные)	Условно применимо	Требуется обоснование ОФП при обводненности более 98%
4. Керновые исследования	Не применимо	Погрешность порядка 2%
5. Геофизические исследования	Условно применимо	Требуется значительный охват исследованиями
6. Комбинированный	Условно применимо	Требуется обоснование ОФП при обводненности более 98%

Для анализа выбран участок на месторождении Западной Сибири. На ГДМ проведена оценка влияния формы кривой относительной фазовой проницаемости (ОФП) в диапазоне обводненности 95%–100% на КИН в зависимости от продолжительности работы прогноза. Выбраны следующие варианты ОФП: исходный, улучшенный и ухудшенный. Концевая точка осталась без изменения (рис. 2).

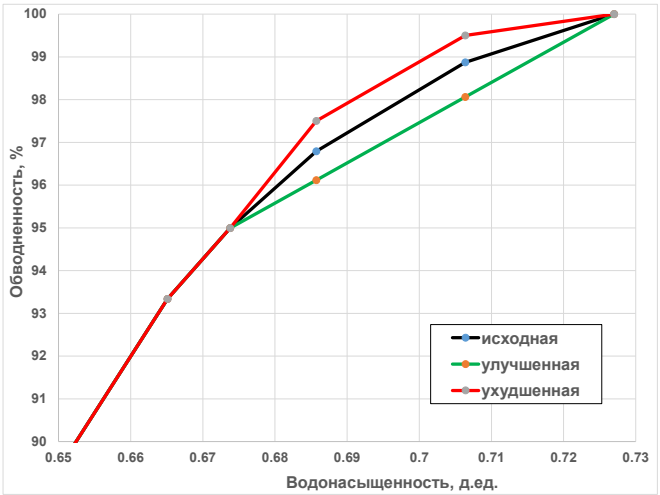


Рис. 2. Изменение формы ОФП в диапазоне обводненности 95%–100%

Анализ чувствительности показал, что выбор формы ОФП оказывает влияние на прогнозные показатели разработки. На практическом горизонте прогнозирования в 20 лет разброс прогнозных значений КИН между вариантами составил 2% (отн.), что относительно невелико в сравнении с общей неопределенностью модели. На более длительных горизонтах расхождения между вариантами нивелируются. Также было зафиксировано сопоставимое расхождение по величине накопленного ВНФ на конец периода прогноза. Полученные результаты свидетельствуют о том, что для задач оценки макроэкономической эффективности проекта (чувствительности к изменению фискальных условий) применяемая гидродинамическая модель обладает достаточной устойчивостью и применима для прогнозирования трендов извлечения нефти. Вопросы оптимизации эксплуатации отдельных скважин являются прерогативой геолого-технических мероприятий и реализуются в рамках утвержденной системы разработки.

Для исходной версии ОФП оценена зависимость граничной обводненности от прироста КИН (рис. 3).

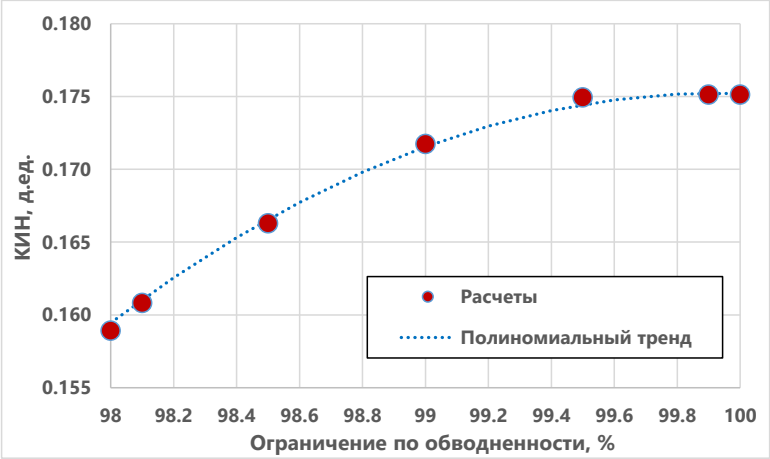


Рис. 3. Аппроксимация ограничения обводненности

Проведенный анализ продемонстрировал высокую чувствительность конечного КИН к данному параметру. Так, максимальный расчетный прирост КИН составил 0,016 (абс.) или 9,9% (отн.), что является весьма значительной величиной и указывает на существенный невыработанный потенциал объекта. Данный результат подтверждает принципиальную возможность значительного увеличения нефтеотдачи за счет продления эксплуатации скважин на режимах с высокой обводненностью. Также для анализа прироста КИН проведены расчеты по 4 аналитическим методам (VNF, VNF (реконструкция), APRS, поскважинно) (рис. 4) в интервале обводненности 98–100%. В выборке 76 скважин, нерентабельные и условно рентабельные в текущих макропараметрах.

VNF (реконструкция) – это метод обработки исходных данных для анализа ln ВНФ, основанный на перестраивании истории работы скважин на постоянный дебит жидкости на последнюю фактическую дату. Реконструированная добыча нефти определяется в обратном порядке. Реконструкция повторяется на каждый месяц до тех пор, пока не будет достигнута накопленная добыча нефти и жидкости [2].

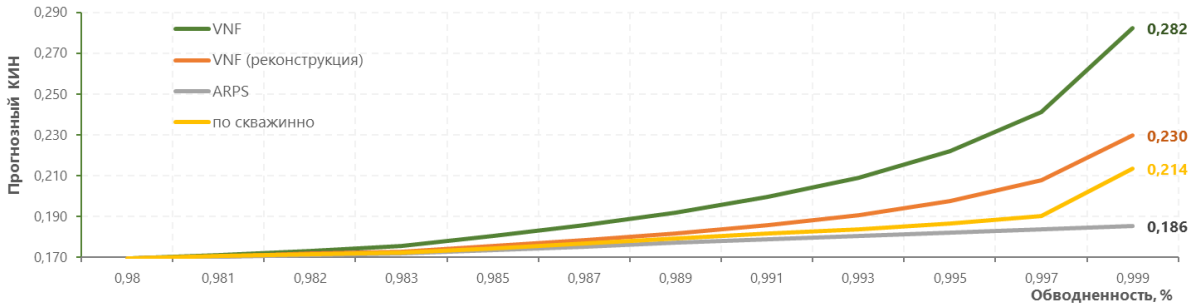


Рис. 4. Аналитическая оценка прироста КИН

Поскважинный метод основан на индивидуальном подборе для каждой скважины оптимального тренда, либо характеристик вытеснения для лучшей корреляции базового периода и прогноза.

Из рис. 4 видно, что оценка по методам VNF и поскважинного метода для скважин с обводненностью более 99,5% имеет излом прогнозной кривой КИН, не соответствующий физике процесса, завышая прогнозную добычу нефти, поэтому для оценки использовался метод APRS.

По результатам оценки прирост КИН при граничной обводненности 100% составил в абсолютном значении 0,016 или в относительной величине 9%.

Таким образом, подтвердив с помощью промыслового эксперимента плавный характер роста обводненности скважин в диапазоне 98%–100%, рассчитан потенциальный прирост КИН с учетом новых граничных условий по обводненности. Оценка прироста КИН с использованием ГДМ показала потенциал прироста на 9,9%. Применение аналитических методов позволило подтвердить данный результат.

Полученные результаты демонстрируют значительный технологический потенциал для увеличения КИН за счет применения адаптивной системы управления фондом скважин и продления их эксплуатации на высокообводненных режимах. Реализация данного потенциала требует создания специальных экономических условий, которые могут быть обеспечены, в том числе, за счет оптимизации налогового режима для зрелых месторождений.

Литература

1. *Гилаев Р.Г.*, *Дорофеев А.В.*, *Степанов А.В.* и др. Повышение точности измерения обводненности скважинной продукции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8(109). С. 158–161. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-158-161

2. *Юлмухаметов Д.Р.* Способ обработки исходных данных для анализа зависимости логарифма водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти при нестабильной работе фонда скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 44–47. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-44-47

Оценка геомеханической устойчивости разломов при закачке флюида на основе 4D геомеханического моделирования (на примере одного из шельфовых месторождений)

Равилов Н.Ш.*, Горносталев Д.И., Нижевич Д.А., Сыртланов В.Р.
ГК «ТОФС», г. Москва, Россия
*Nikolay.Ravilov@tofsgroup.ru

Ключевые слова: 4D геомеханическая модель, стабильность разломов, процесс поддержания пластового давления

Актуальность работы обусловлена тем, что на поздней стадии разработки нефтяных и газовых месторождений одной из ключевых задач является эффективное поддержание пластового давления (ППД) с целью предотвращения снижения дебитов, оседания кровли, деформации ствола скважин. Наиболее распространенным и технологически отработанным методом ППД является закачка флюида. На объектах с активной тектоникой присутствует развитая система разломов, которые играют роль как гидродинамических барьеров, так и потенциальных путей прорыва закачиваемого флюида. Создавая при этом потенциальные риски: 1) неравномерного вытеснения нефти; 2) преждевременного прорыва закачиваемого агента в добывающие скважины; 3) активизации разломов под действием изменяющихся напряжений; 4) возможного проявления микросейсмической активности или даже промышленных землетрясений.

Традиционные гидродинамические модели, не учитывающие геомеханические эффекты, зачастую не способны адекватно прогнозировать поведение разломов и деформации пород в процессе закачки. Здесь на помощь приходит 4D геомеханическое моделирование, позволяющее оценивать изменения эффективных напряжений вокруг разломов и прогнозировать риск их активации при изменении пластового давления. Благодаря четырехмерному моделированию можно оптимизировать схемы закачки с учетом геомеханической устойчивости и минимизировать риск техногенных воздействий на окружающий массив [1].

Таким образом, применение 4D геомеханического моделирования становится критически важным инструментом при управлении процессами ППД на месторождениях с разломами, обеспечивая не только повышение нефтеотдачи, но и безопасность и устойчивость эксплуатации в долгосрочной перспективе.

В работе представлена четырехмерная (4D) геомеханическая модель одного из шельфовых месторождений, разрабатываемого с применением системы ППД путем закачки флюида. Целью исследования являлась оценка устойчивости разломов и целостности глинистой покрышки в условиях длительного изменения напряженно-деформированного состояния в течение 10-летнего периода разработки. Расчет выполнен в упругопластической постановке с учетом эволюции пластового давления, обусловленного закачкой и добычей.

Устойчивость покрышки оценивалась по величине коэффициента запаса прочности, рассчитанного на основе критерия прочности Мора–Кулона. Анализ показал, что средний запас прочности глинистой покрышки составляет 50–150 бар. Этот диапазон соответствует минимально

допустимому значению давления, необходимого для превышения предела прочности. При этом в зонах, удаленных от нагнетательных скважин, наблюдается увеличение коэффициента запаса прочности, что свидетельствует о снижении риска вертикального прорыва флюида в данных участках вследствие гидроразрыва покрышки.

Основная работа заключалась в оценке реактивации разломов. Оценка реактивации разломов была выполнена с использованием критерия прочности Мора–Кулона, отражающего величину, характеризующую расстояние между действующим напряжением на плоскости разлома и предельным напряжением по данному критерию (рис. 1) [2, 3].

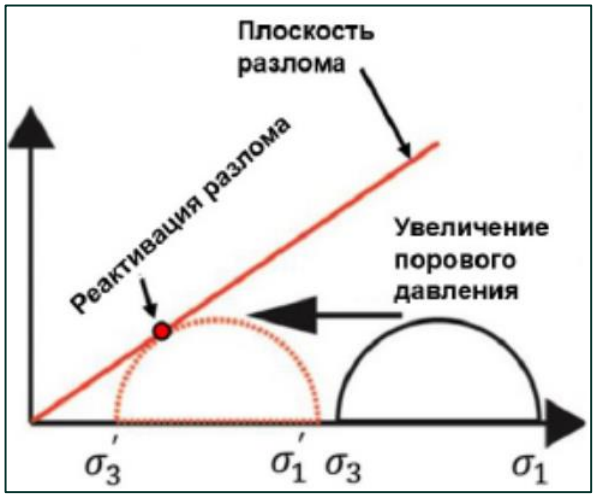


Рис. 1. Графическое представление влияния изменения эффективных напряжений на стабильность разлома

Результаты расчета представлены на рис. 2, из которого следует, что большинство разломов остается в устойчивом состоянии. Стоит отметить, что некоторые разломы еще до начала разработки отмечаются как реактивированные. В районе скважины Н-51 отмечается реактивация разлома со временем (от начала разработки и через 10 лет эксплуатации), что в свою очередь может привести к поглощению.

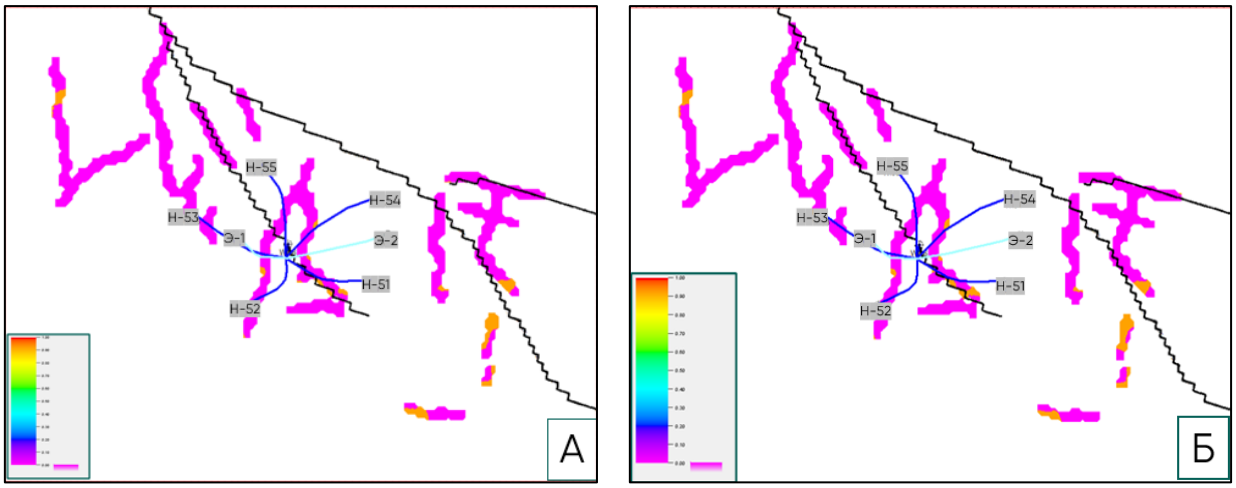


Рис. 2. Расчет реактивации разломов: а – начало разработки; б – через 10 лет эксплуатации

Полученные результаты подтверждают геомеханическую устойчивость разломной системы и покрышки при реализации текущего режима ППД, что позволяет рассматривать данную стратегию как безопасную с точки зрения рисков миграции флюидов и нарушения герметичности резервуара.

Выводы:

1. Средний уровень запаса прочности покрышки составляет 50–150 бар.

2. Оценка реактивации разломов показала:

– Большинство разломов остаются устойчивыми;

– Реактивация наблюдается локально, в первую очередь вблизи скважины Н-51;

– Некоторые разломы изначально близки к предельному состоянию, что требует учета при интерпретации геомеханического риска реактивации.

– Средний порог реактивации составляет 5–15 бар, что определяет допустимый диапазон давления закачки.

Литература

1. *Garagash I.A.*, *Dubovskaya A.V.*, *Bayuk I.O.* 3D geomechanical modeling of oil field on the basis of a model of the mechanical properties for the task of wells construction // SPE Russian Petroleum Technical Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176637-MS. https://doi.org/10.2118/176637-MS

2. *Зобак М.Д.* Геомеханика нефтяных залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 480 с.

3. *Mavko G. Mukerji T., Dvorkin J.* The Rock Physics Handbook. 2nd ed. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2009. 511 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753

Результативность комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований в условиях ярко выраженной слоистой неоднородности коллекторов

Рузанова А.А.[1]*, Воронин Д.А.[2], Никонорова А.Н.[1], Бахмутов А.В.[1], Кременецкий М.И.[2]
1 – Группа компаний «Газпромнефть», г. Санкт-Петербург, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*ruzanova.aa@tc19.pp.gazprom-neft.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, слоистые неоднородные коллекторы, гидроразрыв пласта, горизонтальные скважины с многостадийным ГРП, контроль разработки месторождений углеводородов, гидродинамические исследования скважин, промыслово-геофизические исследования, гидродинамическое моделирование

В настоящее время рост добычи углеводородов во многом обеспечивается введением в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Чаще всего они характеризуются выраженной неоднородностью как по толщине, так и по простиранию пласта. В представленной работе рассматриваются неоднородные коллекторы, для которых характерна контрастная горизонтальная слоистость.

Обширный производственный опыт эксплуатации подобных объектов свидетельствует о высоких рисках их неравномерной выработки, непроизводительной закачки и преждевременного обводнения скважин, связанных с преимущественной фильтрацией по пропласткам с аномально высокой проницаемостью [1]. Предупреждение данных рисков является одной из приоритетных задач контроля разработки. Ведущая роль при ее решении принадлежит промыслово-геофизическим (ПГИ) и гидродинамическим (ГДИС) исследованиям скважин [2–5].

Авторами работы выполнен подробный анализ информативности ПГИ и ГДИС для широкого спектра условий проведения исследований при вскрытии слоистого коллектора вертикальным, наклонно-направленным и горизонтальным стволом, в том числе при гидроразрыве пласта (ГРП, МГРП).

Многочисленные результаты исследований скважин свидетельствуют о различных процессах, происходящих при вскрытии неоднородного слоистого пласта. Эффективным инструментом изучения является анализ особенностей фильтрации в неоднородном слоистом коллекторе на гидродинамической модели.

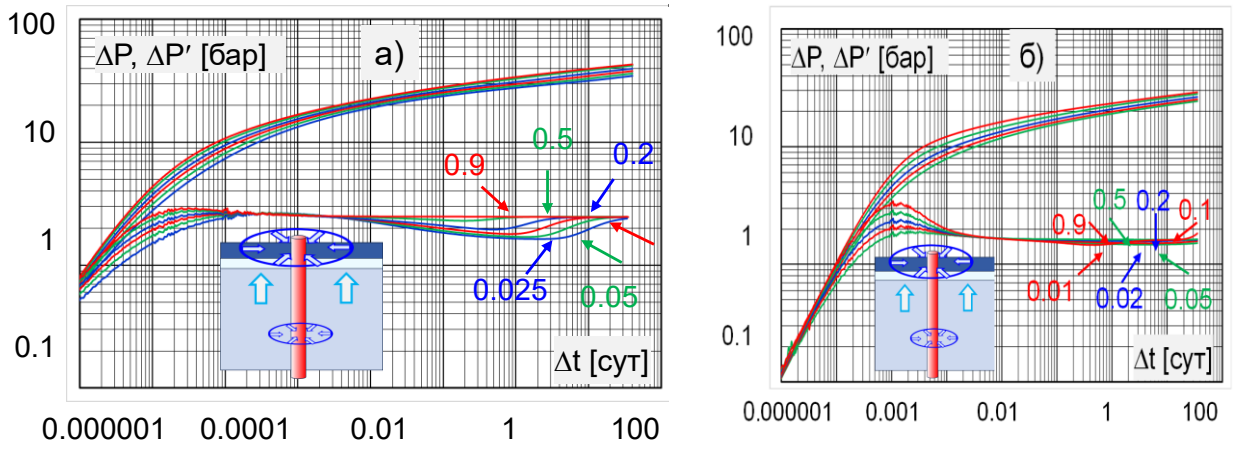
Для моделирования геофизических и гидродинамических исследований в слоистом коллекторе был выбран программный комплекс tNavigator (разработка компании Rock Flow Dynamics) [6], с помощью которого для перечисленных особенностей вскрытия скважины и пласта воспроизведено их поведение в процессе долговременной эксплуатации, включая периоды ее остановки и циклического изменения расхода. Особое внимание авторы уделили одному из наиболее практически значимых случаев, когда фильтрация в протяженном по высоте пласте низкой проницаемости осложнена присутствием пропластка или трещины с аномально высокими проводящими свойствами.

Для классических моделей ГДИС данный анализ был дополнен расчетами типовых диагностических log–log графиков для названных условий проведения исследований.

Результаты моделирования сопоставлены с результатами ПГИ и ГДИС реальных объектов, где проблема неоднородности эксплуатируемых пластов стоит в настоящее время наиболее остро.

В начале выполненного анализа было рассмотрено поведение типовых кривых ГДИС в неоднородном коллекторе, состоящих из нескольких отличающихся проницаемостью слоев с горизонтальными границами. Известно, что для таких коллекторов характерно формирование в пластах течения с радиальной и псевдорадиальной симметрией линий тока. При существенном влиянии вертикальной проницаемости оно описывается классической моделью двойной проницаемости [2, 4, 7].

При увеличении толщин совместно вскрытых слоев контраст локальных аномалий на логарифмической производной, связанных с взаимовлиянием слоев, закономерно снижается. Для реальных условий вскрытия уже при толщине пласта, превышающей первые десятки метров, классическая модель двойной проницаемости теряет актуальность и не воспроизводится, даже если вертикальная проницаемость неправдоподобно высока (рис. 1).



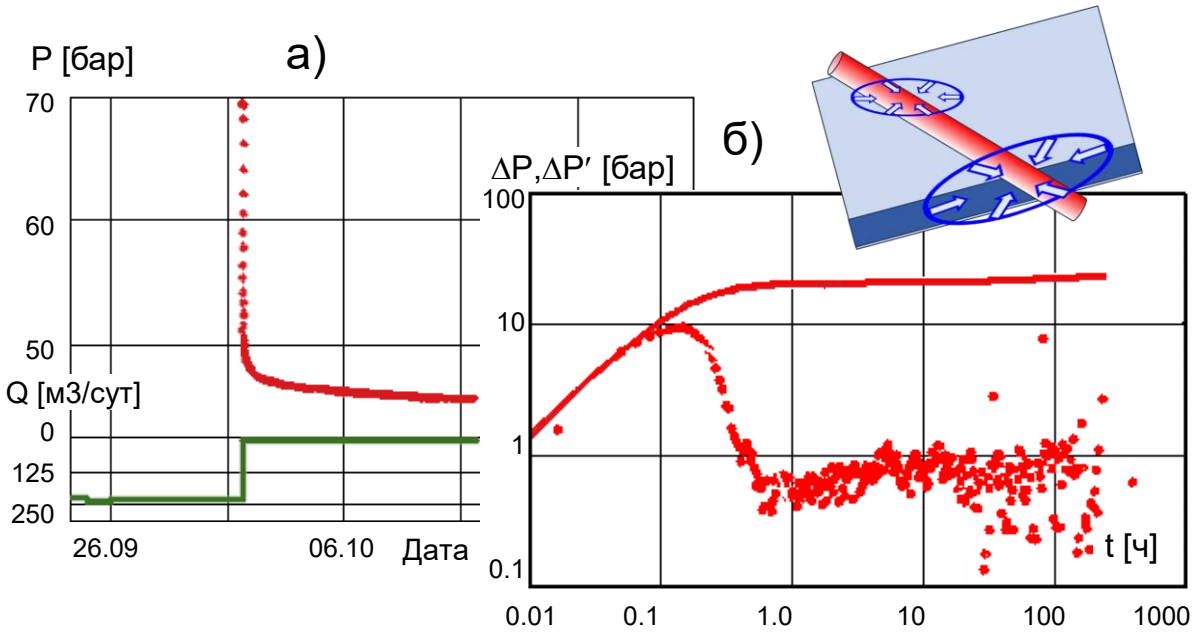
а б

Рис. 1. Особенности log-log диагностики вскрытой вертикальным стволом неоднородной среды, включающей слой с низкой проницаемостью (1 мД) толщиной: а – 10 м; б – 100 м и высокопроницаемый пропласток (100 мД) толщиной 1 м

Изменение вертикальной проницаемости от 0,1 по 10^6 мД не оказывает существенного влияния на поведение типовых кривых. Шифр кривых – относительная упругоемкость высокопроницаемого пропластка

Данный вывод касается эксплуатации коллектора вертикальным и наклонно-направленным стволом как при его стандартном вскрытии, так и при наличии ГРП.

Для горизонтальной скважины в слоистом коллекторе наиболее интересен случай, когда высокопроницаемый пропласток и ствол пересекаются под большим углом. Это приводит к формированию на диагностическом log–log графике контрастного участка с псевдорадиальным течением, отражающим преимущественную фильтрацию по простиранию коллектора в области с аномальными проводящими свойствами (рис. 2).



а б

Рис.2. Результаты ГДИС при вскрытии горизонтальным стволом коллектора с низкими фильтрационными свойствами при наличии в разрезе скважины пласта с аномально высокой проницаемостью (по результатам ПГИ его доля составляет более 80%):
а –- график изменения давления и расхода в координатах Декарта; б – логарифмическая производная

И наконец, в заключение нельзя не упомянуть ситуацию, когда пропласток с аномально высокой проницаемостью вскрыт горизонтальным стволом с многостадийным ГРП (см. рис. 2). В этом случае для описания фильтрации также непригодна классическая модель ГДИС. Как и в предыдущем случае по результатам log–log диагностики доминирует контрастная зона с псевдорадиальным течением, отражающая преимущественную выработку интервала с аномальными проводящими свойствами [8]. Эта аномальная ситуация подробно описана в отдельном докладе, также представленном на данной конференции.

В результате исследований собраны воедино и проанализированы совместно основные ситуации, связанные с эксплуатацией неоднородных слоистых коллекторов В помощью гидродинамического моделирования обосновано нестандартное поведение диагностических log–log графиков в рассматриваемых случаях.

Дальнейшие численные эксперименты на модели должны обосновать чувствительность ГДИС к диагностике подобных аномалий в зависимости от условий проведения исследований (фильтрационные свойства коллекторов, особенности заканчивания скважины, технология проведения измерений и пр.).

Полученные результаты предполагается использовать в практике ГДИС и ПГИ при контроле разработки для снижения рисков неравномерной выработки пластов.

Литература

1. *Хасанов М.М., Ипатов А.И., Жуковская Е.А.* и др. Особенности разработки нефтяных залежей, осложненных высокопроводящими прослоями // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 38–43 https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-38-43

2. *Оливье У., Дидье В., Оле Ф.* Анализ динамических потоков. Теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров. Kappa Engineering, 2009. 359 с.

3. *Кременецкий М.И., Никонорова А.Н., Бахмутов А.В.* и др. Гидродинамический контроль производительности горизонтальных скважин с большим количеством стадий ГРП, вскрывающих слабо дренируемые низкопроницаемые коллекторы // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 3(111). С. 46–54. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-1-46-54

4. *Кременецкий М. И., Ипатов А.И*. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 1432 с.

5. *Кременецкий М.И.*, *Ипатов А.И.*, *Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 894 с. EDN: QMZHVX

6. *Эйдинов Д.А.* tNavigator – гидродинамический симулятор нового поколения // Недропользование XXI век. 2015. № 4(54). С. 62–69. EDN: UMSNAB

7. *Афанаскин С.И.*, *Вольпин С.Г.*, *Штейнберг Ю.М.* Модели двойной пористости и двойной проницаемости для интерпретации результатов исследований скважин методом двух режимов // Труды научно-исследовательского института системных исследований Российской академии наук 2018. Т. 8, № 6. С. 24–31. https://doi.org/10.25682/NIISI.2018.6.0004

8. *Воронин Д.А.* Особенности ГДИС в сильно неоднородном по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторе при вскрытии пластов горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП. П // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 4(114). С. 46–50. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2025-4-46-50

Разработка и применение рекомендательной модели на основе машинного обучения для оптимизации выбора скважин под проведение геолого-технических мероприятий

Саяпов И.Р.[1]*, **Саяпова А.И.**[2], **Мухаметшин Г.С.**[3]
1 – Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), г. Москва, Россия
2 – Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», г. Москва, Россия
3 – Уфимский университет науки и технологий, г. Бирск, Россия
*saiapovildar@gmail.com

Ключевые слова: машинное обучение, рекомендательная система, оптимизация добычи, геолого-технические мероприятия, влияние скважин

Актуальность исследования обусловлена необходимостью перехода от трудоемких ручных расчетов к автоматизированному прогнозированию для оперативного планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождениях. Целью работы является разработка и внедрение рекомендательной системы на основе машинного обучения для ранжирования скважин по вероятности успешности проведения ГТМ на каждый новый временной интервал [1, 2].

Материалы и методы: быстрое преобразование Фурье, градиентный бустинг, модели регрессии, классификации и ранжирования. Модели исследовались на данных с множества месторождений, значительно различающихся по геологическим свойствам. Были собраны и агрегированы данные по более чем 3000 событиям ГТМ, среди которых 1739 – ОПЗ (обработка призабойной зоны, в частности кислотная обработка), а остальные – мероприятия по интенсификации добычи нефти (ИДН) за счет снижения забойного давления. Для каждого события ГТМ были собраны и подготовлены исторические данные по добыче и закачке, параметры проведенных мероприятий и характеристики пласта. Целевой признак (дополнительная добыча) был очищен от выбросов с использованием свойств квантильного распределения. В отличие от методов, опирающихся на нормальное распределение, данный подход не чувствителен к абсолютным значениям и масштабу выбросов, что позволяет эффективнее устранять аномалии (рис. 1).

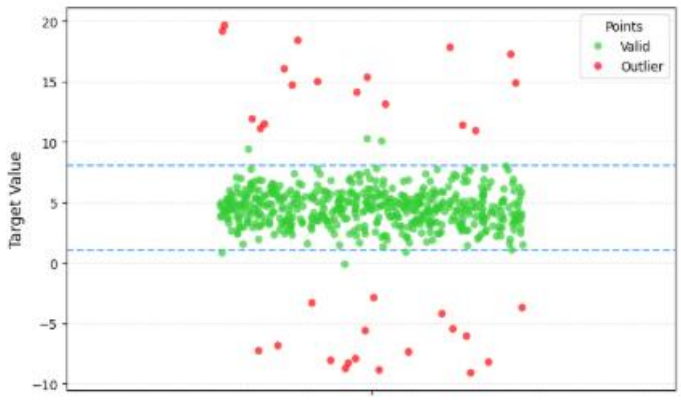


Рис.1. Визуализация аномалий в данных

Еще одной ключевой задачей стал учет взаимного влияния скважин. Традиционные методы расчета корреляции требовали значительных вычислительных ресурсов для обработки всей истории скважин. Поэтому был разработан оригинальный алгоритм на основе быстрого преобразования Фурье (БПФ) для расчета оптимального радиуса влияния добывающих и нагнетательных скважин и оценки корреляционных связей между ними (рис. 2). Все вычисления были перенесены на графические процессоры (GPU), что позволило ускорить расчеты более чем в 10–20 раз.

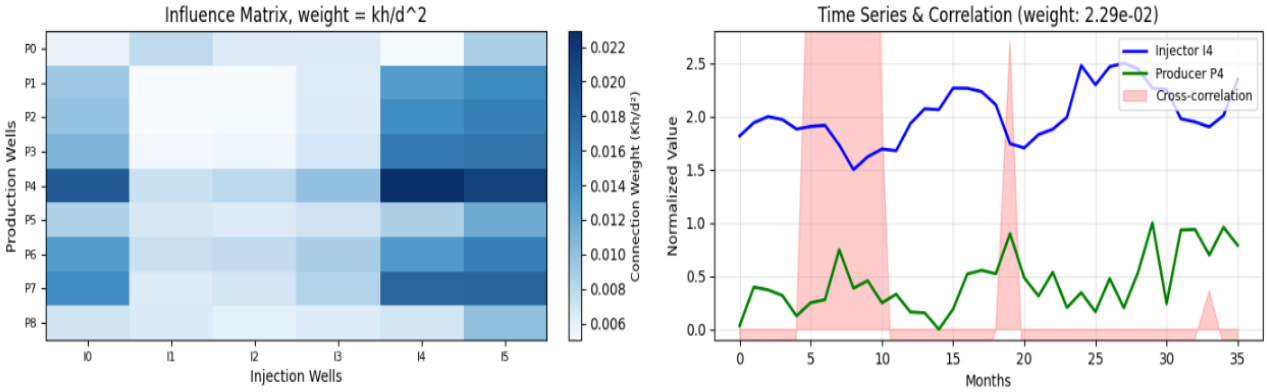


Рис. 2. Визуализация расчетов взаимовлияния скважин

Для прогнозирования успешности ГТМ были апробированы различные методы машинного обучения: градиентный бустинг (CatBoost) для задач регрессии и классификации, а также модели ранжирования (Learning to Rank).

Показано, что прямое прогнозирование значения дополнительной добычи (регрессия) дает высокую ошибку (RMSE, MAE), что связано со сложностью физики процесса и ограниченностью данных. Классификационная модель, предсказывающая вероятность успеха ГТМ, демонстрирует приемлемую точность (Accuracy ~0,7–0,8), но имеет значительный разброс в прогнозах. Наилучшие результаты достигнуты с помощью рекомендательной модели ранжирования, которая не предсказывает точные значения, а выстраивает скважины в порядке убывания ожидаемой относительной эффективности (дополнительная добыча на месторождении). Данный подход позволяет отбирать ограниченное количество наиболее перспективных кандидатов для проведения ГТМ. Данная рекомендательная модель отличается умением сравнивать скважины друг с другом (считается индивидуальная функция потерь, учитывающая ранг скважины, – Learning to Rank), в отличие от моделей, предсказывающих количественные метрики, тем самым, отбирая лучшие скважины на каждую дату прогноза. На рис. 3 приведена оценка точности модели на тестовых данных для 5 топ-скважин на прогнозный месяц (0 – ни одна правильная скважина не попала в топ-5 предсказанных моделью, 1 – попали все).

В результате проведенных исследований разработана и протестирована методика построения рекомендательной системы для планирования ГТМ. Основной практический вывод заключается в том, что переход от прогнозирования абсолютных значений к ранжированию скважин по относительной эффективности позволяет получать практические рекомендации, сопоставимые по качеству с экспертными оценками. Направлением будущих исследований является интеграция физически информированных моделей (Physics-Informed ML) и углубленный анализ временных рядов для повышения точности прогноза.

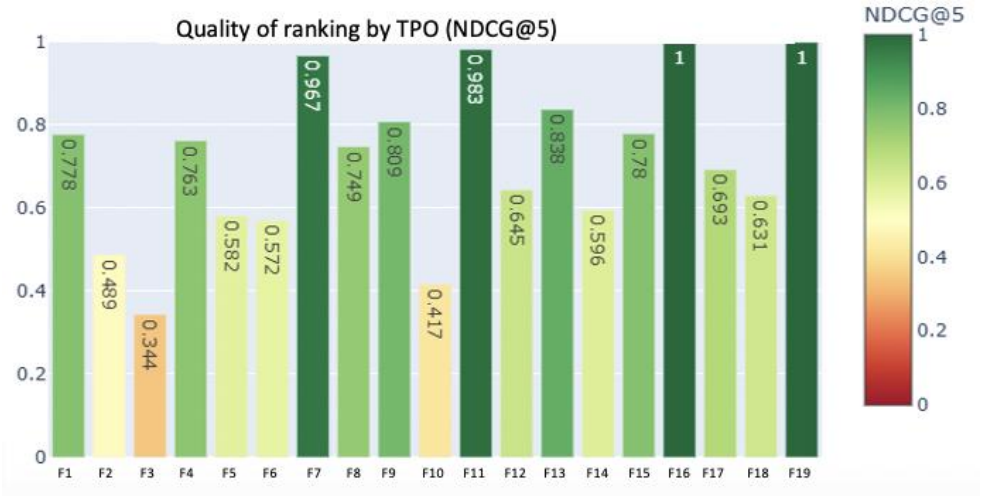


Рис. 3. Качество ранжирования скважин по месторождениям

Литература

1. *Brownlee J.* Deep Learning for Time Series Forecasting. San Juan, PR: Machine Learning Mastery, 2018. 555 p.

2. *Prokhorenkova L., Gusev G., Vorobev A.* et al. CatBoost: unbiased boosting with categorical features // Advances in Neural Information Processing Systems: Proceedings of the 32nd International Conference. Red Hook, NY: Curran Associates, 2018. P. 6638–6648.

Применение нейронных сетей и машинного обучения для выбора новых объектов ПХГ и обоснования их технологических режимов

Старцев Н.И.[1]*, **Михайлов Н.Н.**[2,3]
1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
3 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*nikitastar2000@gmail.com

Ключевые слова: подземные хранилища газа, численное моделирование, нейронные сети и машинное обучение, нейронный оператор Фурье

Тема создания новых объектов подземного хранения газа является очень актуальной в настоящее время. Для выбора таких объектов возможно использование передовых нейросетевых подходов. Нейронные сети и методы машинного обучения способны обрабатывать большие объемы данных, что позволяет оптимизировать процессы выбора и эксплуатации подземных хранилищ. Это может привести к снижению затрат, повышению эффективности и уменьшению рисков.

Недавно был предложен революционный подход – нейронная сеть U-FNO (рис. 1). Нейронная сеть U-FNO позволяет «выучивать» физику процесса благодаря проекции в бесконечное пространство Фурье. Данная модель обладает высокой скоростью и точностью, позволяет прогнозировать давление и газонасыщенность на каждый временной шаг для любой ячейки гидродинамической модели. U-FNO применялась при моделировании закачки газа CO_2 в подземное хранилище.

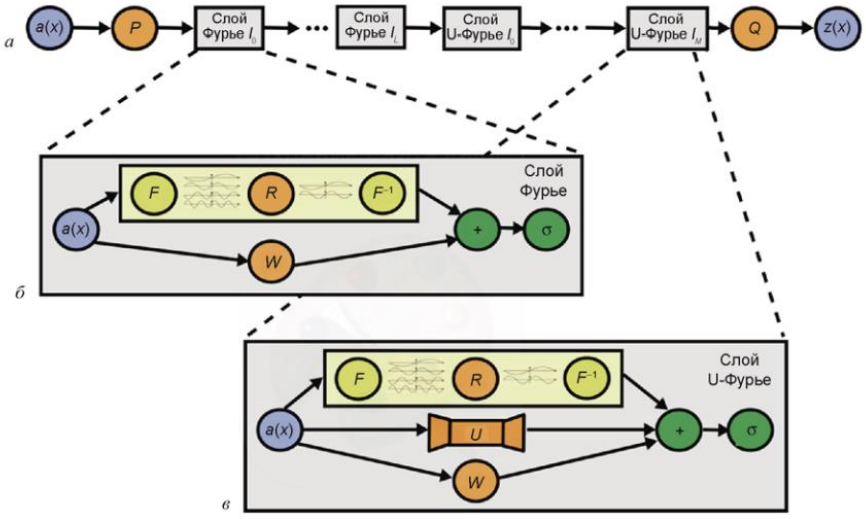


Рис. 1. Схема архитектуры нейронной сети U-FNO
а – архитектура модели U-FNO: a(x) – входные данные, P и Q – полносвязные нейронные сети, z(x) – выходные данные; б – внутри слоя Фурье: F – преобразование Фурье, R – параметризация в пространстве Фурье (обучаемая матрица), F–1 – обратное преобразование Фурье, W – член линейного смещения, σ – функция активации; в – внутри слоя U-FNO: U – двухшаговая U-сеть

Преобразование проводится с использованием быстрого преобразования Фурье (БПФ). После преобразования дискретные данные становятся непрерывной функцией [1].

Нейронная сеть U-FNO обучается на паре «входные-выходные» данные на каждый временной шаг гидродинамической модели [2].

Входные данные: геометрия сетки; пористость; проницаемость по X; коэффициент анизотропии; данные о перфорации скважин; капиллярное давление; дебиты по скважинам (закачка и отбор); начальное давление и температура; Swi; количество временных шагов.

Выходные данные: давление в каждой ячейки на каждый временной шаг гидродинамической модели; значение гозанасыщенности в каждой ячейке на каждый временной шаг гидродинамической модели.

На паре «входные-выходные» данные обучается нейронная сеть.

Все эти данные записаны в текстовых файлах гидродинамического симулятора. Сетку Grid задается при помощи геометрии угловой точки. В тНавигаторе для этого используются ключевые слова coord и zcorn. При помощи геометрии угловой точки на языке phyton в нейронную сеть была загружена модель Елшано-Курдюмского ПХГ (рис. 2).

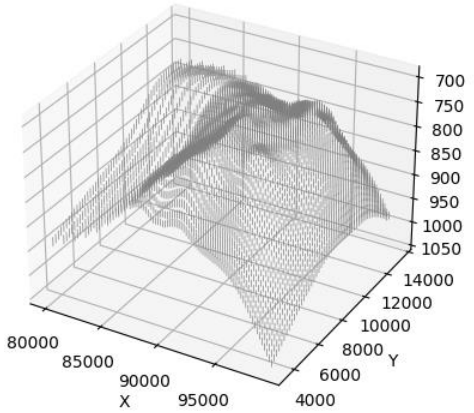


Рис. 2. 3D модель Елшано-Курдюмского ПХГ, загруженная в нейронную сеть U-FNO

Также необходимо улучшить алгоритм attention, который используется для подбора максимального количества компонент преобразования Фурье kmax. В оригинальной статье [3] параметр kmax задается в качестве гиперпараметра, причем автор как в самом тексте, так и в живой переписке не приводит методологии выбора. В коде работы — это константа, равная 10 [2].

Предлагается использовать слой Attention, который будет обладать обучаемыми матрицами и выучивать веса для отдельных мод. Так или иначе, дискретное преобразование Фурье на выходе ограничено, и не взаимодействуем с бесконечным спектром сигнала.

Отдельно необходимо предоставить для обучения нейронной сети информацию о времени. В оригинальной работе [3] данные во времени и пространстве обрабатываются одномоментно. То есть каналы по отдельным входным признакам расширены во времени. Предлагается использовать U-FNO-подобную архитектуру, чтобы предсказывать карту распределения целевых значений в каждый момент времени, а затем передавать вектор контекста. Основное отличие заключается в том, что от полносвязной сети Q отрезается последний слой, который ранее сводил 128 значений в одно. Этот вектор размером 128 будет подаваться в качестве входа в LSTM (особая разновидность архитектуры рекуррентных нейронных сетей, способная к обучению долговременным зависимостям). На выходе из LSTM будет полносвязный слой, который будет предсказывать вектор выходных параметров (2 числа) (рис. 3).

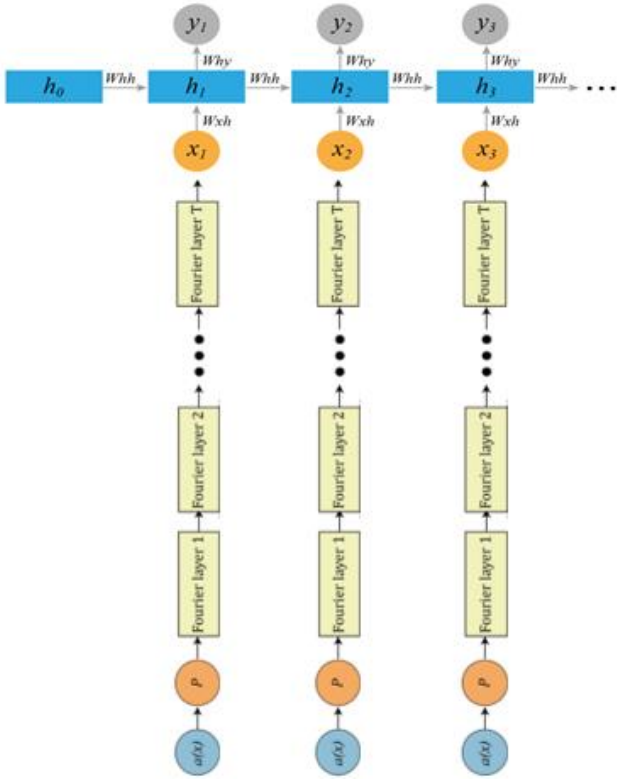


Рис. 3. Блок-схема U-FNO-подобная архитектура нейронной сети

Для реализации рекуррентной нейронной сети была решена синтетическая задача, схожая с процессами закачки-отбора в ПХГ: даны точки x и y, необходимо построить модель зависимости y от x и дать прогноз y для x, начиная с последнего значения в файле до x = 15 (рис. 4).

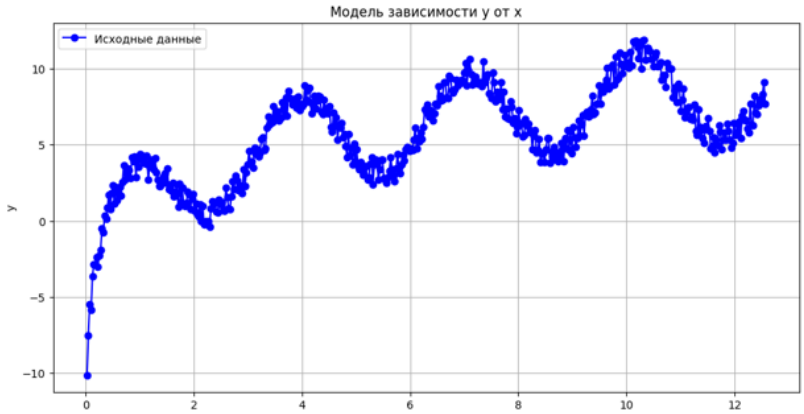


Рис. 4. График зависимости y от x

Для удобства переходим на оси Ox от значения x к номеру значения x (рис. 5). Данные разбиваются на обучающую выборку и валидационную. Благодаря различным преобразованиям и обучению нейронной сети удается добиться схождения предсказаний и исходного графика на валидационной и обучающей выборке. Это говорит о том, что нейронная сеть пока справляется со своей задачей. Теперь необходимо сделать прогноз значений. Для предсказания значений y до x = 15 используется алгоритм под названием *rolling forecast* (рис. 5).

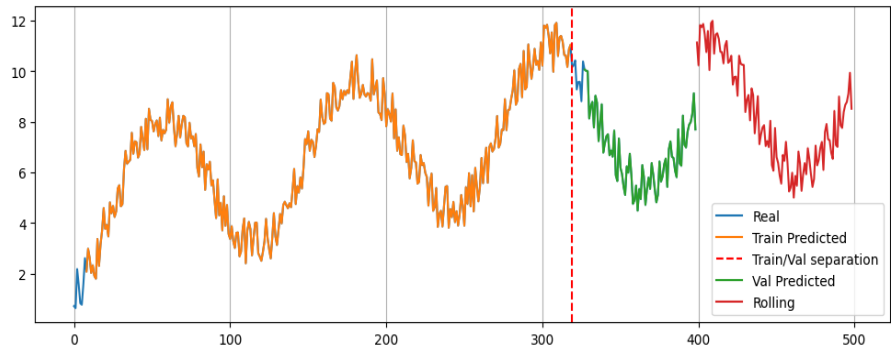


Рис. 5. Предсказание значений y, для x с последнего значения в файле до x = 15

Для создания обучающей выборки нейронной сети были симулированы 200 синтетических моделей подземных хранилищ газа: 180 моделей на обучение нейронной сети, 10 на тест, 10 на прогноз давления и газонасыщенности для любой ячейки гидродинамической модели (рис. 6).

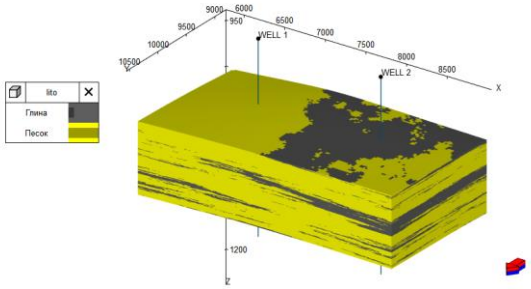


Рис. 6. Куб литологии одной из двухсот синтетических моделей

Применение U-FNO-подобной нейронной сети является перспективным направлением в области гидродинамического моделирования ПХГ. Нейронные сети могут позволить оптимизировать процессы выбора и эксплуатации подземных хранилищ. Это может привести к снижению затрат, повышению эффективности и уменьшению рисков. Предложены способы улучшения архитектуры нейронной сети U-FNO, в частности, рассматривается усовершенствование алгоритма attention, используемого для выбора максимального количества компонент преобразования Фурье (kmax). Особое внимание уделено временной составляющей в гидродинамических моделях с использованием рекуррентных нейронных сетей, известных своей эффективностью в обработке временных рядов. Для внедрения рекуррентной нейронной сети была решена синтетическая задача.

Литература

1. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем / Пер. с англ. А.В. Королева, В.П. Кестнера. М.: Недра, 1982. 407 с.

2. *Старцев Н.И., Михайлов Н.Н.* Использование нейронных сетей в гидродинамическом моделировании подземных хранилищ газа // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2024. № 3(141). С. 49–53. EDN: ULBZSZ

3. *Wen G., Li Z., Azizzadenesheli K.* et al. U-FNO – An enhanced Fourier neural operator-based deep-learning model for multiphase flow // Advances in Water Resources. 2022. Vol. 163. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2022.104180

Численное исследование фильтрации флюидов в стохастических полях проницаемости

Тарасенко Е.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
e.a.tarasenko12@gmail.com

Ключевые слова: однофазная и двухфазная фильтрация, метод Монте-Карло, стохастическое моделирование, перколяция

Актуальность работы обусловлена увеличением доли сложных неоднородных коллекторов в структуре разрабатываемых запасов углеводородов. В таких условиях классические детерминированные модели фильтрации не способны адекватно описывать процессы притока к скважинам. Для корректного моделирования необходимо учитывать случайный характер распределения проницаемости, что подтверждается результатами исследований по стохастическому моделированию фильтрационных процессов [1, 2]. Кроме того, существенную роль в динамике фильтрации играет формирование сквозных каналов, которое может быть описано методами теории перколяции [3].

Данная проблема была рассмотрена в работах [4, 5]. В работе исследуется задача фильтрации флюидов в пласте со случайной проницаемостью. В исследовании рассматриваются как однофазные, так и двухфазные модели (нефть–вода). Для учета стохастического характера коллекторов формируется ансамбль реализаций случайных полей, на котором проводятся численные эксперименты методом Монте-Карло. Полученные результаты сопоставляются с аналитическими оценками, полученными методами осреднения. Дополнительно анализируется влияние анизотропии проницаемости на устойчивость фронта вытеснения и процесс обводнения скважин. Ранее рассматривался однофазный приток при стохастических флуктуациях проницаемости. В данной работе автором выполнено существенное расширение постановки задачи: исследованы двухфазные процессы нефть–вода, проанализировано влияние анизотропии распределения проницаемости, проведено сопоставление с аналитическими оценками осреднения.

В ходе исследования было установлено, что при однофазном притоке распределение дебита в условиях высоких флуктуаций проницаемости приближается к статистике Пуассона [5]. Такой результат указывает на то, что процесс фильтрации приобретает дискретный характер, что связано с формированием отдельных сквозных каналов, которые начинают доминировать в транспортировке флюидов.

Для двухфазной фильтрации нефть–вода получено, что достижение перколяционного порога существенно повышает вероятность раннего прорыва воды. Это связано с тем, что в стохастически неоднородных коллекторах формируются связные подсистемы проницаемых областей, обеспечивающие ускоренное движение вытесняющей фазы.

Для численных экспериментов формировался ансамбль реализаций случайных полей проницаемости с использованием гауссовских коррелированных генераторов. Поля генерировались на языке Python (библиотеки numpy, scipy), что позволяло задавать

контролируемые статистические характеристики. В расчетах среднее значение проницаемости фиксировалось на уровне 50 мД, варьировались дисперсия логарифма проницаемости (0,2–1,0) и корреляционные длины (50–200 м) для учета анизотропии, в двухфазных моделях учитывалось отношение фазовых проницаемостей нефть–вода. Для каждой реализации методом Монте-Карло рассчитывались характеристики фильтрации: при однофазном притоке – распределение дебита и его статистические моменты, при двухфазном вытеснении – динамика фронта и момент прорыва воды.

Решение уравнений фильтрации и анализ результатов выполнялись в MATLAB, включая построение полей давления и скоростей, а также сопоставление с аналитическими оценками, полученными методами осреднения.

Дополнительно проведенный анализ влияния анизотропии показал, что образование каналов фильтрации и развитие неустойчивых фронтов вытеснения происходит преимущественно в направлении максимальной проницаемости. Такой эффект приводит к перераспределению потоков и пространственной локализации остаточных запасов углеводородов.

Сравнение численных экспериментов с аналитическими решениями, построенными на основе методов осреднения, показало удовлетворительное совпадение на уровне первых моментов случайных величин (рис.1, 2). При этом метод Монте-Карло обеспечивает более детальное описание статистических характеристик, включая форму распределений и поведение их «хвостов», что особенно важно для анализа редких, но критически значимых сценариев фильтрации.

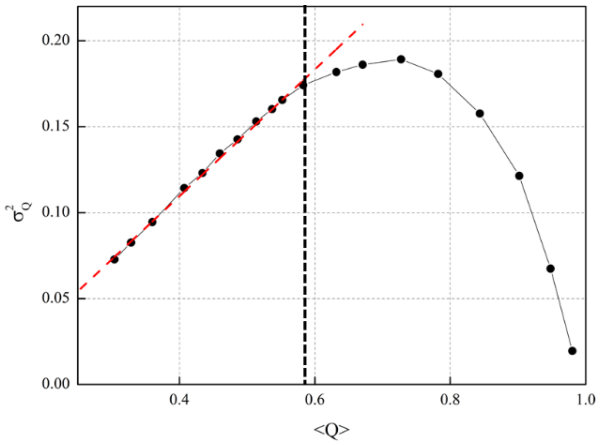


Рис. 1. Зависимость дисперсии дебита от среднего дебита с линейным участком

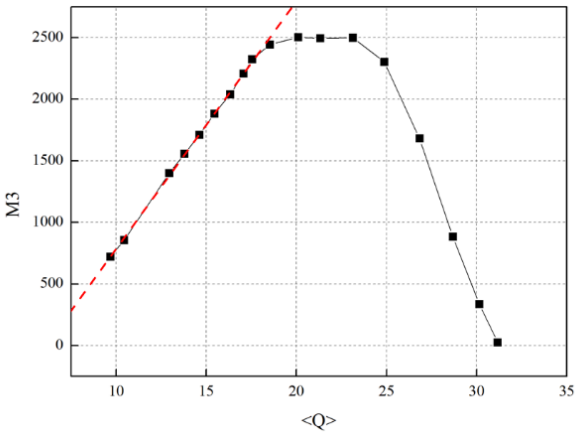


Рис. 2. Зависимость третьего момента дебита от его среднего значения

Численное исследование подтвердило, что учет стохастического характера проницаемости является необходимым условием для корректного описания фильтрации в неоднородных коллекторах. Использование методов Монте-Карло и теории перколяции позволяет описывать критические переходы в структуре потоков и объяснять механизм образования каналов фильтрации. Расширение постановки задачи на двухфазные и анизотропные системы открывает перспективы применения стохастического моделирования при проектировании и оптимизации разработки сложнопостроенных месторождений.

Литература

1. *Zhang D.* Stochastic Methods for Flow in Porous Media. San Diego, CA: Academic Press, 2002. 350 p. https://doi.org/10.1016/B978-0-12-779621-5.X5000-1

2. *Haldorsen H.H., Damsleth E.* Stochastic modelling // Journal of Petroleum Technology. 1990. Vol. 42, No. 4. P. 404–412. https://doi.org/10.2118/20321-PA

3. *Stell G.* Continuum theory of percolation // Journal of Physics: Condensed Matter. 1996. Vol. 8, No. 25. P. A1–A17. https://doi.org/10.1088/0953-8984/8/25A/002

4. *Posvyanskii D., Tarasenko E.* Well performance modeling in reservoirs with stochastic permeability // Fifth EAGE Conference on Petroleum Geostatistics, Porto, Portugal, 27–30 November 2023. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202335029

5. *Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В, Тарасенко Е., Шарунов Н.В.* Приток жидкости к скважинам в сильно неоднородных пластах со случайной проницаемостью // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений: Материалы XVI Международной научно-практической конференции. М.: Нефтяное хозяйство, 2024. С. 10–11.

Сравнительный анализ применения многозабойной скважины и горизонтальных скважин с МГРП для разработки аптской залежи месторождения Каспийского моря

Шадский Р.А.*, Денисова Н.И.
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия
*Rustem.Shadsky@lukoil.com

Ключевые слова: моделирование, многозабойная скважина, низкопроницаемый коллектор, нефтяная оторочка, многозонный гидравлический разрыв пласта

Так как запасы традиционной нефти сокращаются, то становится актуальным вопрос разработки трудноизвлекаемых запасов, часть которых залегает в подгазовых зонах. Для морских месторождений Северного Каспия характерными являются нефтегазовые залежи нижнемелового возраста с массивной газовой шапкой [1]. В дополнение к этому аптские залежи характеризуются низкой гидропроводностью, обусловленной небольшими значениями абсолютной проницаемости (~10 мД), и нефтенасыщенной толщиной до 20 м.

Рассматриваемая в данной работе залежь является пластовой, сводовой, характеризуется газовой шапкой и подстилающей водой. На данный момент на залежи действуют 2 участка ОПР (рис. 1): на участке 1 (в чисто нефтяной зоне) находятся скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) – 2 добывающие, 1 водонагнетательная и 1 газонагнетательная; на участке 2 (в подгазовой зоне) – многозабойная скважина (МЗС) с 10 ответвлениями.

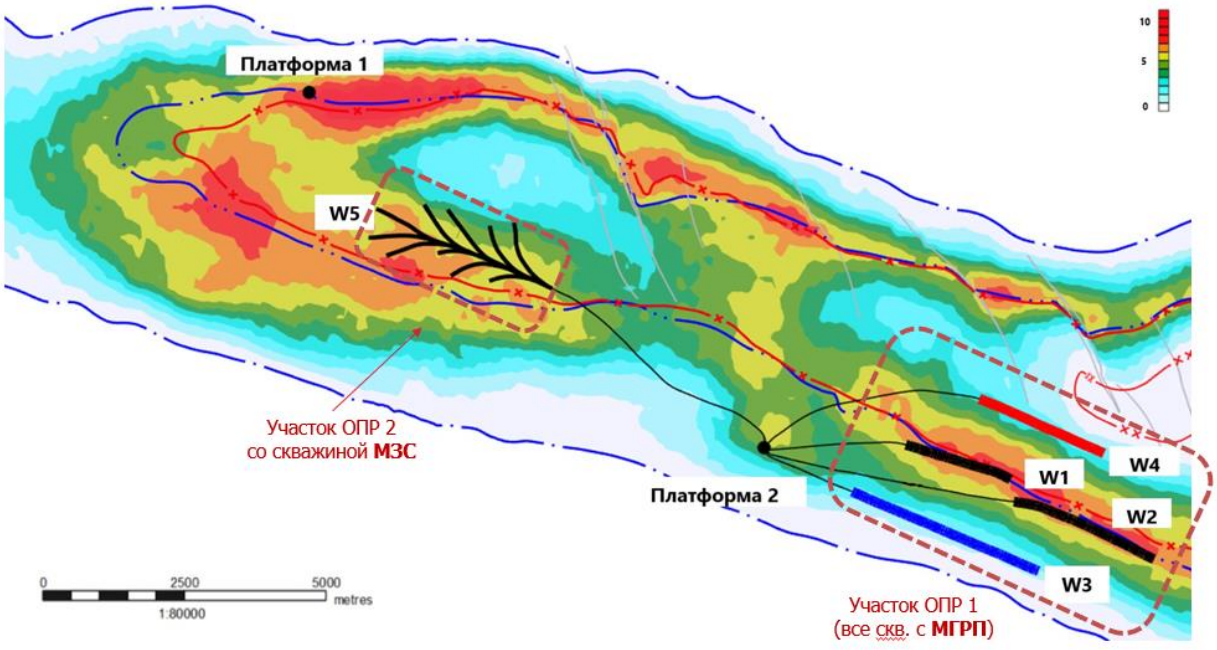


Рис. 1. Карта плотности запасов аптской залежи месторождения N

При разработке нефтяной оторочки с помощью скважин с МГРП существуют риски прорыва трещин ГРП в газовую шапку и подстилающую воду, поэтому необходимо располагать скважины с подобным заканчиванием в чисто нефтяных зонах или в зонах со значительной толщиной глинистого пропластка, который может служить барьером для трещины ГРП и ограничивать ее распространение в воду или газовую шапку. Оптимизации технологии ГРП, как, например, использование сшитого геля в качестве жидкости разрыва, могут снизить риски прорыва в нежелательные зоны. На рассматриваемом участке ОПР 1 данные риски реализованы не были, так как вертикальная мощность пласта в данной области составляет 80 м и отделяется от ВНК глинистой перемычкой (рис. 2). Но подобных участков на рассматриваемой залежи немного, а значительное количество остаточных запасов остается в подгазовой зоне, для разработки которых рекомендовано использовать многозабойные скважины.

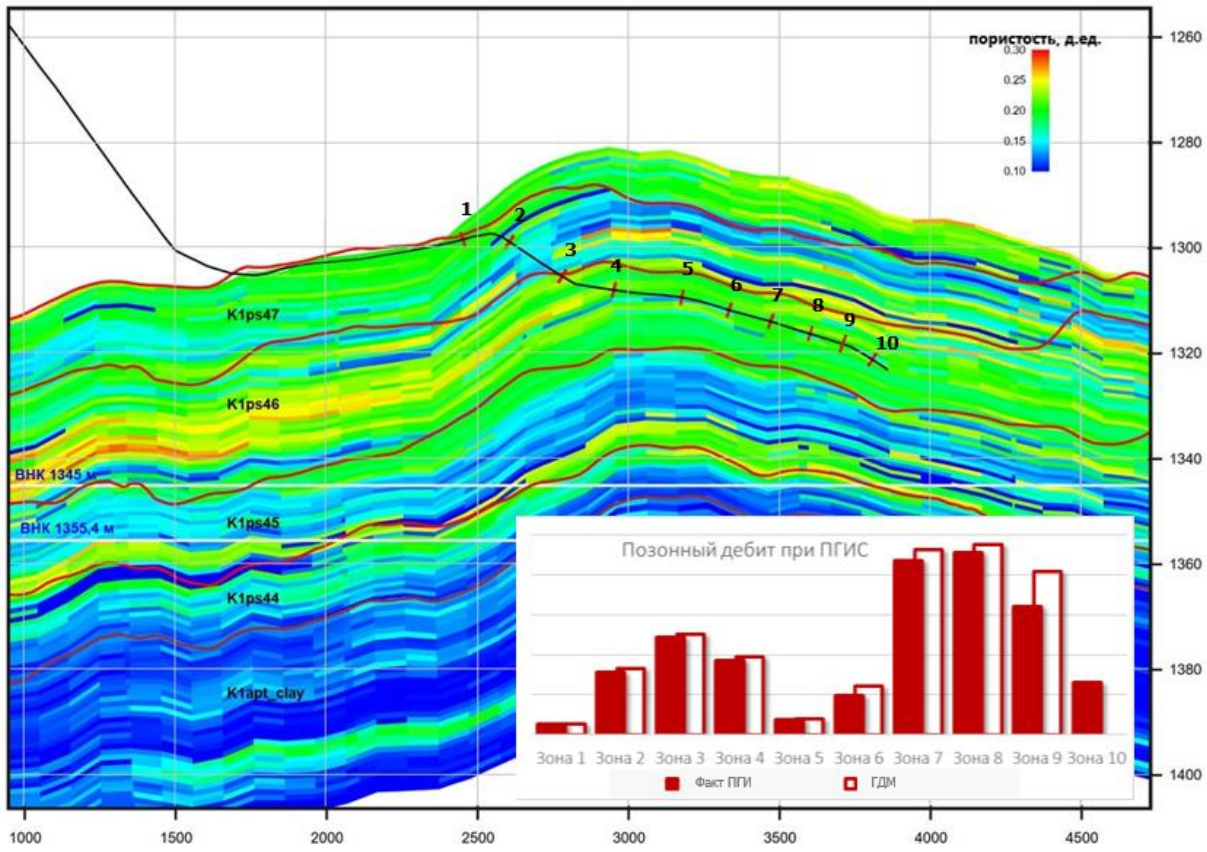


Рис. 2. Разрез по скважине W2 по кубу пористости с интерпретацией ПГИ

Залежь разделена глинистым пропластком на две пачки – верхнюю и нижнюю. По гидродинамическим свойствам пачки не уступают друг другу, но запасы нефти в верхней пачке в 2,5 раза превышают запасы в нижней. При проектировании траектории МЗС W5 было рассмотрено большое кол-во вариантов расположения стволов [2], но из-за риска обрушения глинистой прослойки и последующей потери стволов, пробуренных на вторую пачку, было принято решение пробурить все стволы только в верхней пачке. Кроме того, данное решение позволило снизить плотность бурового раствора с 1,40 до 1,25 г/см^3, что уменьшило степень загрязнения призабойной зоны [3].

Также предварительно были проанализированы данные, полученные при промыслово-геофизических исследованиях в ранее пробуренных скважинах с МГРП. Как видно из рис. 2, приток из носочной части скважины W2 более чем в 2 раза превышает приток из ее пяточной части. По результатам анализа геологического строения удалось установить, что наиболее продуктивная часть скважины W2 проходит в пропластке K1ps46. Поэтому стволы скважины W5 намеренно бурились в K1ps46.

Все стволы МЗС W5 пробурены в верхней пачке, с расстоянием до газонефтяного контакта (ГНК) не менее 10 м. Длина каждого ствола составляет от 500 м до 1300 м. Напротив каждого ствола установлены трассерные системы, благодаря которым можно отслеживать притоки нефти, воды, газа отдельно по стволам. По результатам первой пробы трассеров все стволы находятся в работе, притоков воды или газа к скважине не выявлено. В скважине W5 в случае образования конусов газа/воды предполагается закрытие фильтров в зоне необходимых интервалов. В случае масштабирования технологии на всю залежь рассматривается использование интеллектуального заканчивания в основном стволе МЗС с возможностью поинтервальной регулировки притока для минимизации рисков прорывов газа/воды.

По результатам гидродинамических исследований скважины W5 ее продуктивность выше продуктивности скважин с МГРП примерно в 10 раз (табл.1). В многозабойной скважине 10 открытых стволов, а в скважинах с МГРП – работают фильтры с муфтами общей длиной 200 м и 10 трещин, длина которых по результатам пост дизайна составляет около 80 м. Сопоставление динамики дебитов и давлений скважин с МГРП и МЗС показывает, что фактический дебит многозабойной скважины характеризуется меньшим темпом снижения по сравнению со скважинами с МГРП при сопоставимой динамике забойного давления. Через 6 месяцев эксплуатации дебит многозабойной скважины снизился на 13%, за тот же период дебит скважин с МГРП снизился вдвое.

Таблица 1. **Сравнение удельной продуктивности МЗС со скважинами с МГРП**

№	Длина работающего интервала, м	Забойное давление, МПа	Продуктивность $м^3$/(сут·МПа)	Удельная продуктивность, $м^3$/(сут·МПа/м)
W1	882*	10,95	75	0,09
W2	974*	10,67	93	0,1
W5	6 660	13,7	776	0,1

Основными различиями скважин с МГРП и МЗС являются: размещение скважин с МГРП на участке с более высокой расчлененностью в узкой чисто нефтяной зоне с организацией системы ППД закачкой агентов в водо- и газонагнетательные скважины. Многозабойная скважина W5 пробурена в подгазовой зоне, преимущественно в пределах 46-го парасиквенса, район проводки характеризуется повышенной песчанистостью и пониженной расчлененностью пласта, бурение стволов выполнялось на растворе с меньшей плотностью бурового раствора, освоение скважины с использованием ГНКТ способствовало хорошей очистке стволов и сохранению их продуктивности. Совокупность этих факторов привела к тому, что продуктивность многозабойной скважины на порядок выше продуктивности скважин с МГРП. Предполагается масштабировать приобретенный опыт и рассмотреть частичную замену скважин с МГРП на МЗС в подгазовых зонах, отделенных перемычками, с хорошей связностью коллектора в пределах 46-го парасиквенса на рассматриваемой залежи и залежах-аналогах.

Литература

1. *Гавура А.В., Шафиков Р.Р., Разуменко В.Е.* Особенности разработки морских месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ» // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 10(239). С. 70–77. EDN: TIRYCQ

2. *Шадский Р.А., Денисова Н.И.* Оптимизация траектории многозабойной скважины в низкопроницаемой залежи с обширной газовой шапкой // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2024. С. 105–107. EDN: JVBKSY

3. *Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С.* и др. Технико-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 9. С. 58–63. EDN: ZGCSUD

Разработка нефтевытесняющей композиции на основе тройной гидрофильной системы глубокого эвтектического растворителя «пентаэритрит–карбамид–хлорид холина» и ПАВ для добычи нефти арктических регионов

Шолидодов М.Р.[1]*, Алтунина Л.К.[1], Иванова А.Р.[2]***, Козлов В.В.[1]******
1 – Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия
2 – Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
*sholidodov93@inbox.ru, **alk@ipc.tsc.ru, ***saydentsal_ar@mail.ru, ****kozlov_vv2004@mail.ru

Ключевые слова: глубокий эвтектический растворитель, тяжелая нефть, нефтевытесняющая композиция

Добыча нефти в арктических зонах РФ представляет собой стратегически важное направление для развития энергетического сектора страны, учитывая значительные запасы углеводородов в этом регионе [1].

Однако суровые климатические условия, включая экстремально низкие температуры, вечную мерзлоту и хрупкую экосистему, существенно затрудняют применение традиционных методов добычи.

Традиционные технологии, такие как заводнение или использование стандартных методов для повышения нефтеотдачи пластов, оказываются малоэффективными в условиях Арктики. Низкие температуры снижают подвижность нефти, увеличивая ее вязкость, а также ухудшают реологические свойства применяемых химических составов. Кроме того, высокая чувствительность арктической экосистемы требует использования экологически безопасных решений, что дополнительно ограничивает применение стандартных методов.

Перспективным решением этих проблем является создание нефтевытесняющих композиций на основе глубоких эвтектических растворителей (ГЭР).

ГЭР представляют собой эвтектические смеси двух или более компонентов, обладающие более низкой температурой плавления, чем исходные вещества. Этот эффект достигается за счет образования межмолекулярных водородных связей между компонентами, что приводит к формированию молекулярных комплексов с уникальными физико-химическими и реологическими свойствами [2].

Эти составы обладают уникальными свойствами, включая высокую стабильность при низких температурах, способность снижать вязкость нефти и улучшать ее подвижность в пластовых условиях. Благодаря низкой токсичности и возможности регулирования физико-химических параметров ГЭР могут эффективно работать в сложных арктических условиях, минимизируя негативное воздействие на окружающую среду.

Цель работы: разработка нефтевытесняющей композиции на основе тройной системы гидрофильного ГЭР «пентаэритрит – хлорид холина – карбамид» и ПАВ, для повышения эффективности добычи нефти в условиях Арктики.

Материалы и методы: экспериментальная работа заключалась в определении температуры плавления бинарных систем, образуемых компонентами: глицерин, борная кислота и карбамид. Все компоненты (реагенты) бинарных систем характеризовались степенью чистоты «х. ч.». Последовательность экспериментов состояла в следующем: в чистые сухие колбы засыпали предварительно взвешенные на аналитических весах навески исходных веществ в различном соотношении их молярных концентраций.

Колбы нагревали на песчаной бане при постоянном перемешивании, до образования прозрачного расплава. При получении прозрачного расплава нагревание останавливали и помещали колбу с исследуемым составом в термостат на 4 ч при 80 °С для получения ГЭР и ее дальнейшего исследования. Остывшие полученные расплавы растирали в ступке в порошок до мелких частиц.

Затем небольшое количество тонко растертого сухого расплава помещали в запаянный с одного конца тонкостенный стеклянный капилляр. После этого стеклянный капилляр помещали в прибор измерения температуры плавления «Stuart SMP 30» и устанавливали температуру приблизительно на 10 °С ниже предполагаемой температуры плавления. По достижению заданной температуры, включали нагрев и нагревали стеклянный капилляр со скоростью 1 °С/мин. Постоянным наблюдением определяли температуру, при которой последняя твердая частица переходит в жидкую фазу. Температура, при которой последний кристалл расплава переходил в жидкую фазу, регистрировалась как температура плавления исследуемой смеси [3].

Также в работе представлены результаты экспресс-оценки нефтевытесняющей способности химической композиции. Фильтрационные эксперименты проводились на установке физического моделирования фильтрационных процессов с использованием насыпных моделей неоднородного пласта Усинского месторождения. Подробности о геолого-физических характеристиках Усинского месторождения приведены в работе [4].

Для создания новой нефтевытесняющей композиции были синтезированы и исследованы бинарные и тройная системы ГЭР на основе пентаэритрита, карбамида и хлорида холина (табл. 1).

Таблица 1. **Обобщенные физико-химические характеристики ГЭР на основе пентаэритрита, карбамида и хлорида холина**

ГЭР на основе	Донор водородных связей	Акцептор водородных связей	Соотношение компонентов, % мол.	Температура застывания / кристаллизации, °С
ПЭР и ХХ	ПЭР	ХХ	50,0:50,0	98
ПЭР и КА	ПЭР	КА	40,0: 60,0	96
КА и ХХ	КА	ХХ	67,0: 33,0	18

Примечание: ПЭР – пентаэритрит, КА – карбамид и ХХ – хлорид холина.

В результате исследования бинарных и тройной систем ГЭР на основе пентаэритрита, карбамида и хлорида холина показано, что самая низкая температура плавления/застывания (минус 14,5 °С) характерна для эвтектического состава тройной системы ГЭР (рис. 1).

В результате донорно-акцепторного взаимодействия компонентов тройной системы ГЭР «пентаэритрит – карбамид – хлорид холина» образуется молекулярный комплекс. Водородные связи являются основным фактором снижения температуры застывания эвтектической смеси (рис. 2).

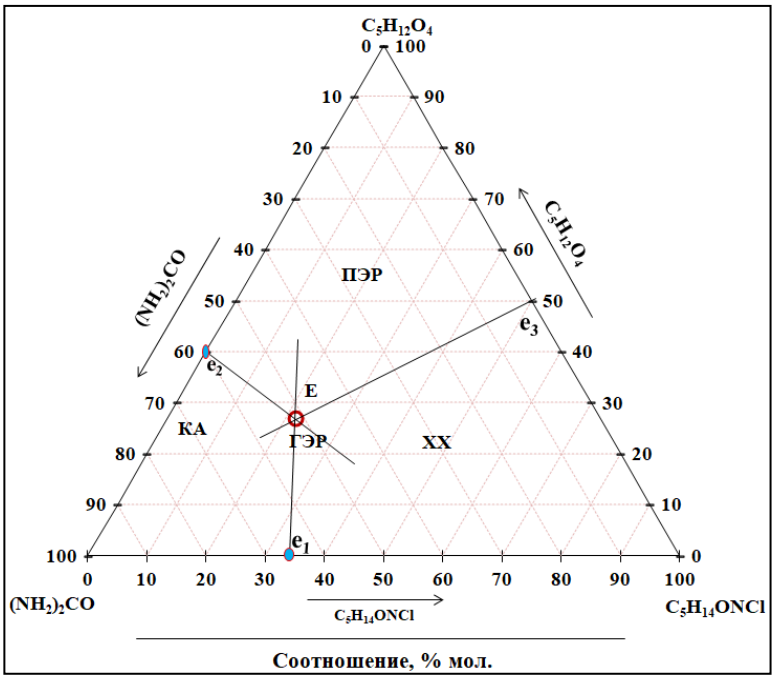


Рис. 1. Диаграмма фазового равновесия системы ГЭР на основе хлорида холина и карбамида

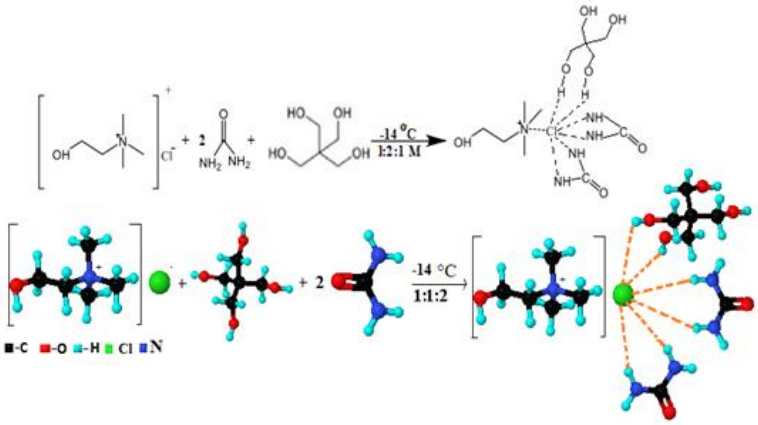


Рис. 2. Схема донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР «пентаэритрит – карбамид – хлорид холина»

На основе эвтектического состава тройной системы ГЭР, путем его растворения в воде и добавлением ПАВ, была создана нефтевытесняющая композиция ГЭР и ПАВ. Концентрация воды в композиции составляет от 26 до 85%. В состав нефтевытесняющей композиции входят ПАВ для улучшения отмывающей способности растворов и облегчения их взаимодействия с породой-коллектором.

Композиция обладает высокой нефтевытесняющей способностью, совместимостью с минерализованными пластовыми водами и снижает набухаемость глин, что способствует извлечению остаточной нефти из зон с различной проницаемостью.

Для того, чтобы оценить применимость созданной нефтевытесняющей композиции на основе тройной системы ГЭР «пентаэритрит – карбамид – хлорид холина» и ПАВ к разным геолого-физическим условиям и на разных стадиях разработки месторождений,

а также их влияние на коэффициент нефтевытеснения и коэффициент охвата пласта заводнением или паротепловым воздействием, были проведены исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности композиции в условиях Усинского месторождения с карбонатным коллектором. В лабораторных условиях были проведены исследования нефтевытесняющей способности кислотной композиции в процессе вытеснения высоковязкой нефти Усинского месторождения. Для оценки нефтевытесняющей способности композиции была подготовлена модель неоднородного пласта, состоящая из двух параллельных колонок. Газовая проницаемость первой и второй колонок 1,401 мкм^2 и 0,844 мкм^2.

Таким образом, в результате проведенного лабораторного исследования установлено, что воздействие нефтевытесняющей композиции на основе ГЭР и ПАВ на пласт приводит к существенному увеличению коэффициента нефтевытеснения. Применение кислотной композиции при температуре 23 °С позволило достичь прироста коэффициента нефтевытеснения в 20,5%, а при 150 °С – в 24,2% для высокопроницаемой и низкопроницаемой колонок, соответственно. Результаты определения подвижности жидкостей внутри отдельных колонок, составляющих модель пласта, позволили проследить изменение направления фильтрационных потоков: отношение подвижности жидкостей при большой разнице на стадии фильтрации воды после обработки композицией существенно снизилось и стремилось к единице, то есть наблюдалось выравнивание фильтрационных потоков.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН (тема № 121031500048-1).

Литература

1. *Петенко А.В.* Развитие нефтедобывающего сектора на территории Арктической зоны России: проблемы и перспективы // Прогрессивная экономика. 2023. № 2. С. 70–84. https://doi.org/10.54861/27131211_2023_2_70

2. *Abbott A. P., Capper G., Davies D. L., Rasheed R. K., Tambyrajah V.* Novel solvent properties of choline chloride/urea mixtures // Chemical Communications 2003. Vol. 9, No. 1. P. 70–71. https://doi.org/10.1039/b210714g

3. *Козлов В.В., Алтунина Л.К., Стасьева Л.А.* и др. Лабораторные исследования нефтевытесняющей способности многофункциональной химической композиции на основе поверхностно-активных веществ // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 2(146). С. 136–146. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-2-136-146

4. *Шолидодов М.Р., Алтунина Л.К., Козлов В.В.* и др. Кислотная нефтевытесняющая композиция на основе глубоких эвтектических растворителей и ПАВ: создание, физико-химические исследования, оценка влияния на состав и свойства нефти // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия. 2023. Т. 16, № 3. С. 337–349. (На англ. яз.). EDN: XZCHPD

СЕКЦИЯ 2.
Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Использование результатов седиментационного моделирования как дополнительного инструмента геологоразведки в контексте расчета углеводородной системы изучаемого объекта

Алмазов Д.О.
ООО «ЗН НТЦ», г. Москва, Россия
d_almaz@mail.ru

Ключевые слова: Кыулонгский бассейн, седиментационное моделирование, углеводородная система

В рамках проведения геологоразведочных работ на различных объектах зачастую возникает проблема недостаточности первичной геолого-геофизической информации. Для объединения всех имеющихся данных в целостную концептуальную модель используются различные прогнозные методы, которые позволяют с той или иной степенью достоверности моделировать предполагаемое строение осадочных толщ, распределение продуктивных интервалов в объеме природных резервуаров нефти и газа, наличие пород-флюидоупоров, нефтегазоматеринских толщ и т. д.

В ряде случаев в качестве дополнительных инструментов прогнозирования различных характеристик осадочного комплекса привлекаются программные пакеты, позволяющие на основе математических расчетов сымитировать процессы осадконакопления. Объемная модель содержит в себе перечень синтезированных параметров, которые с определенными допущениями можно использовать совместно с другими исходными данными для итогового уточнения концептуальных моделей, определения направлений дальнейшего изучения объектов и снижения рисков при оценке их перспективности [1, 2].

Комплексная работа по изучению объекта включала разнородную геолого-геофизическую информацию: аналитические данные о палеоморфологии, тектонической истории, климатических изменениях, текущем строении осадочной толщи региона в целом и территории исследования в частности, сейсмические данные, результаты бурения, испытаний, описания кернового материала, лабораторно-аналитические исследования, данные ресурсной оценки и т. п. Вся информационная база была необходима для проведения двух крупных симуляционных процессов – моделирования седиментации и формирования углеводородной системы осадочного комплекса. Расчеты производились последовательно, результаты моделирования осадконакопления на следующем этапе были использованы для бассейновой модели.

Основным направлением применения результатов седиментационного моделирования в работе было выбрано улучшение точности бассейновой модели углеводородных систем толщи пород олигоцена и нижнего миоцена Кыулонгского бассейна южного шельфа республики Вьетнам. Расчетные данные процесса осадконакопления позволили дополнительно уточнить две важные характеристики: фациальную дифференциацию и характер фильтрации разломных нарушений.

Результатом создания седиментационной модели являлись кубы различных свойств, характеризующих осадочную толщу района исследований: песчанистость, общие и эффективные толщины пластов, батиметрия в различные временные периоды осадконакопления, значения скоростей перемещения обломочной составляющей для различных участков территории, наиболее вероятные направления течения временных водных потоков и т. п. Комплексный анализ этих показателей позволил детализировать фациальную зональность в периоды формирования основных выделяемых интервалов исследования. Соответственно, при определении входного блока первичной информации об углеводородной системе, внесение подробных карт литофаций значительно улучшило итоговую детализацию модели и снизило погрешности вычислений.

Второй, ранее обозначенный аспект, уточненный по результатам анализа седиментационной модели – оценка проводимости разломов. Общий характер разломной тектоники Кыулонга подробно изучен многими исследователями, обобщенные данные которых использовались для дифференциации периодов формирования различных векторов напряжений, ориентации разломов и др. [3, 4]. Для учета фильтрационных возможностей тектонических нарушений в специализированных геологических программных комплексах предусмотрен такой показатель как SGR («shale gouge ratio»), отражающий глинизацию поверхности каждого из разломов. Для расчета этого параметра использовались результирующие кубы песчанистости полученной ранее седиментационной модели, что в итоге позволило на качественном и количественном уровне определить проводимость разломных нарушений и заложить эти данные в бассейновую модель.

Корректировка входной группы данных бассейновой модели в конечном счете позволила значительно улучшить точность результатов. Сравнение модельного прогноза зон аккумуляции углеводородов с реальными объектами изучаемой территории продемонстрировало хорошую сходимость. Подробная фациальная дифференциация и учет проводимости разломных нарушений привели к перераспределению потенциальных зон накопления нефти и газа в сравнении с упрощенной моделью.

В рамках обширного комплекса геологоразведочных работ на слабоизученных территориях, учет результатов седиментационного моделирования позволяет в значительной степени скорректировать совокупность дальнейших мероприятий. Снижение неоднозначностей на ранних этапах исследования строения осадочной толщи в значительной степени способствует уменьшению трудозатрат на последующих этапах и положительно сказывается на геологической успешности всего комплекса геологоразведочных работ.

Литература

1. *Шахов П.А., Десятникова А.Э., Березовская Е.А.* Возможности седиментационного моделирования различного масштаба на примере участков южного шельфа Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. С. 36–39. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-1-36-39

2. *Шахов П.А., Десятникова А.Э., Березовская Е.А., Закиев Э.М.* Опыт комплексирования современных методов сейсморазведки и седиментационного моделирования на примере бассейна Кыулонг (Вьетнам) // Нефтяное хозяйство. 2023. № 2. С. 12–16. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-12-16

3. *Böhme M., Prieto J., Schneider S.* et al. The Cenozoic on-shore basins of Northern Vietnam: Biostratigraphy, vertebrate and invertebrate faunas // Journal of Asian Earth Sciences. 2011. Vol. 40, No. 2. P. 672–687.https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2010.11.002

4. *Fyhn M.B.*W., *Boldreel L.O.*, *Nielsen L.H.* Geological development of the Central and South Vietnamese margin: Implications for the establishment of the South China Sea, Indochinese escape tectonics and Cenozoic volcanism // Tectonophysics. 2009. Vol. 478, No. 3–4. P. 184–214. https:/doi.org/10.1016/j.tecto.2009.08.002

Геологическое строение и нефтеносность верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн)

Ахметшина Р.Е.[1,2]*, Коробова Н.И.[2], Лакеев В.Н.[3]
1 – АО «ВНИИнефть – Западная Сибирь», г. Москва, Россия
2 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
3 – ООО «ЗН НТЦ», г. Москва, Россия
*akhmetshinare@my.msu.ru

Ключевые слова: карбонатные отложения, Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, седиментология, литология

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ) является одним из ключевых регионов добычи углеводородов в России. Отложения верхнего отдела девонской системы (в частности фаменского яруса) представляют собой один из основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорского бассейна. Разрез характеризуется сложным строением, что выражается переслаиванием неоднородных по структуре карбонатных пород с различными типами пустотного пространства. С верхнедевонскими отложениями связаны значительные запасы нефти, что подтверждается открытием ряда месторождений [1]. Однако высокая степень неоднородности толщ-коллекторов и изменчивость их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) требуют детального изучения для повышения эффективности геологоразведочных работ и разработки месторождений. Уточнение геологического строения северной части Колвависовской ступени Хорейверской впадины, отличающейся высокой потенциальной нефтеносностью при сравнительно слабой изученности имеет особую актуальность. Целью настоящего исследования стало проведение комплексного литолого-седиментологического анализа отложений фаменского яруса северной части Колвависовской ступени для реконструкции палеообстановок, выявления закономерностей формирования и пространственного распределения коллекторов с улучшенными ФЕС.

В основе данной работы лежит обширный фактический материал, включающий фотографии керна и петрографические шлифы по десяти скважинам района исследования – северной части Колвависовской ступени, три из которых (А, Б и В) были приняты в качестве опорных. Также материалы включают полный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) по данным скважинам и петрофизические исследования. Был использован 3D сейсмический куб в глубинном масштабе.

Освещенность фаменского интервала разреза керновым материалом достаточно высокая, что повышает достоверность полученных результатов.

Методология исследования включала последовательные этапы:

1. Литолого-фациальный анализ: детальное описание керна и петрографических шлифов с выделением литологических типов (литотипов) пород на основе вещественного состава,

структурно-текстурных особенностей с использованием классификаций Dunham, Embry & Klovan, (1962) [2] и фаунистических остатков.

2. Структурная интерпретация: корреляция сейсмических данных для построения структурной карты и понимания морфологии целевого пласта.

3. Седиментационное моделирование: реконструкция условий осадконакопления на основе литофациального анализа, цикличностей разреза и данных по современным аналогам карбонатных систем.

4. Анализ ФЕС: Сопоставление петрофизических параметров с литотипами для прогноза наиболее перспективных коллекторских интервалов.

Литологически охарактеризован продуктивный пласт DIIIfm-III фаменского яруса. Данный интервал отличается сложным чередованием карбонатных пород [3]. Было выделено 6 основных литологических типов:

- известняки строматолитоподобные тонкослоистые;
- известняки биогермные водорослевые с пелоидным заполнителем (баундстоуны);
- известняки биогермные водорослевые с онколитами (желваковые) (баундстоуны);
- известняки биогермные строматопоровые (баундстоуны);
- известняки пелоидные (грейнстоуны);
- известняки микрокристаллические с органогенным детритом (вак-мадстоуны);

Разрез подвергался интенсивному влиянию вторичных изменений, что затруднило восстановление первичной структуры и текстуры, а также оказало ключевое влияние на пространственное распределение и тип пустотного пространства.

Рассмотрен характер строения разреза различных фациальных зон по площади исследования. Построены литолого-петрофизические разрезы и установлена связь литотипов с обстановками осадконакопления.

Особенностью верхнедевонского карбонатного комплекса отложений является их цикличное строение, отражающее смену относительного уровня моря. Разрез каждой из изучаемых скважин был разделен на циклопачки, строение которых отражает падение относительного уровня моря. Кроме того наблюдается сокращение мощностей циклопачек вверх по разрезу, что отражает общее обмеление морского бассейна к концу изучаемого геологического времени. Выделение циклопачек позволило провести корреляцию разрезов скважин (рис. 1).

Территория Тимано-Печорского НГБ в позднедевонское время представляла собой окаймленную карбонатную платформу в центральной и западной частях [4]. Окаймленные платформы представляют собой область мелководного осадконакопления, с отчетливым перегибом склона в сторону более глубоких вод, где перегиб является окраиной с волновым перемешиванием вод на более или менее непрерывной кайме рифов, которые выступают в роли барьеров [5].

Совместный анализ интерпретации керновых данных и структурной карты поверхности целевого пласта позволил реконструировать палеогеографические условия. В позднедевонскую эпоху Тимано-Печорский бассейн представлял собой карбонатную платформу окаймленного типа, что подтверждается региональными фациальными картами. На основании этих данных выполнена палеогеографическая интерпретация структурной поверхности, в результате которой выделены следующие зоны: барьерного рифа, зарифовых намывных островов, локальных карбонатных отмелей и шельфовой лагуны.

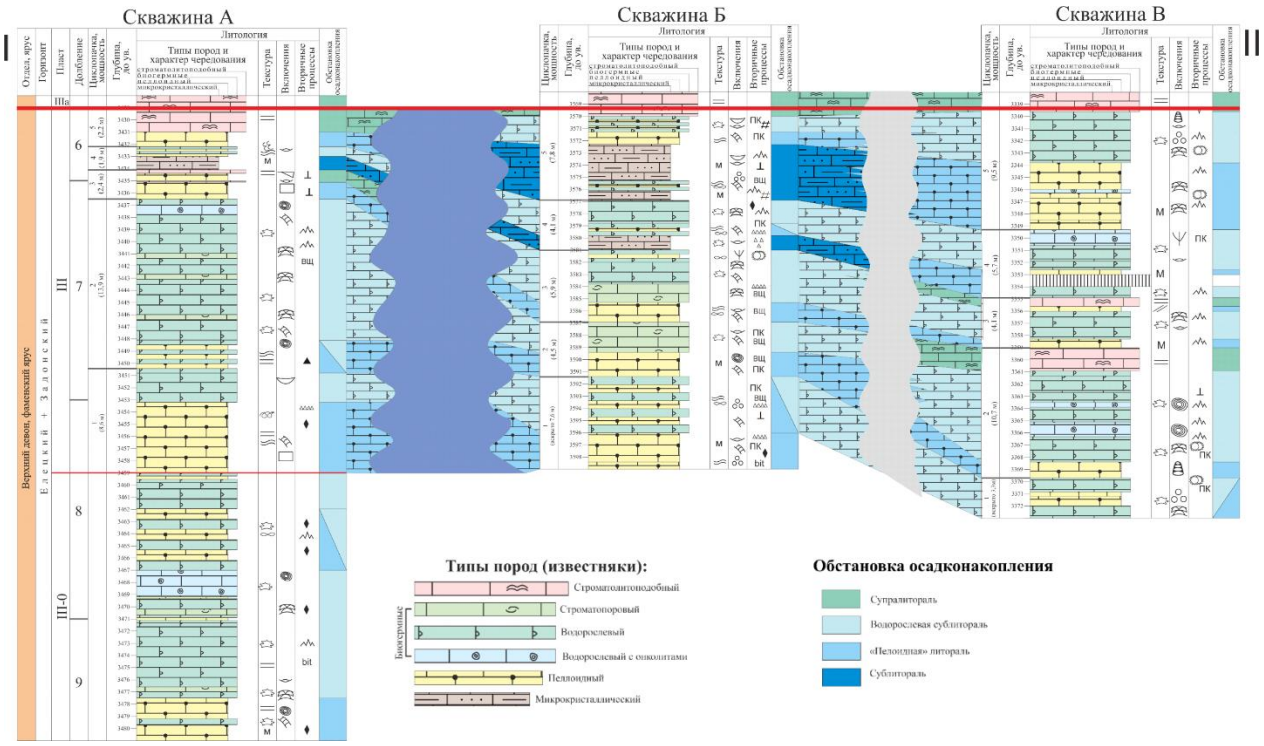


Рис. 1. Профиль седиментации через скв. А, Б, В (см. рис. 2)

Изучаемые разрезы относятся к трем различным палеогеографическим зонам (рис. 2), что определяет их литологическую дифференциацию.

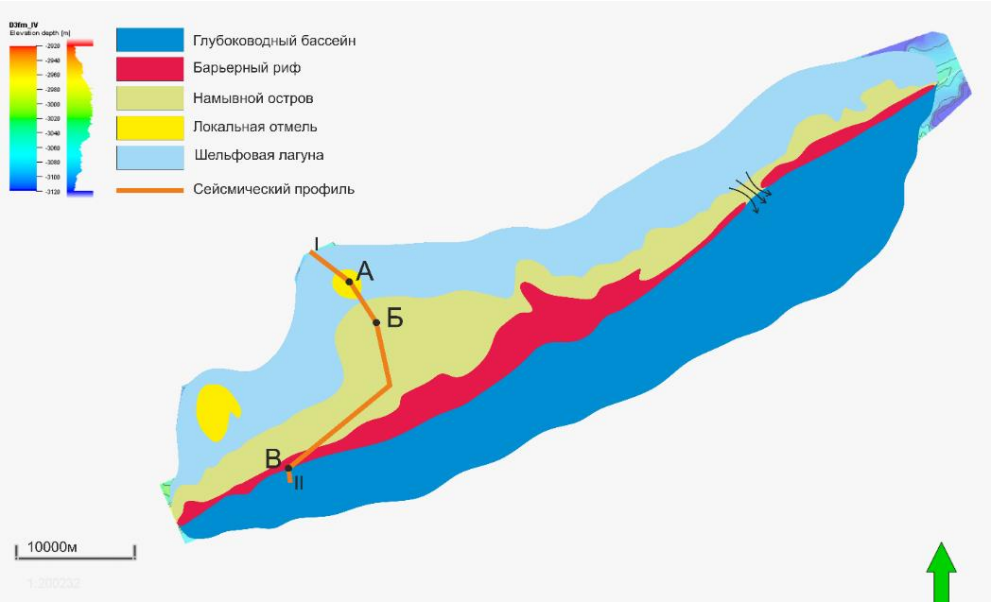


Рис. 2. Палеогеографическая карта северной части Колвавивосовской ступени для елецкого-задонского горизонтов. А, Б, В – опорные скважины (см. рис. 1)

Лучшими коллекторскими свойствами в разрезе обладают преимущественно биогермные известняки строматопоровые, водорослевые и пелоидные. Отмечается неравномерное нефтенасыщение от слабого до сильного.

Объем пустотного пространства в породах-коллекторах определялся процессами выщелачивания в периоды понижения уровня моря и активизации гидродинамики среды. В породах развиты преимущественно внутриформенные и межформенные, поры, а также каверны. Открытые трещины встречаются редко.

Комплексное исследование отложений фаменского яруса северной части Колвависовской ступени позволило:

1. Выделить и детально охарактеризовать ключевые литотипы карбонатных пород.
2. Установить доминирующую роль биогермных (баундстоуны) и пелоидных (грейнстоуны) известняков как основных пород-коллекторов с наилучшими ФЕС.
3. Доказать ведущую роль колебаний относительного уровня моря в формировании цикличностей разреза и пространственном распределении различных типов отложений.
4. Реконструировать палеогеографические условия мелководной окаймленной карбонатной платформы с активным развитием органогенных построек.

Результаты работы создают основу для построения детальных 3D геологических и гидродинамических моделей месторождений северной части Колвависовской ступени. Понимание генетической связи литотипов, фаций и ФЕС позволяет существенно повысить точность прогноза распространения коллекторов с улучшенными свойствами, оптимизировать планирование геологоразведочных работ и снизить риски при разбуривании новых площадей.

Литература

1. Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Отчет о НИР. Сыктывкар: Коми научный центр Уро РАН, 2005. 138 с.
2. *Dunham R.J.* Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of Carbonate Rocks / Ed. by W.E. Ham. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1962. P. 108–121.
3. *Казимиров Е.Т.* Текстурно-структурные формы организации пустотного пространства и их связь с фациями в фаменских карбонатных породах-коллекторах тимано-печорской нефтегазоносной провинции // Пустоваловские чтения 2022: Материалы традиционной конференции, посвященной 120-летию Леонида Васильевича Пустовалова. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. С. 60–62. EDN: MWLGOY
4. *Жемчугова В.А.* Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических, поисково-разведочных и промысловых работ в Республике Коми. М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2002. 243 с. EDN: SDSUKZ
5. *Жемчугова В.А.* Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. 232 с.

Особенности формирования залежей углеводородов в пределах Хорейверской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Белая И.В.*, Ростовщиков В.Б., Овчарова Т.А.
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия
*ibelaya@ugtu.net

Ключевые слова: седиментация, рифогенные системы, Большеземельский палеосвод, нестандартные ловушки, латеральная миграция

Хорейверская впадина является новым нефтедобывающим районом на северо-западе России. Включает в себя континентальную часть и арктический шельф. Степень разведанности ресурсов составляет около 50%, но для поддержания сырьевой базы разведанных запасов с целью устойчивого функционирования и развития нефтедобывающей промышленности в этом регионе требуется открытие новых месторождений нефти.

Строение осадочного чехла представлено карбонатно-терригенными образованиями от нижнего ордовика до юрско-мелового возраста, характеризующимися исключительно сложными условиями их залегания с образованием разнотипных ловушек и залежей.

В работе авторы рассматривают условия формирования залежей в карбонатном комплексе пород от силура до нижней перми и делают прогноз по поиску новых месторождений и залежей в этих отложениях.

Материалы и методы: палеогеологический, сейсмостратиграфический, литофациальный анализы; использованы материалы геолого-геофизических исследований по пробуренным скважинам (керн, каротаж), сейсмические профили поискового и регионального плана, структурные построения по основным отражающим горизонтам и геохимические исследования, выполненные ООО «Тимано-Печорский научный исследовательский центр».

Значительная часть работы посвящена изучению условий миграции углеводородов как первичной, так и вторичной. Во вторичной рассматриваются определенные ограничения латеральной миграции на значительные расстояния от очагов генерации из-за критических для движения флюидов литолого-фациальных изменений и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных массивов с эрозионными, рифогенными и биогермными ловушками. Здесь предпочтение отдается вертикальной миграции с местным заполнением ловушек из вмещающих нефтегазоматеринских пород. Как пример рассматриваются нетрадиционные «доманикитовые» и «доманикоидные» залежи (рис. 1).

Формирование нефтегазоперспективных ловушек происходило в разных нефтегазоносных комплексам по различному геологическому сценарию.

В ордовикско-нижнедевонском комплексе основную роль играл предверхнедевонский региональный перерыв в осадконакоплении. Коллекторы формировались в зоне гипергенеза: поровый, трещинный, кавернозный [3].

Затем в тиманское время зоны коллекторов были перекрыты трансгрессивными глинистыми отложениями, таким образом создавались многочисленные разнотипные литологические ловушки в силурийско-нижнедевонских отложениях (рис. 2).

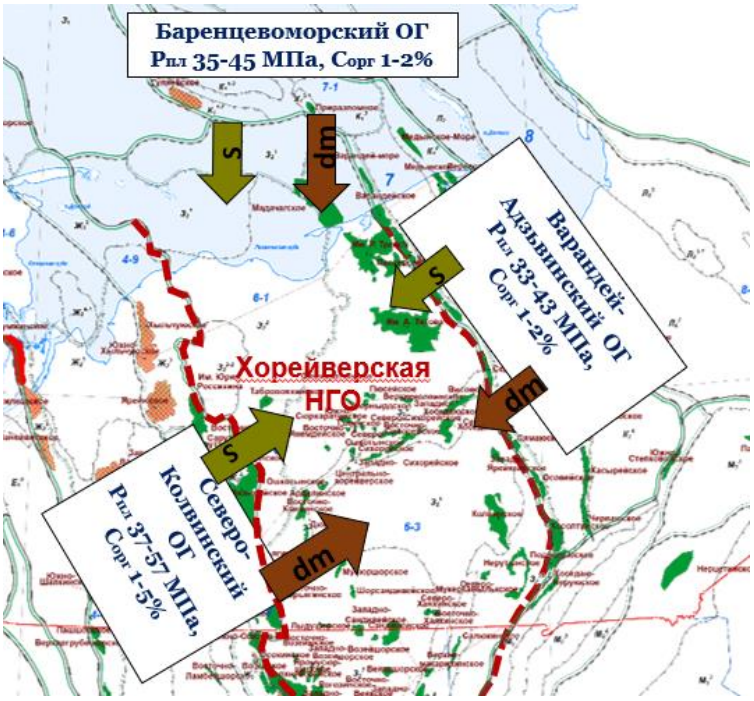


Рис. 1. Схема вертикальной и латеральной миграции углеводородов на территории Хорейверской нефтегазоносной области. Очаги генерации (построила И.В. Белая)

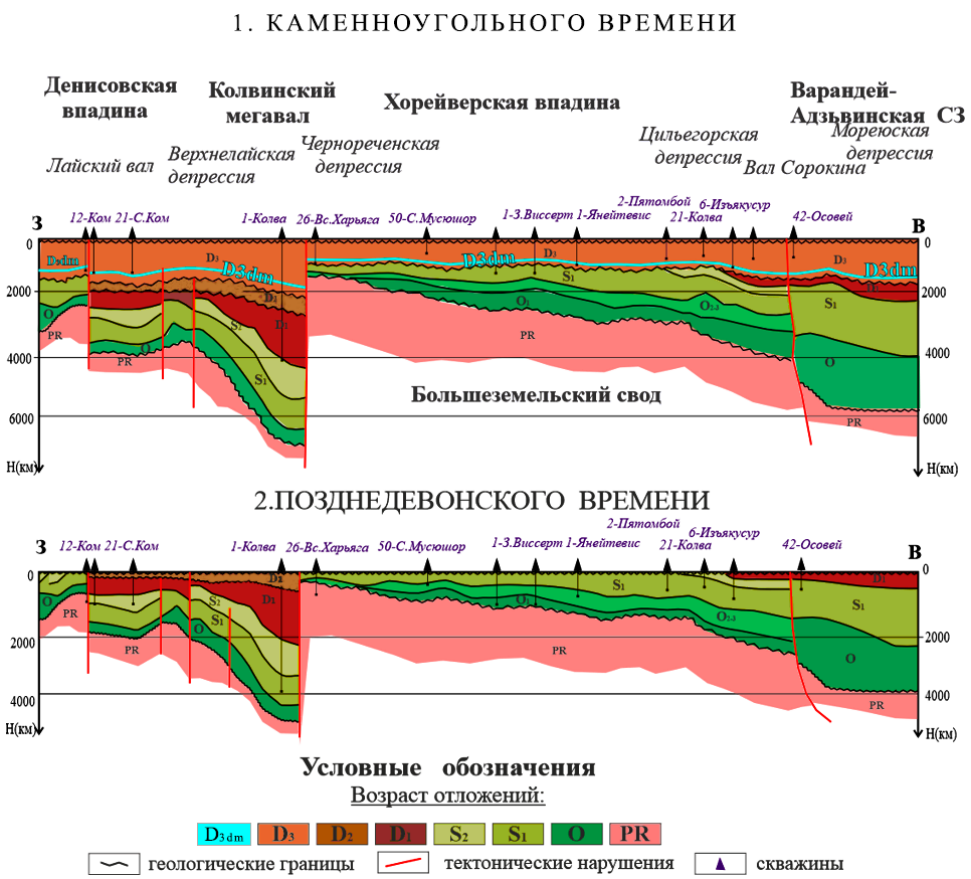


Рис. 2. Палеотектонические профили через Хорейверскую впадину на конец: 1. каменноугольного времени; 2. позднедевонского времени (построила И.В. Белая)

Углеводородная смесь поступала в ловушки за счет вертикальной и частично локальной латеральной миграции из нижележащих нефтегазоматеринских пород [2, 3].

Доманиково-турнейский комплекс характеризуется наличием единых рифогенных нефтеобразующих и нефтесборных систем. Представлен рифогенными образованиями различного типа, вмещающими их шельфовыми и депрессионными породами. Депрессионные отложения (доманикиты), являясь как нефтематеринскими, так и нефтевмещающими, служат для формирования нетрадиционных залежей без далекой миграции [1].

В средневизейско-нижнепермском комплексе широко развиты одиночные рифовые постройки, локализирующиеся в пределах сводовой части Большеземельского свода [1].

В результате исследований:

1. Установлены возможные условия формирования залежей в силурийско-нижнедевонских отложениях в пределах Большеземельского свода;
2. Дан прогноз наличия нетрадиционных залежей нефти в «доманикитах»;
3. Локализованы зоны сосредоточения органогенных рифовых построек в визейско-нижнепермском нефтегазоносном комплексе.

В дальнейшем рекомендуется:

– создание моделей природных нефтегазообразующих систем с оценкой их нефтегазогенерирующего потенциала;

– отработка методики и технологии поисков нестандартных ловушек в Хорейверской впадине с применением «полигонов».

Литература

1. *Теплов Е.Л.*, *Костыгова П.К.*, *Ларионова З.В.* и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. СПб.: Реноме, 2011. 286 с. EDN: QKKLJD

2. *Ростовщиков В.Б.*, *Колоколова И.В.*, *Белая И.В.* Перспективы поисков нефтегазовых объектов в верхнеордовикско-нижнедевонском мегарезервуаре на древних палеосводах Печорской синеклизы, методики и технологии геологоразведочных работ // Рассохинские чтения: Материалы международной конференции. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. С. 94–102. EDN: AKQKIT

3. *Жемчугова В.А.*, *Мельников С.В.*, *Данилов В.Н.* Нижний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна: строение, условия образования, нефтегазоносность. М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. 109 с.

Условия формирования залежей жидких и газообразных углеводородов в глубокозалегающих горизонтах (по результатам бассейнового моделирования)

Бондарева Л.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
liana_bondareva@ipng.ru

Ключевые слова: глубокозалегающие горизонты, залежи, моделирование, нефть, газ

Актуальность работы обусловлена поиском скоплений углеводородов (УВ) в глубоких горизонтах на фоне сокращения объема геологоразведочных работ и уменьшения количества неразведанных запасов УВ.

Целью работы является исследование условий формирования залежей жидких и газообразных углеводородов в глубокозалегающих горизонтах по результатам бассейнового моделирования.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3], а также опирается на классическую теорию формирования углеводородов.

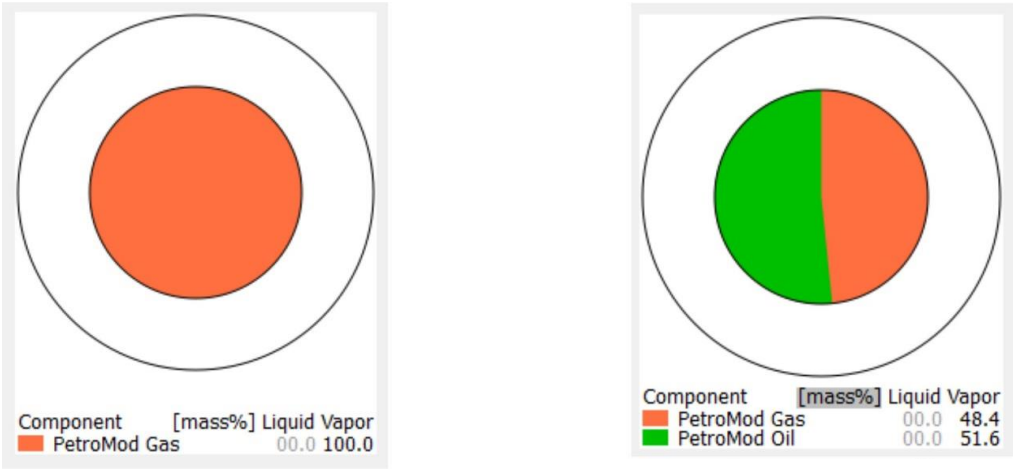
Для достижения поставленных целей был проведен анализ и обработка результатов бассейнового моделирования. Методология бассейнового моделирования объединяет различные методы и подходы, направленные на исследование и анализ формирования и эволюции осадочных бассейнов, что позволяет оценить их нефтегазоносный потенциал.

В работе были использованы фондовые материалы [4] и общедоступные геолого-геофизические данные.

Глубокие горизонты с их высокими температурами и давлениями влияют на фазовое состояние углеводородов. В них могут присутствовать следующие компоненты: нефть (в глубоких горизонтах она плотнее и тяжелее), газ (как свободный, так и растворенный в нефти), газоконденсат и вода.

Сравнительный анализ условий формирования и скоплений УВ разного фазового состава в глубоких горизонтах проводился на основе данных трехмерного бассейнового моделирования Бузулукской впадины (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) [5] и Коротаихинской впадины (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) [6].

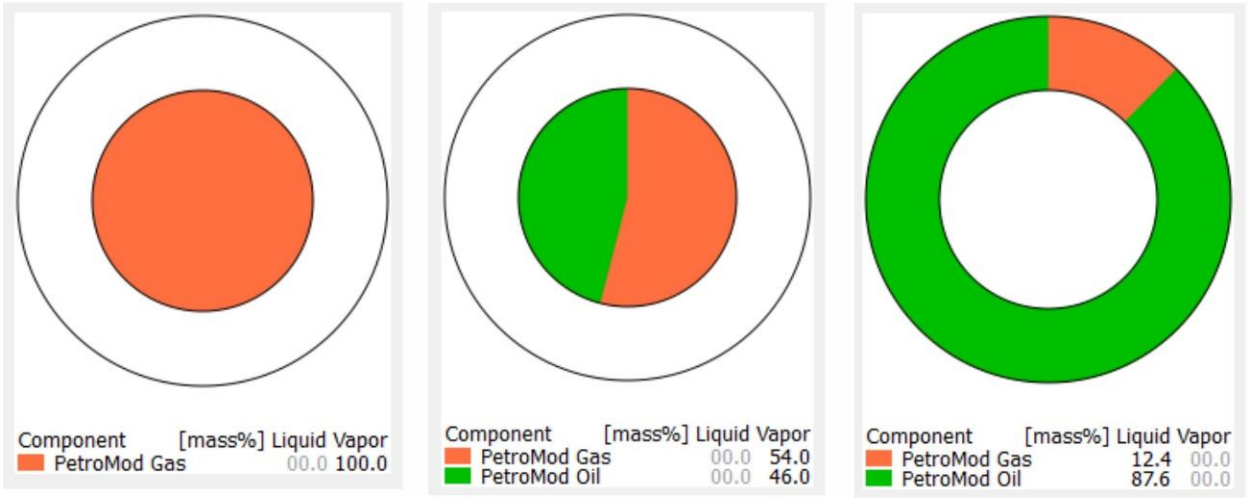
В работе представлены исследования фазовой изменчивости двух компонентов: нефти и газа. Исследование Бузулукской впадины выявило, что в ее южной, наиболее погруженной части, где палеозойские отложения залегают на большой глубине, присутствуют скопления свободного газа, а также нефть, находящаяся в газообразном состоянии, которая, по сути, представляет собой газовый конденсат. Условия, способствовавшие их образованию, включают высокую температуру, давление и определенные типы органического вещества в исходных нефтегазоматеринских толщах. Эти условия особенно важны на больших глубинах, поскольку они напрямую влияют на процесс генерации углеводородов, их фазовый состав и способность сохраняться в недрах. Результаты приведены на рис. 1.



а б

Рис. 1. Фазовый состав углеводородов глубокопогруженных горизонтов Бузулукской впадины: а – природный газ в газообразной форме; б – нефть и природный газ в газообразной фазе (газовый конденсат)

Пример Коротаихинской впадины демонстрирует несколько иную ситуацию: помимо свободного газа и конденсата, подтверждающих классическую теорию вертикальной зональности преобразования органического вещества, присутствуют нефтяные скопления в жидкой фазе. Результаты приведены на рис. 2.



а б в

Рис. 2. Фазовый состав углеводородов глубокопогруженных горизонтов Коротаихинской впадины: а – природный газ в газообразной форме; б – нефть и природный газ в газообразной фазе (газовый конденсат); в – нефть с растворенным газом в жидкой фазе

Одним из возможных ключевых условий формирования жидких УВ на больших глубинах является наличие соленосных толщ, которые выполняют две важные функции: во-первых, они действуют как «холодильник», вызывая охлаждение и растяжение зон катагенетической преобразованности; во-вторых, их низкая плотность обеспечивает низкое геостатическое давление. В Коротаихинской впадине есть верхнеордовикские соленосные толщи, поэтому данные условия можно отнести к верхнеордовикско-нижнедевонскому нефтегазоносному комплексу [7].

Следующий возможный фактор – наличие в геологическом разрезе нефтегазоносного бассейна региональных дислокаций (разломов). Эти дислокации могут функционировать как активные пути для теплопереноса и проявлять эффект охлаждения. В то время как Коротаихинская впадина представляет собой геологически сложную территорию с многочисленными и разнообразными тектоническими нарушениями (надвигами, сбросами, взбросами и сдвигами разных масштабов), Бузулукская впадина характеризуется более спокойной тектонической обстановкой. В ней не наблюдается надвиговых деформаций, а разломы и другие нарушения, как правило, мелкомасштабные и локализованы вблизи фундамента.

Скорости осадконакопления, особенно при «лавинном» режиме, могут замедлять прогрев пород. Это приводит к тому, что на больших глубинах могут сохраняться жидкие фазы углеводородов, поскольку породы не успевают полностью пройти катагенетические преобразования. Так, в Коротаихинской впадине наибольшие скорости осадконакопления отмечены с триаса по юру, где за 52 млн лет было накоплено до 5 км осадков, скорость осадконакопления составила 10 см в 1000 лет, что весьма существенно и можно отнести к «лавинной» седиментации. В Бузулукской впадине наибольшие мощности были накоплены в перми, где скорость осадконакопления составила 1 см за 1000 лет, что значительно ниже, чем в Коротаихинской впадине.

Вторичный крекинг представляет собой значимый геохимический процесс, оказывающий существенное воздействие на трансформацию и состав УВ в недрах, что является определяющим фактором для характеристик залежей нефти и газа.

В результате проведенных исследований был выполнен сравнительный анализ условий формирования жидких и газообразных углеводородов в глубокозалегающих горизонтах на основе численного бассейнового моделирования. Так, в пределах Бузулукской и Коротаихинской впадин в глубоких горизонтах отмечены преимущественно газовые скопления и газовые конденсаты, а в Коротаихинской впадине присутствуют еще и жидкие углеводороды.

Таким образом, исследование условий и факторов, влияющих на формирование углеводородов, представляет собой актуальную задачу для развития нефтяной отрасли.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Литература

1. *Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н.* Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры // SOCAR Proceedings. 2017. № 1. С. 4–16. https://doi.org/10.5510/OGP20170100302

2. *Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Осипов А.В., Бондарев А.В.* Генерация углеводородов на больших глубинах земной коры // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 3(284). С. 42–55. EDN: WWKENN

3. *Минлигалиева Л.И., Осипов А.В., Данцова К.И.* Условия формирования и сохранности на больших глубинах залежей жидких углеводородов (по результатам анализа зарубежного опыта геологоразведочных работ) // Нефть и газ – 2020: Тезисы докладов 74-й Международной молодежной научной конференции. Т. 1. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. С. 65–66. EDN: OZNHYE

4. *Горшков А.С., Захаров Н.В., Мейснер Л.Б.* и др. Создание геолого-геофизической модели строения акваториального продолжения (Печорское море) Коротаихинской впадины и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны (на основе региональных сейсморазведочных работ): Отчет по Госконтракту № К.41.2013.008 от 19.07.2013. Геленджик: Южморгеология, 2016.

5. *Бондарева Л.И., Попова М.К.А.* Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Бузулукской впадины Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 12(396). С. 17–22. EDN: ECILJC

6. *Бондарева Л.И.* Прогноз нефтегазоносности Коротаихинской впадины и складчато-надвиговых зон Урала // Глобальные научные тенденции: интеграция и инновации: Сб. статей Международной научно-практической конференции. Ч. 1. Симферополь: АРИАЛ, 2025. С. 67–73. EDN: WQKEMS

7. *Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П.* Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 1. С. 13–23. https://doi.org/10.18599/grs.18.1.3

Трещиноватость коллекторов на территории Бобровско-Покровского вала бортовой части Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов

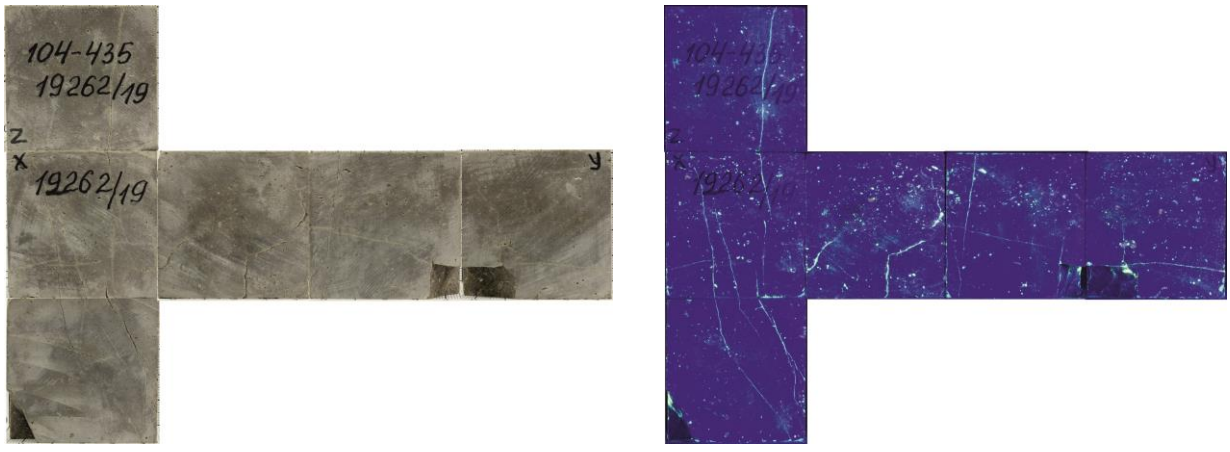
Вищунов Р.В.
Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи, г. Самара, Россия
vishunov.roman@yandex.ru

Ключевые слова: трещины, Оренбург, керн

Актуальность работы обусловлена изменением целевых глубин бурения, что приводит к возрастанию влияния трещин на добычу, вследствие этого необходимо подробное изучение трещиноватости. Целью работы является определение средней раскрытости трещин и их возможной природы на территории Бобровско-Покровского вала, бортовой части Муханово-Ероховского прогиба.

Общая информация о трещиноватости рассматривалась в работах [1, 2]. Подробное описание коллекторов Оренбургского месторождения приведено в работе [3].

Материалы и методы: для определения природы трещиноватости использовались данные анализа керна по 55 скважинам Оренбургской области. За основу выделения была использована ширина (раскрытость) микротрещин на кубических образцах керна с гранью 5 см (рис. 1). Измерения раскрытости трещин производились при помощи масштабной линейки как по фото в дневном свете, так и в ультрафиолете.



а б

Рис. 1. Ширина (раскрытость) микротрещин на кубических образцах керна с гранью 5 см: а – фото граней кубического образца в дневном свете, б – фото граней кубического образца насыщенного люминесцирующими жидкостями в ультрафиолетовом свете

Результаты раскрытости трещин приведены в табл. 1.

Таблица 1. **Данные по скважинам на территории Бобровско-Покровского вала (номера скважин изменены)**

Скважина	Пласт	Средняя раскрытость, мм
5	А4	0,05
32	А4	0,04
45	А4	0,06
219	А4	0,07
37	А5	0,08
219	А5	0,13
43	А5	0,06
239	Д5	0,07
273	Д5	0,05
225	Д5	0,13
45	Дф1	0,10
224	Дф1	0,11
1463	Дф1	0,06
43	Дф1	0,02
73	Дф1	0,04
46	Дф1	0,13
223	Дф1	0,15
12	Дф2	0,06
40	Дф2	0,07
3	Дф2	0,03
1463	Дф2	0,05
223	Дф2	0,08
239	Зл1	0,06
224	Зл1	0,08
226	Зл1	0,08
230	Зл1	0,09
49	Зл1	0,14
43	Зл1	0,04
225	Зл1	0,07
45	Зл2	0,06

Скважина	Пласт	Средняя раскрытость, мм
239	Зл2	0,10
273	Зл2	0,11
40	Зл2	0,16
226	Зл2	0,09
230	Зл2	0,06
3	Зл2	0,07
4	Зл2	0,13
1463	Зл2	0,06
49	Зл2	0,21
43	Зл2	0,01
224	Зл2	0,13
225	Зл2	0,09
46	Зл2	0,10
223	Зл2	0,10
239	Т1	0,08
40	Т1	0,12
230	Т1	0,10
1463	Т1	0,09
43	Т1	0,02
223	Т1	0,06
7	Т2	0,03
239	Т2	0,13
219	Т2	0,03
40	Т2	0,11
224	Т2	0,13
226	Т2	0,05
230	Т2	0,08
223	Т2	0,08
223	Т2	0,12

Расположение скважин представлено на рис. 2.

Анализируя данные, представленные в табл. 1, можно заметить, что средняя раскрытость трещин имеет близкие значения в образцах скважин, находящихся как внутри Бобровско-Покровского вала, так вблизи него (см. рис. 2). Учитывая тот факт, что в тектоническом отношении данная территория не претерпевала резких и значительных изменений, а также что средняя раскрытость трещин не претерпевает значительных изменений при переходе к другому структурному элементу, например, 45-БК (0,06 мм) и 5-БХ (0,05 мм), можно сделать вывод о нетектонической природе трещин на данной территории. Учитывая, что тектоника не играла

заметной роли, наличие стилолитовых швов и схожей раскрытости трещин на большой площади, дают основание предположить, что основную роль в развитии трещиноватости играл диагенез.



Рис. 2. Расположение скважин на фрагменте тектонической карты Самарской и Оренбургской областей

В результате проведенных исследований выдвинуто предположение, что главным трещинообразующим фактором на территории Бобровско-Покровского вала является диагенез. Таким образом, месторождения, расположенные на близких глубинах, будут иметь схожие значения ширины трещин. Учет параметров трещин позволит подбирать более качественный вариант разработки месторождения и улучшить прогнозирование добычи.

Литература

1. *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.

2. *Ольховатенко В.Е.*, *Трофимова Г.И.*, *Ожогина Т.В.* Методы изучения трещиноватости горных пород: Учебно-методическое пособие. Томск: Изд-во Томского государственного архитектурно-строительного университета, 2015. 80 с.

3. *Багринцева К.И.* Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.

Выделение и прогноз элементов природных резервуаров (коллекторов и флюидоупоров) на основе фациального анализа в терригенных формациях Западной Сибири

Еремина П.Н.[1,2]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
pollerm@mail.ru

Ключевые слова: флюидоупор, коллектор, фации

Актуальность работы обусловлена тем, что можно существенно изменить методологию совместного прогноза коллекторов и флюидоупоров. Конечной целью работы является создание в ближайшем будущем новой методологии выделения и прогноза элементов природных резервуаров с помощью фациального анализа на основе геолого-геофизических данных в терригенных формациях Западной Сибири.

Вопросы выделения коллекторов с помощью фациального анализа рассматривались в работах В.В. Шиманского и соавторов [1], В.А. Жемчуговой и соавторов [2]. Методы выделения флюидоупоров в толщах неколлекторов на основе данных каротажа были рассмотрены в работах В.В. Филиппова, В.Д. Ильина и др. [3].

В настоящем исследовании проведена интерпретация данных геофизических исследований скважин, в ходе которой выделены коллекторы (пласты Т и П) и флюидоупор в толще облекания коллекторов. Кроме того, в толще облекания выделены пачки, которые ни флюидоупорами, ни коллекторами не являются. Установлено, что контролирует обе залежи один тонкий глинистый пласт (гл. 1354–1356 м) в структуре облекания. Только этот пласт не имеет относительно повышенных сопротивлений в глинисто-алевролитовой толще облекания продуктивных коллекторов. Результаты интерпретации представлены на рис. 1. Получены значения пористости, проницаемости и параметра Ф для изучаемого фрагмента разреза (табл. 1).

По полученным значениям пористости и проницаемости были определены соответствующие фации в юрских отложениях согласно методологии, изложенной в многочисленных работах В.В. Шиманского и др., том числе в «Атласе фаций юрских и нижнемеловых терригенных отложений Западной Сибири» [1]:

– Флюидоупор и неколлекторы – фация приливно-отливной отмели (1);

– Пласты П и Т– фация надводного дельтового канала (2).

В соответствии с этой методологией (рис. 2), автором определены фации, содержащие коллекторы. Кроме того сделано предположение, что лежащая над коллекторами толща неколлекторов является фацией приливно-отливной отмели.

Полученный результат выделения коллекторов и флюидоупоров с помощью фациального анализа на основе данных промысловой геофизики представлен на рис. 3.

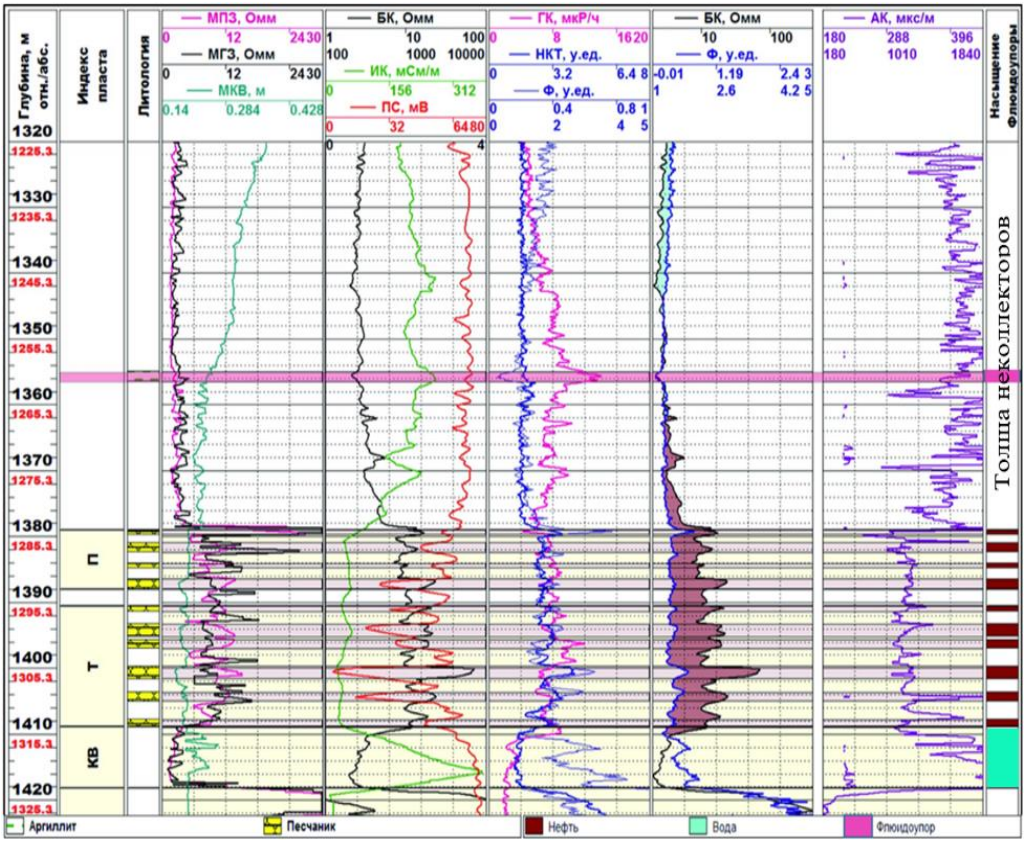


Рис. 1. Планшет с выделенными коллекторами и флюидоупором

Таблица 1. **Значения пористости и проницаемости по пластам**

Пласт	Jγ	НКТ	Ф	αпс	Среднее значение	
					Кп, %	Кпр, мД
Флюидоупор	14	0,7	0,05	0–0,1	?	менее 0,02
Коллектор П	7	2,4	0,34	0,35–0,85	25,50	9,50
Коллектор Т	8	3,2	0,4	0,35–0,65	21,76	172,02

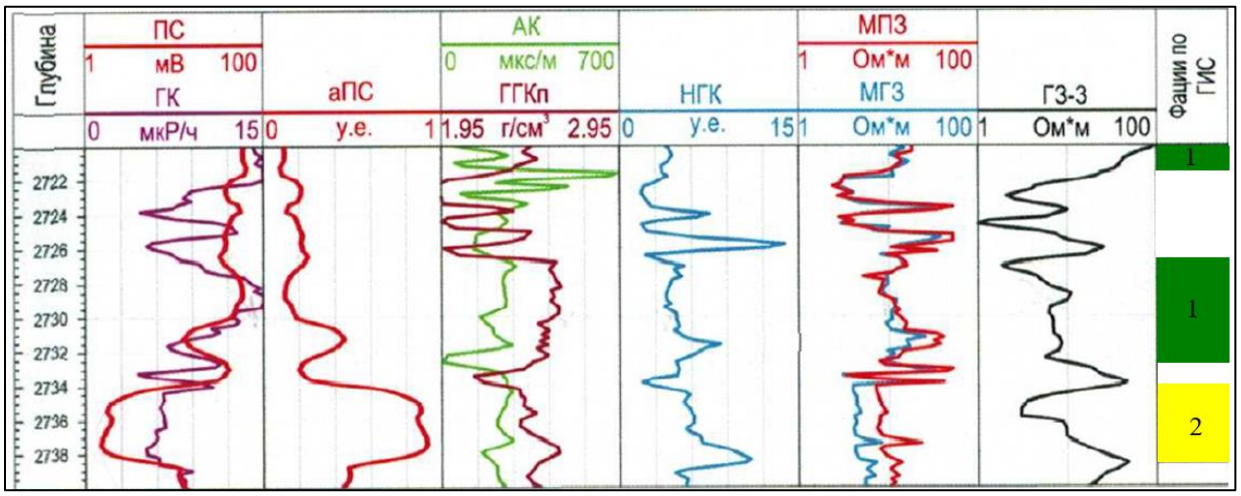


Рис. 2. Фациальная интерпретация ГИС [1]

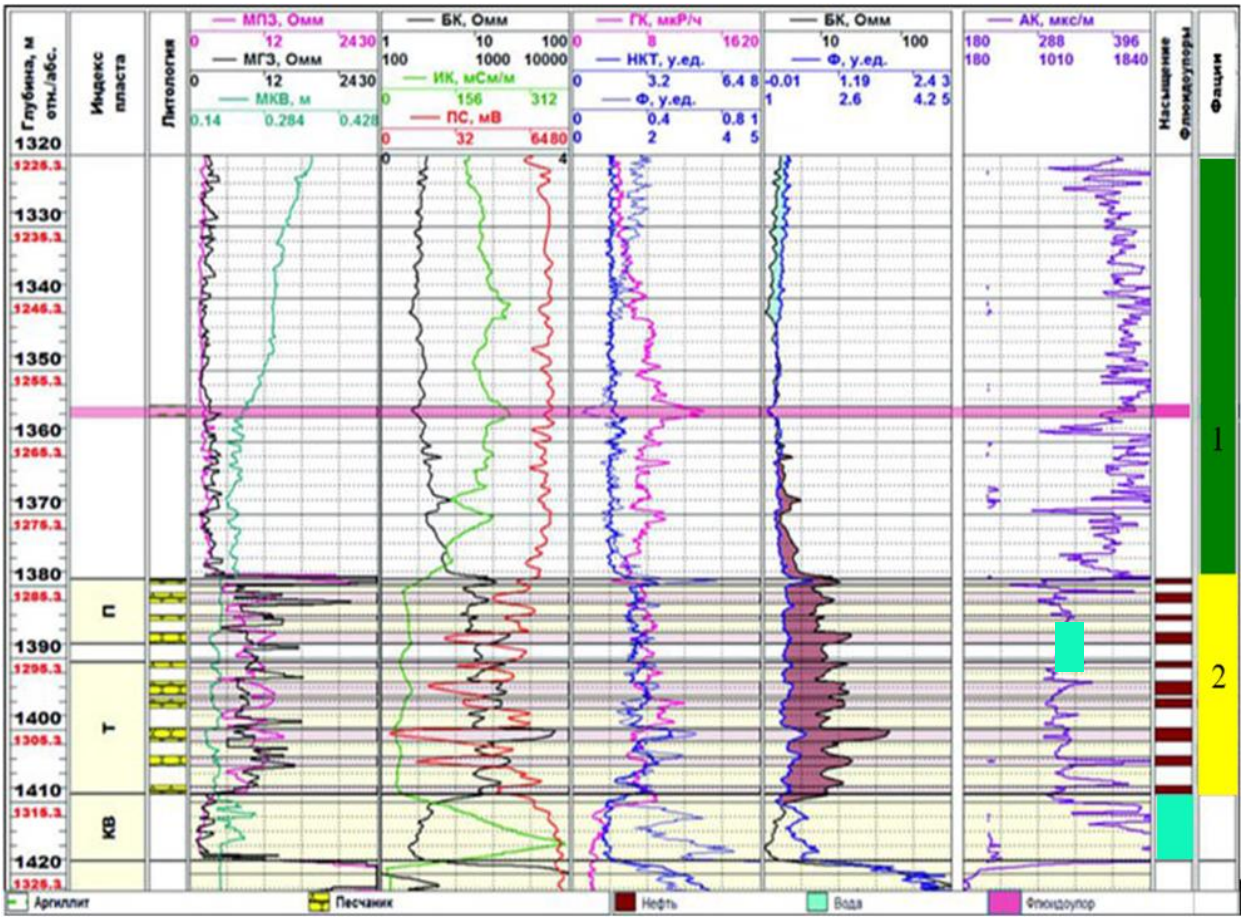


Рис. 3. Планшет с выделенными коллекторами, флюидоупором и фациями

Для более точного выделения коллекторов и флюидоупоров необходимо проведение ядерно-магнитного каротажа. В разных по глубине точках затухание намагниченности регистрируется в виде релаксационной кривой. Начальная амплитуда релаксационной кривой, отражающая число резонирующих ядер, пропорциональна объемному водородосодержанию. К моменту начала измерения релаксация ядер водорода, входящих в состав твердой фазы, уже завершается, и они не вносят вклад в сигнал. Поэтому метод характеризует водородосодержание только флюида (фильтрата, воды, нефти, газа) в пустотном пространстве породы, которое по данным калибровки пересчитывается в коэффициент пористости по ядерно-магнитному каротажу. Распределение пористости по «бинам» отражает пористость, приходящуюся на определенные интервалы времени T2 (в мс), называемые «бинами». Биновое представление позволяет увидеть соотношение пористости, приходящейся на поры различного размера. Чем больше номер бина, тем больших размеров поры формируют его емкость [4]. При расхождении кривых коэффициента общей пористости и связанного флюида, где кривая коэффициента общей пористости имеет значения больше, чем связанного флюида, выделяется коллектор, когда кривые сходятся и близки к 0%, то это может приниматься за флюидоупор. Результат интерпретации представлен на рис. 4.

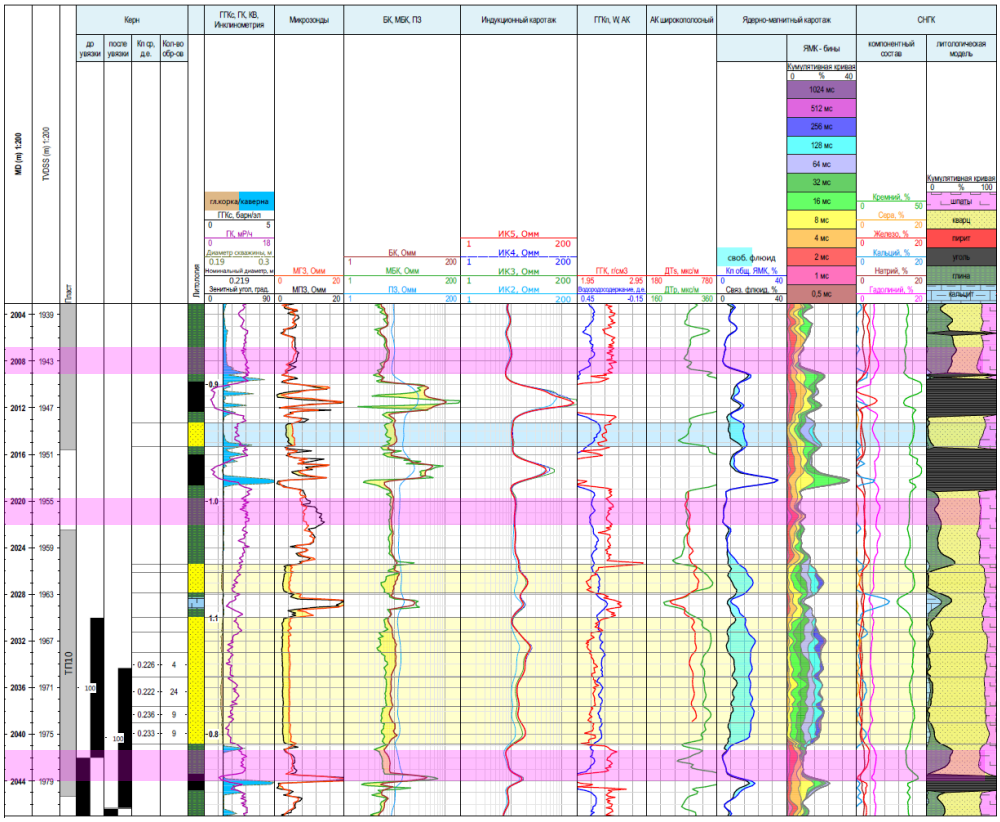


Рис 4. Планшет с результатами интерпретации ядерно-магнитного каротажа (розовым цветом выделены флюидоупоры)

В результате проведенных исследований показано, что современный комплекс геофизических методов исследования скважин, включающий ядерно-магнитный каротаж, позволяет выделять не только коллекторы, но и флюидоупоры в толщах пород-неколлекторов над ними в терригенных разрезах Западной Сибири. Фациальный анализ позволит в ближайшем будущем прогнозировать элементы природных резервуаров в межскважинном пространстве.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Литература

1. *Шиманский В.В.*, *Танинская Н.В.*, *Низяева И.С.* и др. Палеогеография юры и нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Кн. 2. Атлас фаций юрских и нижнемеловых терригенных отложений. СПб.: Реноме, 2023. 256 с.

2. *Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А.* Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 179–191. https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.18

3. *Гурова Д.И.*, *Данилова Е.М.*, *Коновалова И.Н.* и др. Выделение и картирование флюидоупоров по данным геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 11(383). С. 5–13. EDN: BJXKKV

4. *Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 437 с. EDN: QMOWWO

Нефтегазоносность триасовых и верхнепермских отложений Малоземельско-Колгуевской моноклинали: фациально-динамические зоны и перспективы освоения

Ершов А.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
aershov@ipng.ru

Ключевые слова: Малоземельско-Колгуевская моноклиналь, Тимано-Печорская провинция, нефтегазоносность, терригенные отложения, ловушки углеводородов

Малоземельско-Колгуевская моноклиналь, простирающаяся от материка к шельфу Баренцева моря, представляет собой часть Тимано-Печорской провинции, отличающуюся сложным тектоно-стратиграфическим строением и высоким углеводородным потенциалом в терригенных отложениях позднего палеозоя и раннего мезозоя. В основании моноклинали лежат мощнейшие толщи пермских осадков, сформированных в условиях регрессивной стадии морского цикла, когда обмеление бассейна обеспечивало активный приток континентальных наносов. Эти отложения представлены преимущественно песчаниками различного гранулометрического состава, алевролитами и аргиллитами, отличающимися изначально высокой первичной пористостью и проницаемостью. Однако по мере диагенеза многие коллекторы подверглись цементации, что снизило проницаемость.

В пермском комплексе выделяются несколько фациальных зон, отражающих эволюцию береговой линии: дельтовые тела рек, прибрежно-языковые осадки и мелководные фации. В дельтовых отложениях доминируют мощные песчаные прослои, часто перекрытые слоистыми глинами или аргиллитами, создающими литологические барьеры и комбинированные ловушки. Прибрежно-языковые фации характеризуются сложной чередой алевролитов, где фрагментарные песчаные линзы обладают ограниченными размерами, но при этом демонстрируют высокую проницаемость. Континентальные отложения северных частей моноклинали содержат признаки полуаридного климата, что проявляется в рыхлой текстуре и избыточной пористости, однако в этих горизонтах преобладают аргиллиты низкой проницаемости, затрудняющие миграцию и накопление углеводородов [1].

Сложные тектонические подвижки палеозойской эпохи привели к формированию линейных поднятий и разрывных нарушений, служащих фокусами миграции углеводородов и основаниями для образования антиклинальных ловушек. При детальном фациальном анализе в пределах этих поднятий прослеживаются линзовидные песчаные тела, контрастирующие с перекрывающими их аргиллитовыми покрышками, что обеспечивает эффективную изоляцию резервуаров.

Начиная с раннего триаса на территории исследования возобновилось активное осадконакопление под влиянием развивающихся палеоречных систем, чьи дельты и аллювиальные конусы оставили после себя эрозионно-аккумулятивные тела мощности до 15–20 м. Именно в базальных частях триасовых циклитов сформировались наиболее перспективные песчаные коллекторы с пористостью, варьирующейся от 15 до 25% и проницаемостью от 100 до 500 мД, что

доказано лабораторными исследованиями керна. Геометрия таких тел часто линзообразна, с асимметричным развитием по фронту палеоречной системы, и подвержена фациальным вариациям от грубозернистых песчаников у русла до мелкозернистых алевролитов на периферии, где иногда господствуют аргиллиты, перекрывающие песчаные пласты и создающие литологические экраны [2, 3].

Триасовые отложения Баренцевского шельфа обнаружены на Штокмановской, Северо-Кильдинской, Мурманской и Песчаноозерской площадях и характеризуются промышленными притоками углеводородов. Песчаноозерское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на восточной окраине о-ва Колгуев, приурочено к нижнетриасовым отложениям и включает три залежи в продуктивном горизонте T_1-В. Газ здесь имеет плотность 0,71 г/см³, содержание тяжелых углеводородов – 11,4% и азота – 3,38%. Литологические и минералогические признаки песчаников свидетельствуют о дельтовом генезисе [3].

На Таркском месторождении, также на о-ве Колгуев, выявлены две залежи нефти в песчаниках нижнего триаса. Нефть характеризуется плотностью 0,817 г/см³, содержанием серы – не более 0,11%, парафинами – 8,97% и содержанием смол и асфальтенов – 3,59%. В терригенных отложениях триаса Северо-Кильдинского месторождения на западном борту Южно-Баренцевской впадины отмечена залежь сухого азотно-метанового газа без серы. Пористость песчаников варьирует от 11 до 21%, относительная плотность газа к воздуху составляет 0,559, содержание тяжелых углеводородов – 0,29%, азота – 0,68% [3].

Мурманское газовое месторождение приурочено к структурному поднятию на южном борту Южно-Баренцевской впадины, здесь выявлено около двадцати продуктивных пластов песчаников ранне-среднетриасового возраста мощностью от 1 до 20 м. Газ имеет плотность не более 0,57 г/см³, содержит тяжелые углеводороды (1,21%) и азот (2,17%) [3].

В рамках триасового комплекса ключевую роль на о-ва Колгуев играют два открытых объекта: Песчаноозерская и Таркская площади. На Песчаноозерской площади в нижнетриасовых отложениях чаркабожской свиты выявлено нефтегазоконденсатное месторождение, характеризующееся сложным чередованием линзовидных песчаных пластов и аргиллитовых прослоев-покрышек. Разведочное бурение и сейсморазведка позволили уточнить границы пластов, отметив их протяженность вдоль оси древнего русла и обнаружив аномалии насыщенности в центральных зонах линз. На Таркской площади пробурен ряд скважин, нацеленных на углубленный анализ разнофациальных зон, что подтвердило наличие нефтенасыщенных линз в нижнетриасовых песчаниках и благоприятные условия сохранности углеводородов за счет комбинации структурных и литологических ловушек [4, 5].

Тектонические процессы в позднем триасе также оставили след в виде локальных поднятий и синклинальных прогибов, влияющих на миграционные траектории и локализацию залежей. Важную роль при этом сыграли глинистые покрышки, сформированные в спокойных условиях трансгрессивных фаз, способные препятствовать вертикальной миграции углеводородов. Подтверждением этому служат результаты каротажа и анализ керна, зафиксировавшие непрерывность экранирующих алевролитово-аргиллитовых пачек мощностью от 5 до 20 м над продуктивными песчаниками.

Сравнительный анализ пермских и триасовых коллекторов выявляет ряд сходств и отличий, значимых для оценки разведочного потенциала. В перми мощности терригенных толщ

достигают сотен метров, однако коллекторские свойства варьируют сильнее из-за смены фаций и неоднородности диагенетических преобразований. Триасовые же тела имеют более ограниченный вертикальный диапазон, но отличаются более однородной текстурой и лучшей прослеживаемостью по пластам за счет выраженной линзовидности. Ловушки верхнепермских отложений в основном структурно-литологические, образованные на пересечении антиклиналей и литологических барьеров, тогда как в триасе преобладают комбинированные типы — структурно-литологические и литолого-стратиграфические, реализованные внутри циклитов [6, 7].

Для повышения точности прогноза нефтегазоносности в регионе все активнее применяются методы бассейнового моделирования с учетом истории осадконакопления, тектоники и тепловой эволюции пород. Моделирование термического режима позволяет восстановить картину прогрева недр, оценить скорость катагенеза и сформировать прогнозы насыщения углеводородами и зрелости органического вещества. Одновременно гидродинамический анализ пластового давления и истории эксплуатации смоделированных участков выявляет зоны «раннего старения» резервуаров и участка, требующие интенсификации добычи.

Инновационные технологии добычи, такие как методы гидроразрыва пласта, доказали свою эффективность на аналогичных низкопроницаемых коллекторских горизонтах: внедрение гидроразрыва позволяет увеличить коэффициент извлечения до 10–20%, особенно в линзах триасовых песчаников. Комбинированные схемы бурения с прокладкой наклонных стволов в разнофациальных зонах дают возможность уточнить трехмерную геометрию пластов и снизить риски аварийных вскрытий.

Автором в результате анализа 2D сейсморазведки, каротажных данных и других геолого-геофизических данных выделена экспериментальная площадка, предлагаемая в пределах северо-западной части о-ва Колгуев, в которой планируется провести бурение поисковой скважины, дополненное МОГТ-3D сейсморазведкой, что позволит интегрировать данные керна, каротажа и сейсморазрезов и отработать предложенную методику как на континенте, так и на шельфе.

В перспективе создание детальных фациально-динамических моделей, опирающихся на сочетание полевых наблюдений, лабораторных измерений и цифровых методов, обеспечит более точное выделение зон концентрации ловушек, соответствующих наиболее благоприятным условиям генерации и аккумуляции углеводородов.

Таким образом, терригенные отложения перми и триаса Малоземельско-Колгуевской моноклинали и прилегающего шельфа Баренцева моря представляют собой сложную систему разновозрастных коллекторов и покрышек, где чередование дельтовых, прибрежных и континентальных фаций сочетается с тектоникой и сложной тепловой историей. Открытие Песчаноозерского и Таркского месторождений демонстрируют успешность интеграции геологоразведочных, лабораторных и моделирующих методов, а применение современных технологий бурения и гидроразрыва позволит существенно повысить эффективность освоения ресурсов. Для дальнейшего развития месторождений важно продолжить апробацию комплексных моделей на экспериментальных полигонах, проводить 3D сейсморазведку и уточнять модели, что обеспечит обоснованное и экономически эффективное освоение нефтегазоносных зон Баренцева моря.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Литература

1. *Грунис Е.Б., Маракова И.А., Ростовщиков В.Б.* Особенности строения, условия формирования пермского терригенного комплекса, этапы образования неантиклинальных ловушек в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 2017. № 1 С. 13–25. EDN: YHSWDZ

2. *Грунис Е.Б., Маракова И.А.* Перспективы открытия новых месторождений в Тимано-Печорской провинции и арктическом шельфе // Геология нефти и газа. 2019. № 5. С. 5–13. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-5-5-13

3. *Тимонина Н.Н.* Нефтегазоносность триасовых отложений арктических районов Тимано-Печорской провинции // Вестник геонаук. 2024. № 6(354). С. 3–11. EDN: HHEHBA

4. *Ершов А.В.* Нефтегазоносные мегакомплексы Печорского моря: структура, ресурсы и перспективы освоения // Булатовские чтения. 2025. Т. 1. С. 37–39. EDN: QBNJEP

5. *Ершов А.В.* Перспективы нефтегазоносности триасовых и пермских отложений Восточно-Колгуевского района: характеристика зон нефтегазонакопления и прогноз трудноизвлекаемых запасов // Новая техника и технологии для трудноизвлекаемых запасов углеводородов: Тезисы докладов XXXI научно-практической конференция им. Лаптева В.В. Уфа: Новтек Бизнес, 2025. С. 87–89. EDN: MYDVIQ

6. *Прищепа О.М.*, *Богацкий В.И.*, *Чумакова О.В.*, *Аверьянова О.Ю.* Перспективные направления геологоразведочных работ в Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области // Разведка и охрана недр. 2010. № 4. С. 45–53. EDN: MICJWB

7. *Прищепа О.М.*, *Богацкий В.И.*, *Чумакова О.В.*, *Орлова Л.А*. Перспективы нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4, № 4. С. 6. EDN: KXSTSV

Условия формирования коллекторов верхней части атдабанского яруса (нижний кембрий) Южно-Якутского месторождения

Жемчугова В.А.[1]*, Лебедько В.А.[2], Власов А.Е.[1]*****
1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
2 – ООО «Специальные геофизические системы данных», г. Москва, Россия
*zem@gds.ru, **lebedkoveraa@gmail.com, ***vlasov.alexandr.av@gmail.com

Ключевые слова: доломиты, коллектор, седиментационно-емкостная модель

Южно-Якутское месторождение расположено на Непско-Ботуобинской антеклизе (НБА), которая является чрезвычайно перспективной территорией, обладающей значительными запасами углеводородного (УВ) сырья, сосредоточенными в нижнекембрийском комплексе карбонатных отложений [1], характеризующемся недоизученностью, обусловленной высокой сложностью его внутреннего строения. Целью данного исследования стала разработка седиментационно-емкостной модели карбонатных отложений верхней части атдабанского яруса (нижний кембрий), описывающей закономерности формирования в ней коллекторов и их пространственное распределение в пределах Южно-Якутского месторождения. Высокая актуальность работы объясняется невозможностью применения традиционных подходов к изучению целевых отложений, однородных латерально и резко неоднородных по вертикали. Такое строение толщи (в совокупности с наличием нескольких соленосных пластов) делает затруднительным использование сейсмических данных для детального расчленения и корреляции разреза в межскважинном пространстве, что позволяет опираться только на детальный анализ керна и данных геофизического исследования скважин (ГИС) по ограниченному числу скважин.

Обширный фактический материал, включающий коллекцию керна по 8 скважинам (свыше 900 м), коллекцию шлифов по 6 скважинам (свыше 1000 образцов) и данные комплекса ГИС по 14 скважинам использовался для создания седиментационно-емкостной модели путем комплексирования методов литофациального анализа и седиментационно-емкостного моделирования.

Литогенетическая типизация целевых пород (ЛГТ) верхней части атдабанского яруса Южно-Якутского месторождения, осуществлялась на основе изучения признаков, свидетельствующих об условиях и механизмах накопления осадка или роста каркасов. Макро- и микроскопическое изучение керна показало широкое разнообразие слагающих нижнекембрийские отложения ЛГТ, которые по вещественному составу, седиментационной структуре и текстурным характеристикам были объединены в ассоциации (группы) седиментационно-раннедиагенетических доломитов, известняков и вторичных доломитов, аргиллитов, ангидритов и солей (рис. 1). На основании распространения по разрезу и по площади выделенных ЛГТ и их парагенетических ассоциаций были определены четыре фациальных комплекса, слагающих разрез отложений верхней части атдабанского яруса северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы: литоральный, сублиторальный со свободным и затрудненным водообменном, лагунный. Основной источник биогенного карбонатного материала – сублитораль, осадконакопление в пределах которой

контролируется степенью ее изоляции от морского бассейна, рельефом дна и гидродинамикой водной среды. Площадное распределение пород разного генезиса от опорных скважин к скважинам с неохарактеризованным керном определялось с помощью перехода к «каротажным» фациям при помощи анализа имеющегося комплекса ГИС (в первую очередь данных ГК, НГК, ГГК-п и АК).

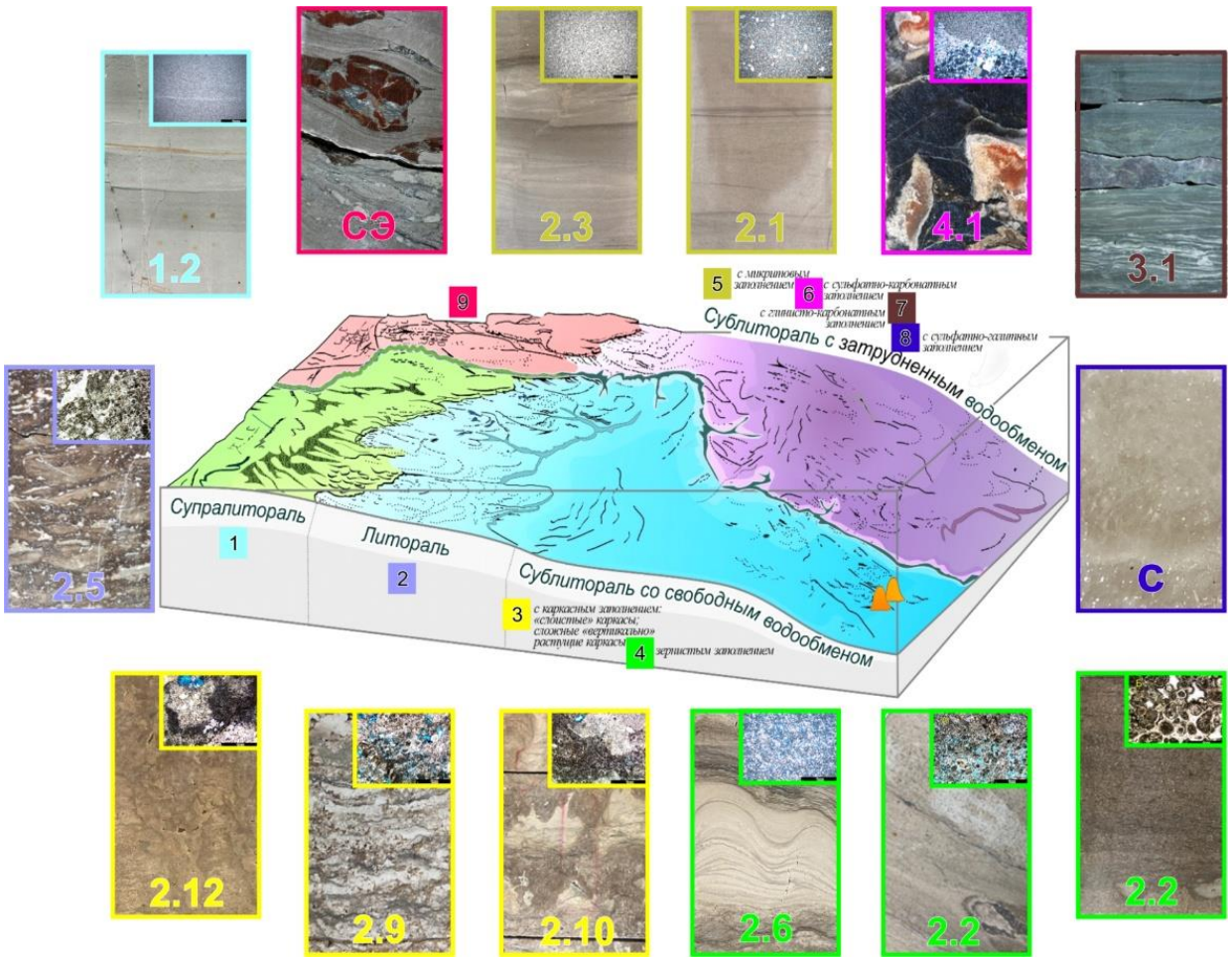


Рис. 1. Седиментационная модель отложений верхней части атдабанского яруса

Реконструкция условий седиментации целевых отложений позволила установить, что они представляют собой классический элемент эпиконтинентальной карбонатной платформы. Этот факт находится в строгом соответствии с современными региональными представлениями об истории геологического развития НБА в раннем кембрии, которая, по-видимому, представляла из себя эпиконтинентальную платформу [2] с рифовым обрамлением, выделяемым как Сахайская органогенная полоса, пересекавшая Восточно-Сибирскую платформу с северо-запада на юго-восток [3].

В рассматриваемых отложениях Южно-Якутского месторождения пустотное пространство (образованное зачастую в ходе нескольких генераций) имеет широкий спектр вариаций происхождения. Однако, как было установлено, основной агент формирования пористости –

выщелачивание. Для проведения седиментационно-емкостного моделирования использовались результаты лабораторных исследований стандартных цилиндрических образцов (1244 образца) с определениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): коэффициента открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу. Эти данные использовались для анализа распределения значений ФЕС внутри выделенных литотипов и фаций. Было выяснено, что при всей сложности структуры пустотного пространства среди карбонатных коллекторов доминируют два литогенетических типа – доломиты с седиментационной каркасной и зернистой структурами; с первыми ассоциируются коллекторы главным образом кавернового и трещинно-порово-кавернового типов, среди вторых преобладают коллекторы порового типа (рис. 2). Также определена закономерность деструктивного влияния на ФЕС засолонения, проявленного тем сильнее, чем лучше были первичные, седиментационно обусловленные параметры пустотного пространства.

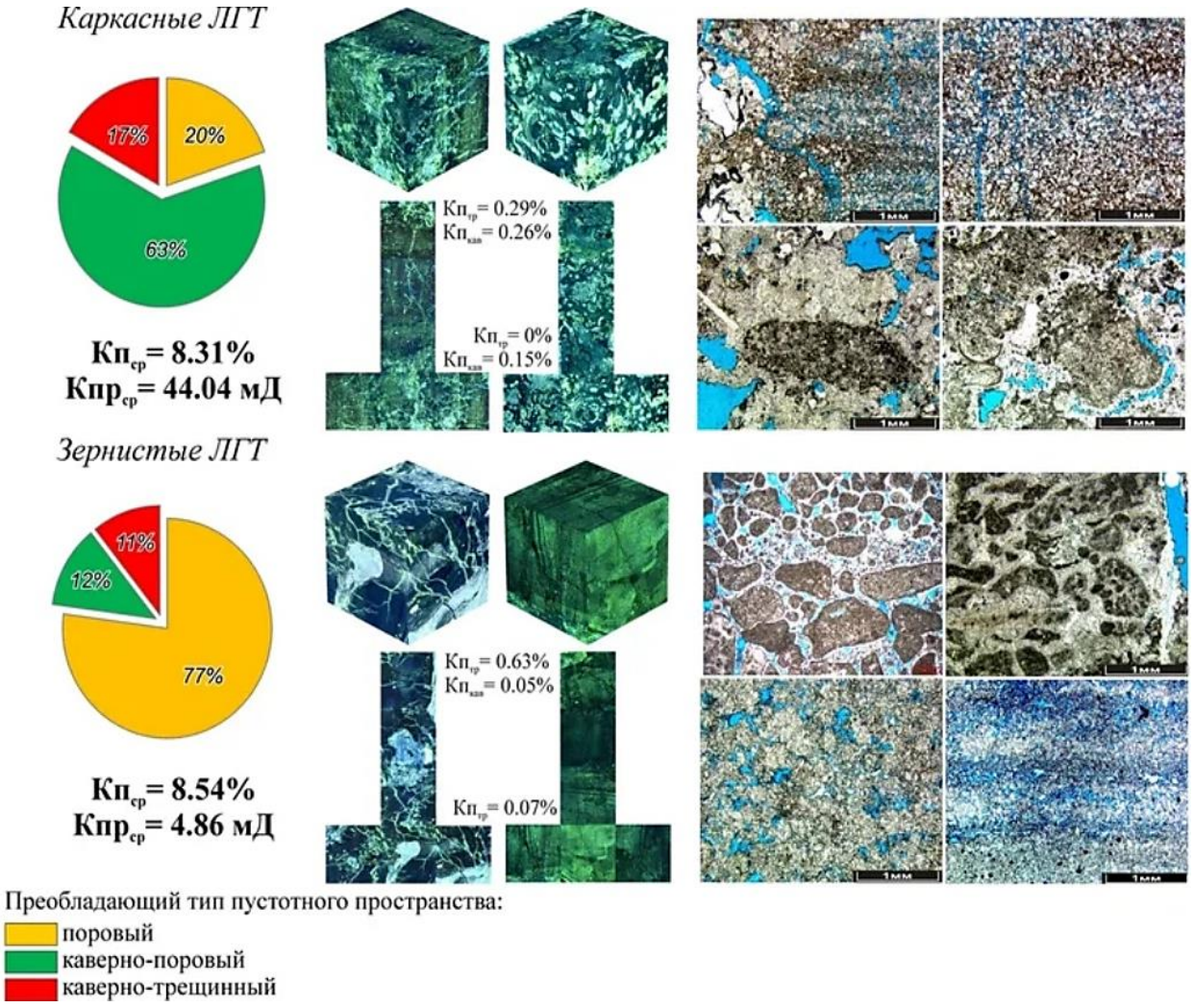


Рис. 2. Емкостная характеристика коллекторов

В результате проведенных исследований удалось разработать подробную седиментационную модель карбонатных отложений верхней части атдабанского яруса нижнего

кембрия в пределах Южно-Якутского месторождения. Комплексирование данных петрофизических исследований керна с полученными данными о механизмах образования изучаемых отложений позволили выявить зависимость между структурой пустотного пространства и генезисом пород. Полученная седиментационно-емкостная модель позволила оценить качественно и количественно закономерности формирования коллекторов и их пространственное размещение. Благодаря выполненным изысканиям удалось провести прогнозное районирование исследуемой территории по литофациальному признаку и по относительному качеству встречаемых коллекторов (в условиях методической невозможности применения данных 3D сейсморазведки), выделив наиболее благоприятные области развития коллекторов.

Литература

1. *Анциферов А. С., Бакин В. Е., Воробьев В.Н.* и др. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР. Новосибирск: Наука, 1985. 245 с.

2. *Мельников Н.В.* Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. 148 с.

3. *Лучинина В.А.*, *Коровников И.В.*, *Новожилова Н.В.*, *Токарев Д.А.* Биофации раннего кембрия Сибирской платформы по бентосу (хиолиты, мелкораковинная проблематика, археоциаты, трилобиты и известковые водоросли) // Стратиграфия, геологическая корреляция. 2013. Т. 21, № 2. С. 3–21. https://doi.org/10.7868/S0869592X13020051

Послойная неоднородность газонасыщенных карбонатных отложений Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по проницаемости

Киреева М.О.[1,2]*, **Бурханова И.О.**[1]**
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*m.kireeva@ipng.ru, **burhanova@ipng.ru

Ключевые слова: неоднородность, проницаемость, карбонатные отложения, Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение

Длительно разрабатываемое Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) находится на поздней стадии разработки, что диктует необходимость поиска направлений увеличения ресурсного потенциала месторождения. Одним из таких направлений является локализация остаточных дренируемых и невовлеченных в активную разработку запасов газа и конденсата [1]. При решении этих задач проводят анализ неоднородности продуктивных отложений [2].

Изучением зависимости продуктивности отложений от степени геологической неоднородности занимались Г.М. Золоева, В.Д. Лысенко, Л.Ф. Дементьев и др. С целью изучения неоднородности карбонатного продуктивного пермокарбонового разреза ОНГКМ проведены расчеты параметра послойной неоднородности (ПН) $V^2_{посл}$ по центральной, западной и восточной частям месторождения по методике В.Д. Лысенко с учетом распределения четырех типов коллектора: поровый, поровый слабопроницаемый, трещинно-поровый и трещинный [3].

Расчет ПН проводился по формуле [4]:

$$V^2_{\text{посл}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times (K_{pi})^2}{(\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times K_{pi})^2} - 1, \quad (1)$$

где n_j – число проницаемых прослоев в скважине j; K_{pi} – проницаемость i-го пропластка в скважине j, мД.

Показатель P_i оценивался по формуле:

$$P_i = \frac{h_i}{\sum_{i=1}^{n_j} h_i}, \quad (2)$$

где h_i – толщина i-ого пропластка в скважине j, м; $\sum h_i$ – сумма толщин проницаемых пропластков в скважине j, м.

При расчетах использованы материалы интерпретации данных геофизических исследований скважин, проведенной специалистами ООО «ВолгоУралНИПИгаз», по 538 скважинам центральной части, 147 скважинам западной части и 119 скважинам восточной

части ОНГКМ. Используемая в расчетах методика оценки коэффициентов абсолютной проницаемости для разных типов коллекторов ОНГКМ разработана ранее в лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов Института проблем нефти и газа РАН на основе результатов исследования неэкстрагированных образцов керна, отобранного из одной вертикальной параметрической, двух вертикальных и 40 горизонтальных эксплуатационных скважин. В табл. 1 приведена характеристика распределений значений параметра послойной неоднородности $V^2_{посл}$ газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ дифференцировано по стратиграфическим подразделениям: артинскому (P_1ar), сакмарскому (P_1s) и ассельскому (P_1a) ярусам нижнего отдела пермской системы, верхнему (C_3) и среднему (C_2) отделам каменноугольной системы и частям месторождения (центральной, западной, восточной).

Таблица 1. **Характеристика распределений значений параметра послойной неоднородности $V^2_{посл}$ газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ (центральная, западная и восточная части)**

Характеристика / Отложения	Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество значений
Центральная часть				
Артинский ярус P_1ar	0,2	13,4	3,3	538
Сакмарский ярус P_1s	0,0	19,9	2,5	523
Ассельский ярус P_1a	0,0	7,0	1,4	487
Верхний карбон C_3	0,0	12,0	1,3	381
Средний карбон C_2	0,0	9,8	1,7	271
Западная часть				
Артинский ярус P_1ar	0,2	13,2	2,7	147
Сакмарский ярус P_1s	0,2	13,4	5,0	143
Ассельский ярус P_1a	0,0	13,2	2,0	123
Верхний карбон C_3	0,0	6,4	0,9	69
Средний карбон C_2	0,0	5,9	1,9	31
Восточная часть				
Артинский ярус P_1ar	0,1	12,7	1,7	119
Сакмарский ярус P_1s	0,0	9,6	0,8	90

В результате анализа расчетов послойной неоднородности продуктивных карбонатных отложений ОНГКМ по проницаемости выявлено, что максимальные значения $V^2_{посл}$ характерны для газонасыщенных отложений артинского и сакмарского ярусов центральной и западной частей месторождения, т. е. отложения этого возраста наиболее неоднородны (см. табл. 1). В восточной части месторождения газонасыщенными являются отложения P_1ar и P_1s, которые отличаются большей однородностью по сравнению с отложениями того же возраста в центральной и западной частях ОНГКМ. Газонасыщенные отложения P_1a и C_2 характеризуются средней неоднородностью, C_3 – низкой неоднородностью.

По результатам расчета ПН построены карты распределения величин послойной неоднородности $V^2_{посл}$ для газонасыщенных пермокарбоновых отложений центральной, западной и восточной частей Оренбургского НГКМ. На рис. 1 представлен пример карт для центральной

части месторождения. Анализ карт распределения величин послойной неоднородности $V^2_{посл}$ показал, что наблюдается большой разброс значений величины $V^2_{посл}$ по скважинам как по стратиграфическим подразделениям, так и по площади.

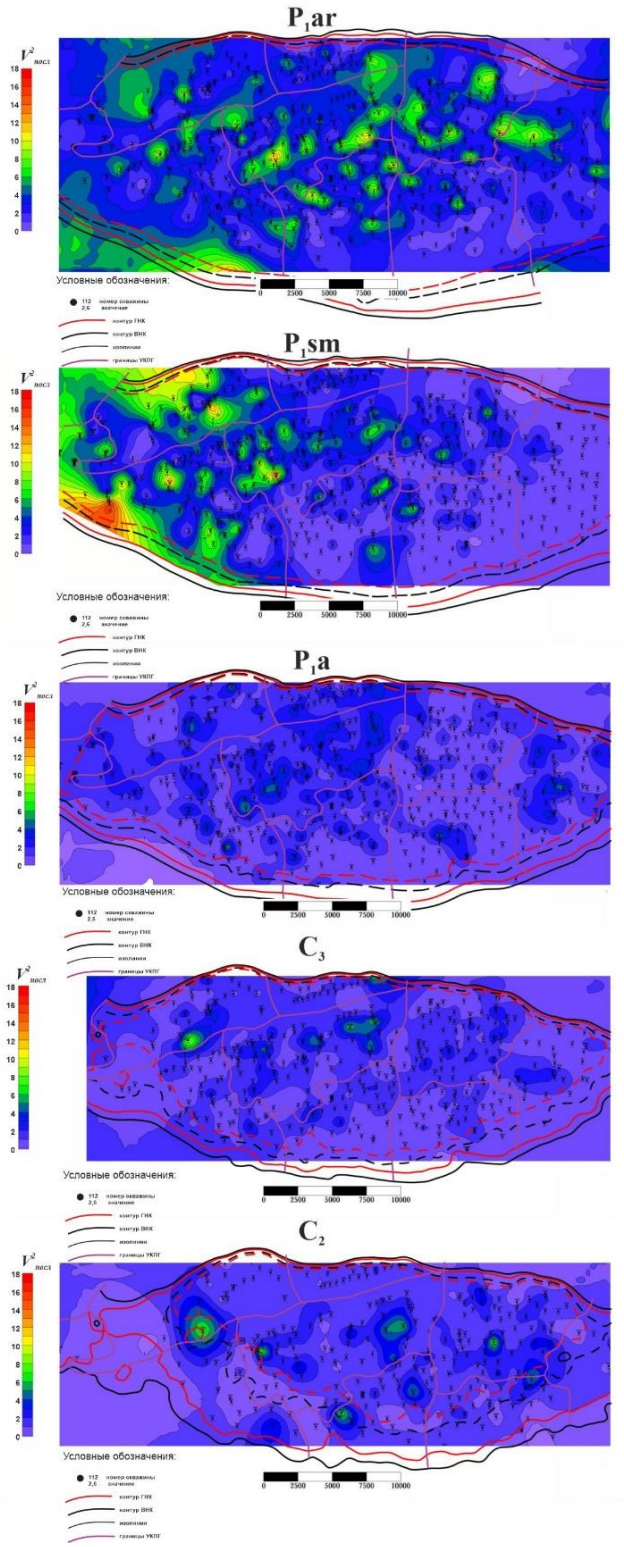


Рис. 1. Карты распределения величин послойной неоднородности $V^2_{посл}$ для газонасыщенных пермокарбоновых отложений центральной части Оренбургского НГКМ в едином масштабе [5]

Построенные карты послойной неоднородности газонасыщенных карбонатных отложений по проницаемости являются основой для анализа геолого-промысловых данных с целью локализации зон невыработанных запасов углеводородов, а также анализа влияния неоднородности изучаемого разреза на процесс обводнения.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

Литература

1. *Баишев В.З., Назыров М.Р.* Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 1(47). С. 28–31. EDN: THRHVG

2. *Золоева Г.М*. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС. М.: Недра, 1995. 212 с. EDN: WKIXCG

3. *Трифонова М.П.* Трехмерное геологическое моделирование сложнопостроенных уникальных длительно разрабатываемых месторождений УВС (на примере Оренбургского НГКМ): Автореф. … дис. канд. геол.-минерал. наук. М., 2012. 29 с. EDN: ZONOIP

4. *Лысенко В.Д., Грайфер В.И.* Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. 607 с. EDN: QMYEGH

5. *Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н.* и др. Анализ связи неоднородности продуктивного разреза Оренбургского НГКМ и процесса обводнения // Геофизика. 2025. № 4. С. 69–77. https://doi.org/10.34926/geo.2025.46.88.009

База разработанных алгоритмов вероятностной оценки. Часть 1. Интегрированный подход к экспресс-оценке объектов

Переплеткин И.А.[1,2]
1 – Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
2 – Группа Компаний «Газпром Нефть», г. Санкт-Петербург, Россия
perepletkin.ia@gmail.com

Ключевые слова: методики вероятностной оценки, многовариантное геологическое моделирование, структурный каркас, эффективные толщины, флюидонасыщенный объем

В настоящее время процесс оценки ресурсной базы ассоциируется с совокупностью сложностей и неопределенностей, обусловленными как качеством исходной геолого-геофизической информации, так и сроков, заложенных на оценку активов в рамках процесса геологоразведочных работ (ГРР) [1]. Целью данной работы является разработка универсального подхода к картированию ловушек в рамках процесса вероятностной оценки. Основная задача исследования – проработка частных сценариев и автоматизация процессов расчета вероятностной оценки ресурсной базы (ВОРБ) на крупных проектах ГРР, апробация и внедрение методик на различных участках разной степени изученности.

Предложенный универсальный алгоритм расчета вероятностной оценки (Workflow) [2] предполагает более 2000 комбинаций расчета в зависимости от исходных данных для прогноза (рис. 1).



Рис. 1. Интегрированный подход к многовариантной оценке: матрица решений

Подход объединяет 3 частных случая для вариации структурного каркаса, 6 частных случаев расчета прогнозных эффективных толщин (осуществление прогноза технически реализовано как в пределах объема пласта, так и исключительно в пределах объема коллектора), 8 частных случаев для прогноза флюидонасыщенного объема (для расчета двухфазной системы), а также комплекс решений (9 потенциальных комбинаций) для прогноза нефте- и газонасыщенных толщин для расчета трехфазных ловушек. Автоматизирован процесс расчета как структурно-литологических ловушек, так и «комбинированных» – имеющих одновременно литологический и тектонический экраны, учет неопределенностей границы объекта (литологического экрана), а также циклы расчета при случаях некондиционных скважинных данных.

Рассмотрим подробнее 3 основных этапа расчетов и разработанные решения. Для учета неопределенностей структурных построений рассматривается случай расчета как одного пласта, так и кейс многопластового месторождения.

При отсутствии кондиционных данных по окружению для фациального районирования и оценки ошибок структурных построений, вариацию мощности каждого пласта рекомендуется [1] производить созависимо друг от друга путем использования ко-кригинга случайных карт. В данном случае общие толщины каждого пласта оцениваются по формуле (1):

$$\text{Н} = \text{Н(баз)} + N * STD(\text{стр.}) \bullet Random\ map \quad , \qquad (1)$$

где Н(баз) – базовая структурная карта; N = 2 или 3, данный коэффициент выбирается экспертно в соответствии с рекомендациями [3] в зависимости от величины ошибок структурных построений; *STD*(стр.) – карта среднеквадратичного отклонения структурных построений, получаемая по данным оценки ошибок структурных построений; *Random map* – «случайная карта» со средним значением, равным 0 и диапазоном значений от -1 до 1.

Генерация случайных карт производится случайно для каждой из реализаций методом последовательного Гауссового моделирования (SGS), однако, как было отмечено ранее, данные карты должны быть созависимы для различных пластов. Ранги и азимут вариограмм регулируются размерами тел по аналогам и особенностями обстановки осадконакопления.

Отдельный частный случай разработан для случая многовариантного прогноза структурного плана многопластового месторождения. Расчеты производятся в 4 этапа:

1. Вариация структурных карт стратиграфических границ верхнего и нижнего опорных горизонтов.
2. Независимая вариация карт общих толщин каждого «промежуточного» пласта по формуле (1). Проводится площадная дифференциация ошибок структурных построений в зависимости от величины общих толщин.
3. Построение карт долей для каждой из полученных реализаций карт общих толщин для конкретной итерации многовариантных расчетов. Расчет проводится путем деления карты общей толщины каждого отдельного пласта, полученной на первом этапе, на карту суммарной мощности всего интервала.
4. Нормирование исходных карт общих толщин на суммарную мощность стратиграфического интервала путем перемножения с картами долей.

Подробно использованная методика вариации структурного плана описана коллективом авторов в работе [4].

Для многовариантной оценки эффективного объема реализовано 8 следующих сценариев:

1 способ. Прогноз через регрессионную зависимость от общих толщин пласта:

$$\text{Нобщ} = a * \text{Нэфф} + b, \text{отсюда Нэфф} = (\text{Нобщ} - b)/a, \qquad (2)$$

где Нобщ – общая толщина пласта после вариации структурного плана; Нэфф, – прогнозные эффективные толщины; a и b – коэффициенты. Коэффициент a или b возможно задать в качестве диапазонов (случайных переменных).

2 способ. Прогноз эффективных толщин через регрессионную зависимость от значений атрибута. Метод основан на пересчете по регрессионной зависимости (3), при этом задается диапазон коэффициентов *a* или *b*:

$$\text{Нэфф} = a * \text{Атрибут} + b. \quad (3)$$

Аналогичным образом реализован прогноз коэффициента песчанистости (NTG) через регрессионную зависимость от значений атрибута. Расчет эффективных толщин производится через перемножение полученных карт NTG и общие толщины.

3 способ. Построение «случайной» карты эффективных толщин. Метод основан на построении стохастичными алгоритмами «случайной» карты в каждой новой реализации. Параметры вариограмм регулируются геометрией и размерам тел исходя из концептуальной модели, диапазоны значений – данными более изученных аналогов соответствующей обстановки осадконакопления.

4 способ. Построение «случайной» карты NTG и дальнейшим ее умножением на карту общих толщин – тем самым получая результирующую карту эффективных толщин.

5 способ. Использование базовой карты эффективных толщин и ее вариация по формуле:

$$\text{Нэфф} = \text{Н(эфф.баз)} + STD(\text{эфф.}) \bullet Random\ map\ , \quad (4)$$

где Н(эфф.баз) – базовая карта эффективных толщин, получена путем перемножения карты общих толщин на NTG или построена по регрессии; *STD*(эфф.) – карта среднеквадратичного отклонения для эффективных толщин (представляет собой константу, значение которой снимается со статистики построенной карты эффективных толщин, выходит к нулевым значениям в областях скважин с наличием РИГИС коллектора); *Random map* – случайная карта со средним значением, равным 0 и среднеквадратичным отклонением, равным 1.

Генерация «случайных карт» производится случайно на каждой реализации, однако в данном случае не предусматривается взаимозависимость значений от пласта к пласту.

6 способ. Вариация базовой карты NTG (по аналогичному принципу) с дальнейшим пересчетом в эффективные толщины путем перемножения с картами общих толщин.

Многовариантный расчет флюидонасыщенного объема подразумевает следующие частные случаи:

1. Задание фиксированного значения флюидоконтакта без вариации или задание сценария предельного насыщения (согласно принципу, описанному в работе [5]).
2. Задание диапазона значений флюидоконтакта по скважинным данным.
3. Задание диапазона значений флюидоконтакта от кровли пласта (коллектора) до кровли водонасыщенного пропластка.
4. Задание диапазона значений флюидоконтакта от подошвы нефте(газо)насыщенного пропластка до подошвы пласта (коллектора).
5. Варьирование флюидоконтакта от кровли до подошвы пласта (коллектора).
6. Варьирование флюидоконтакта согласно диапазону коэффициента заполнения.

7. Варьирование флюидоконтакта от подошвы нефте(газо)насыщенного пропластка до подошвы пласта (коллектора) с дополнительной коррекцией с использованием максимально возможного коэффициента зполенния по данным аналогов.

8. Варьирование флюидоконтакта от кровли пласта (коллектора) до кровли водонасыщенного пропластка с дополнительной коррекцией с использованием минимально возможного коэффициента заполнения по данным аналогов.

Предложенный подход позволяет достаточно гибко оценить неопределенности по эффективному и продуктивному объему ввиду наличия серии универсальных разработанных циклов в зависимости от наличия, типа и степени кондиционности различных исходных данных. Основными преимуществами методики является простота реализации и высокая скорость расчета, а также универсальность: применимость как для структурных, так и структурно-литологических, структурно-стратиграфических и тектонически экранированных ловушек.

Литература

1. *Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М.* Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VII Всероссийской молодежной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2024. С. 155–159. EDN: EEYPFI

2. *Асмаев Д.А., Тышкевич А.А., Коваленко И.А*. и др. Применение ПО «Геомейт» с алгоритмами 2D вероятностной оценки на одном из зональных проектов. ПроГРРесс’23. Геологоразведка как бизнес: Сб. материалов 3-й международной научно-практической конференции. М.: Геомодель, 2023. С. 288–290. EDN: NPWWJR

3. *Киселев В.С., Козлов Е.А., Захарова Г.А.* Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ при работах на нефть и газ. М.: ВНИИГеофизика, 1984. 23 с.

4. *Алехин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С.* Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 122–140. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art2

5. *Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М.* и др. Лучшие практики вероятностной оценки ресурсной базы неструктурных ловушек в зависимости от степени геологической изученности (на примере ачимовской толщи) // Геомодель 2024: Сб. материалов 26-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: Геомодель Развитие, 2024. С. 22–26. EDN: BDNDZN

База разработанных алгоритмов вероятностной оценки. Часть 2. Частные случаи для объектов различного генезиса

Переплеткин И.А.[1,2]
1 – Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
2 – Группа Компаний «Газпром Нефть», г. Санкт-Петербург, Россия
perepletkin.ia@gmail.com

Ключевые слова: методики вероятностной оценки, многовариантное геологическое моделирование, континентальные отложения, дельтовые отложения, глубоководные конусы выноса

Ввиду двух следующих трендов, сложившихся в последние годы – фокус на региональные научно-исследовательские работы (НИР) и привлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), возникает необходимость внедрения универсальных подходов к вероятностной оценке ресурсной базы (ВОРБ) объектов со сложным геологическим строением [1]. Актуальность внедрения автоматизированных алгоритмов заключается в качественной проработке камеральной части геологоразведочных работ (ГРР) в сжатые сроки (в частности, учета совокупности геологических неопределенностей, связанных со сложным геологическим строением) [2, 3].

В работе описаны подходы с множеством частных случаев расчета для трех типов объектов сложного геологического строения – континентальные отложения (русловые тела и пояса меандрирования), объекты дельтового генезиса, а также глубоководные конусы выноса (ачимовская толща и аналоги). Уникальность описанных методик заключается в поэтапном учете совокупности неопределенностей, связанных с особенностями концептуального геологического строения сложных объектов. Результатом расчетов является набор карт общих, эффективных и продуктивных толщин, далее используемых в рамках ВОРБ, анализе рисков и расстановки системы разработки.

Методика ВОРБ для континентальных отложений

Методика многовариантной оценки эффективных нефтегазонасыщенных толщин континентальных отложений основана на комплексном анализе данных [4, 5] с акцентом на пространственное положение тел на седиментационных слайсах, с учетом концептуального строения русловых систем. Методика включает в себя 5 основных этапов (рис. 1):

1. Выделение русловых объектов (тел) на серии седиментационных слайсов и слайсов спектральной декомпозиции: выделялись полигоны каналов, врезанных долин, меандр и эстуариев;
2. Построение дискретной карты, показывающей количество слайсов, на которых визуализируются объекты, выделенные в пределах пласта: на каждый слайс, где объект прослеживается, генерируется карта со значением «1» в границе снятого полигона;
3. Суммирование созданных карт по всем объектам в пределах определенного пласта в карту «объекто-слайсов» (принцип подробно описан в статье [6]): данная карта имеет математический смысл как количество объектов, выделяемых в пределах пласта на всех слайсах;

4. Построение карты тренда путем нормирования карты «объекто-слайсов» на значения распределения коэффициента песчанистости (NTG) согласно имеющемуся фациальному районированию.

5. Построение карты NTG с использованием тренда: использован процесс collocated co-kriging с высоким коэффициентом корреляции (0,85). Полученная карта NTG явилась основной для построения карты эффективных толщин путем перемножения с картой общих толщин пласта.

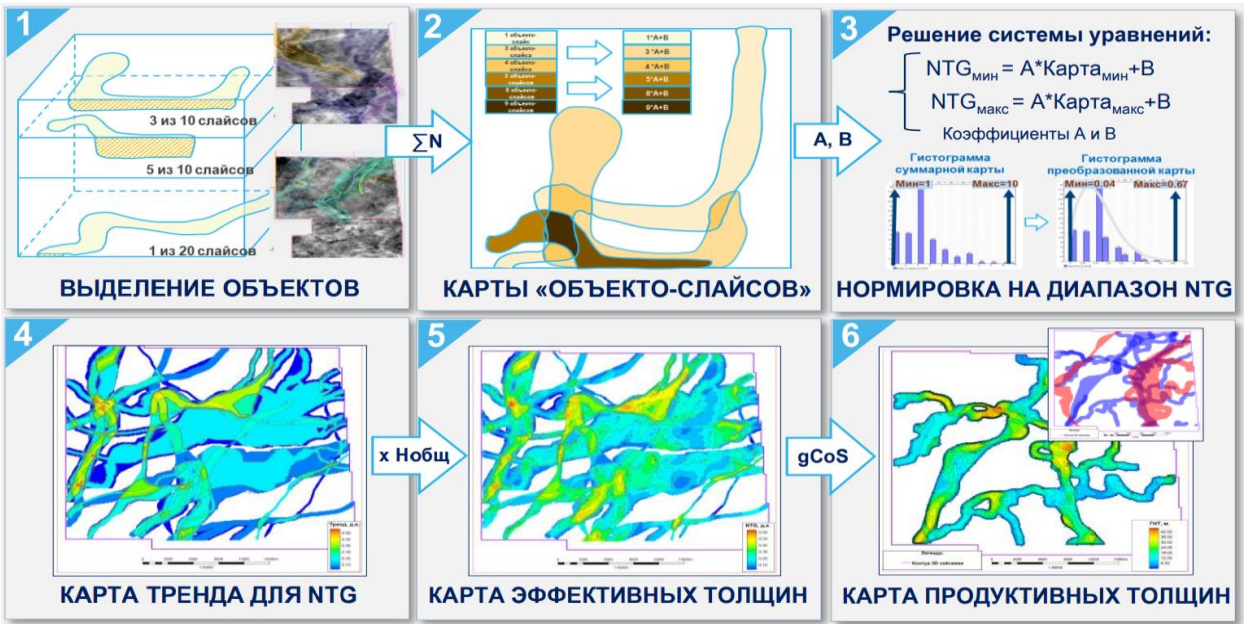


Рис. 1. Последовательность операций в рамках методики ВОРБ для континентальных отложений

Методика ВОРБ для дельтовых объектов

Достаточно схожий принцип использован при многовариантном моделировании дельтовых тел (рис. 2). На первом этапе происходит систематизация выделенных объектов по количеству прослеживаемых слайсов в пределах пласта (или нескольких пластов в отдельных случаях). По сейсмической картине выделяются полигоны палеоканалов и лопастей фэн-дельт [7]. На рис. 2.1 показан пример выделения соответствующих седиментологических элементов в пределах франско-фаменских отложений дельтового генезиса Волго-Уральской провинции.

На каждый слайс, где прослеживается объект, генерируется карта со значением «1» в границе снятого полигона. Получив на первом этапе для каждой системы объектов и для каждого слайса карты со значением «1», далее эти карты суммируются между собой. Данная карта отражает проекцию количества объектов, выделенных в пределах пласта на всех слайсах. Математически карта представляет долю мощности песчаного тела коллектора в объеме пласта (рис. 2.2). Данная карта служит в качестве тренда для построения карт NTG (рис. 2.3). Значения распределены по нормальному закону со средним выбранным случайно из принятого распределения NTG по аналогам (распределение по залежам). Скорректированная карта NTG являлась основой при построении карты эффективных толщин (рис. 2.4) путем перемножения ее с картой общих толщин пласта.

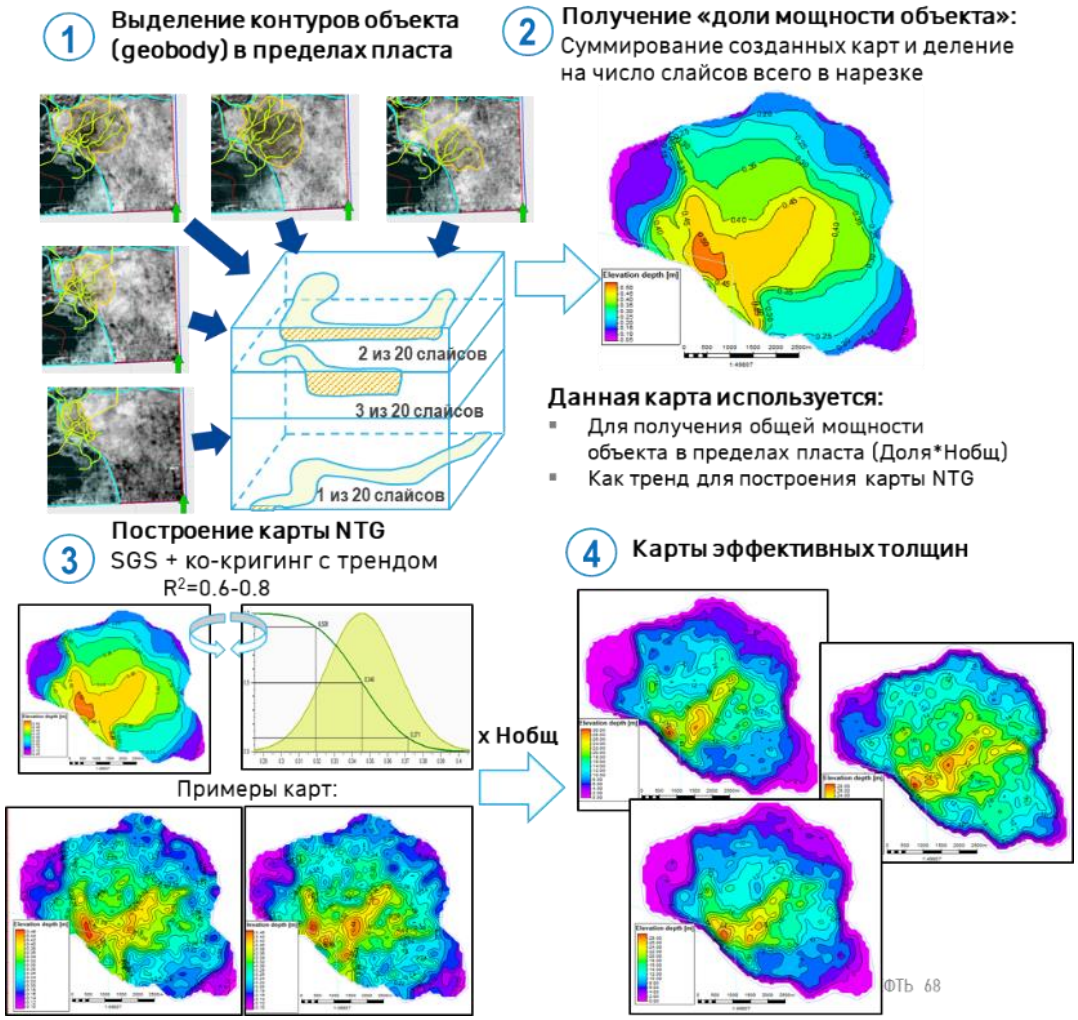


Рис. 2. Методика прогноза карт эффективных толщин
в рамках многовариантной оценки отложений дельтового генезиса

Методика ВОРБ для глубоководных конусов выноса (ачимовская толща и аналоги)

Подход подразумевает детальную проработку множества неопределенностей, связанных со сложным литолого-фациальным строением ачимовской толщи и предназначен для использования при покрытии рассматриваемого участка сейсморазведкой 3D (3D СРР) высокого качества, достаточного для картирования в волновом поле границ конусов выноса, а также подводящих и распределительных каналов [8, 9]. Методика подразумевает фациальное районирование геологического объекта (фондаформа, область развития подводящих каналов, подробное описание дано в работе [10]) при ВОРБ. На рис. 3 показана блок-схема представляемой методики на этапе многовариантного моделирования эффективного объема пласта. На финальном этапе производится сложение карт с подбором перцентиля среднего значения эффективных толщин согласно практическим рекомендациям, описанным в работе [11]. Основным этапом расчетов является подбор и вариация тренда для построения карты NTG в области фондаформы.

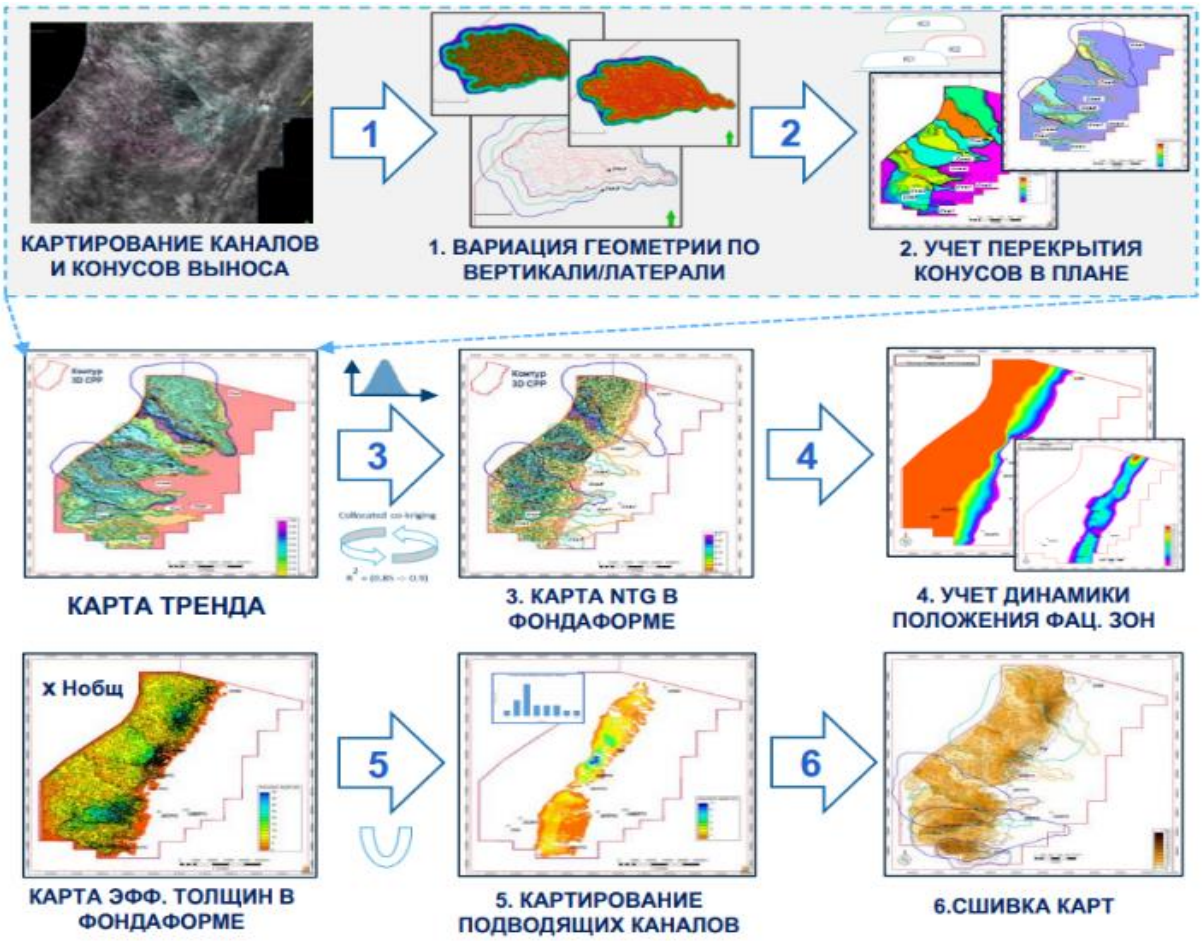


Рис. 3. Блок-схема последовательности действий в рамках многовариантных расчетов эффективного объема АТ

Основной эффект внедрения методик ВОРБ – увеличение ценности проектов ГРР за счет автоматизации расчетов ВОРБ в условии сжатых сроков:

1. Увеличение экономических показателей проектов за счет возможности проработки дополнительных опций (геологических «апсайдов»);
2. Обоснование отказа от долгосрочных расчетов 3D ВОРБ по результатам слепых тестов на предмет сходимости значений эффективных толщин в скважинах, не участвовавших в расчетах;
3. Сохранение значений ресурсной базы с учетом геологических условий при изменениях в технике расчетов за счет отказа от использования коэффициента заполнения в пределах пластов с различным насыщением в отдельных линзах (учет интегрально в пределах фондаформы).

Представленный набор методик учитывает комплекс неопределенностей на уровне, сопоставимом со степенью изученности участка работ. Использование алгоритмов рекомендовано как на крупных региональных проектах, так и в рамках обновления геологических концептов разрабатываемых месторождений.

Литература

1. *Esiri A., Jambol D., Ozowe C.* Enhancing reservoir characterization with integrated analysis and geostatistical methods // Open Access Research Journal of Multidisciplinary Studies. 2024. Vol. 7, No. 2. P. 168–179. https://doi.org/10.53022/oarjms.2024.7.2.0038

2. *Алехин И.И., Переплеткин И.А., Викторова Е.М.* и др. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 99–102. EDN: SFPXPK

3. *Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М.* Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VII Всероссийской молодежной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2024. С. 155–159. EDN: EEYPFI

4. *Иванчик А.В., Шулик С.И., Хакимов И.А.* Прогноз коллекторов в аллювиальных фациях тюменской свиты на основе данных сейсморазведки МОГТ 3D // Нефтяное хозяйство. 2022. № 5. С. 65–68. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-5-65-68

5. *Ольнева Т.В., Жуковская Е.А., Орешкова М.Ю., Кузьмин Д.А.* Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов // Геофизика. 2022. № 2. С. 17–25. https://doi.org/10.34926/geo.2022.84.60.001

6. *Алехин И.И., Мещерякова А.С., Переплеткин И.А.* и др. Особенности подхода к вероятностной оценке ресурсного потенциала поясов руслоформирования на севере Тазовского полуострова // PROнефть. Профессионально о нефти. 2024. Т. 9, № 4(34). С. 15–29. EDN: AJQINO

7. *Prélat A., Covault J.A., Hodson D.M.* et al. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes // Sedimentary Geology. 2010. Vol. 232, No. 1–2. P. 66–76. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2010.09.010

8. *Shanmugam G.* Submarine fans: A critical retrospective // Journal of Paleogeography. 2016. Vol. 5, No. 2. P. 110–184. https://doi.org/10.1016/j.jop.2015.08.011

9. *Zavala C., Arcuri M.* Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics // Sedimentary Geology. 2016. Vol. 337. P. 36–54. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2016.03.008

10. *Переплеткин И.А., Забоева А.А., Музраева Б.Ю.* и др. Учет особенностей геологического строения ачимовских отложений при проведении многовариантной оценки продуктивного объема // Геомодель 2024: Сб. материалов 26-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: Геомодель Развитие, 2024. С. 17–21.

11. М*усихин А.Д., Мингазова Д.И., Байков Р.П.* и др. Подход к вероятностной оценке ресурсного потенциала ачимовской толщи в условиях низкой изученности // PROнефть. Профессионально о нефти. 2024. Т. 9, № 2(32). С. 27–33. EDN: FIBIQL

К вопросу об оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Бузулукской впадины

Попова М.-К.А.*, Бондарева Л.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*popovamka@ipng.ru

Ключевые слова: Бузулукская впадина, бассейновое моделирование, углеводородные системы

Актуальность работы обусловлена отсутствием за последние годы на территории Бузулукской впадины новых крупных месторождений углеводородов. При этом остаются слабоизученными глубокопогруженные палеозойские горизонты, которые могут содержать скопления нефти и газа. Поэтому важно детально изучить геологическое строение и нефтегазоносность Бузулукской впадины. В рамках настоящей работы при использовании современных технологий моделирования углеводородных систем выделены зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) и рекомендовано бурение параметрической скважины в пределах Привольно-Искровской ЗНГН.

Материалы и методы: в качестве метода исследования используется трехмерное моделирование углеводородных систем с помощью программного обеспечения Petromod компании Schlumberger. Моделирование углеводородных систем позволяет воссоздать процесс осадконакопления, а также восстановить процессы генерации, миграции, накопления, консервации, разрушения и перераспределения углеводородов. Бассейновое моделирование дает возможность оценить перспективы нефтегазоносности как на качественном, так и на количественном уровне.

Для формирования структурного каркаса модели использовались следующие материалы: оцифрованные в ПО ArcGIS структурные карты по поверхности кристаллического фундамента, по подошве карбонатного девона, по кровле тульских отложений, по кровле верейских отложений, по поверхности палеозойских отложений, а также были созданы с помощью инструмента Calculator Maps дополнительные 15 горизонтов. В целях создания литолого-фациальной модели использовались литолого-фациальные карты эмсско-нижнефранских, фаменско-турнейских, среднефранских, косьвинско-радаевских, бобриковских отложений, а также созданы 25 литолого-фациальных карт и 5 геохимических карт содержания общего органического углерода (Сорг) и водородного индекса (HI) на основе литературных данных [1–5]. Граничные условия (палеобатиметрия) были заданы на основе палеогеографических карт [5], а также кривой осадконакопления. Карты температур на поверхности осадконакопления и тепловых потоков были созданы авторами. Для калибровки модели использовались замеры пластовых давлений по скв. Клинцовская 2, Западно-Степная 4, Южно-Первомайская 13 [4].

Углеводородные системы

В пределах изучаемой территории были выделены 3 самостоятельные генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС): эмсско-нижнефранская, среднефранско-

турнейская, верхнетурнейско-визейская [3, 5]. В состав эмсско-нижнефранской ГАУС входят нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) эмсского, бийского, афонинского, воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов [3, 4], среднефранско-турнейской ГАУС – верхнедевонско-турнейская карбонатная НГМТ, верхнетурнейско-визейской ГАУС – НГМТ карбонатного и терригенного визе [2]. Выделение верхневизейско-башкирской, верхнебашкирско-нижнемосковской, среднекаменноугольно-нижнепермской и верхнепермской толщ требует дополнительных исследований в связи с незрелостью органического вещества (ОВ) в НГМТ. В данной работе наибольшее внимание уделено отложениям эмсско-нижнефранской ГАУС.

Катагенетическая преобразованность ОВ в НГМТ

Одним из главных этапов моделирования является изучение термической истории. Под воздействием термобарических факторов происходит преобразование ОВ. Были изучены процессы генерации углеводородов (УВ) в пределах 6 НГМТ эмсского, бийского, афонинского, воробьевского, ардатовского и муллинского горизонтов.

По результатам моделирования эмсские НГМТ вошли в зону генерации «ранней нефти» к концу фаменского века (359 млн лет назад) в пределах Погодаевско-Остафьевского и Ташлинского прогибов, в главную зону нефтеобразования (ГЗН) – к концу московского века (307 млн лет назад) в пределах Ташлинского прогиба, в главную зону газообразования (ГЗГ) – локально к концу пермского периода (251 млн лет назад) в пределах Ташлинского прогиба.

Бийские, афонинские, воробьевские, ардатовские и муллинские НГМТ вошли в ГЗН в пермский период, в ГЗГ – после пермского периода преимущественно в пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба и Камелиг-Чаганской системы дислокаций.

В настоящее время все НГМТ генерируют жидкие и газообразные УВ. Очаг генерации газообразных УВ расположен на юге впадины в пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба, очаг генерации жидких УВ расположен в пределах Камелиг-Чаганской системы дислокаций, Иргизского прогиба, центральной и северной части впадины [6].

В результате выполненного моделирования УВ-систем Бузулукской впадины выделены очаги генерации жидких и газообразных УВ в пределах Перелюбско-Рубежинского прогиба, Камелиг-Чаганской системы дислокаций, Иргизского прогиба, центральной и северной части впадины. Генерация УВ из самых глубокопогруженных эмсских НГМТ началась к концу фаменского времени. В настоящее время все НГМТ активно генерируют жидкие и газообразные УВ. Миграция УВ из эмсских НГМТ началась к концу московского времени. На данный момент наиболее глубокопогруженные НГМТ имеют наибольшую площадь распространения миграционных потоков. Интенсивные процессы миграции отмечены в Перелюбско-Рубежинском, Ташлинском, Погодаевско-Остафьевских прогибах, а также в пределах Бобровско-Покровского вала. Прогнозируемые скопления жидких и газообразных УВ приурочены преимущественно к структурным ловушкам и сосредоточены в эмсских, эйфельских, саргаевских, живетских, франских, фаменских и турнейских резервуарах на глубине 2000–5500 м. Скопления распространены в восточной части Боровско-Залесской, южной части Жигулевско-Самаркинской, прогнозируемых Привольно-Искровской, Иргизской, северо-западной части Камелиг-Чаганской и прогнозируемой Перелюбско-Рубежинской ЗНГН (рис. 1).

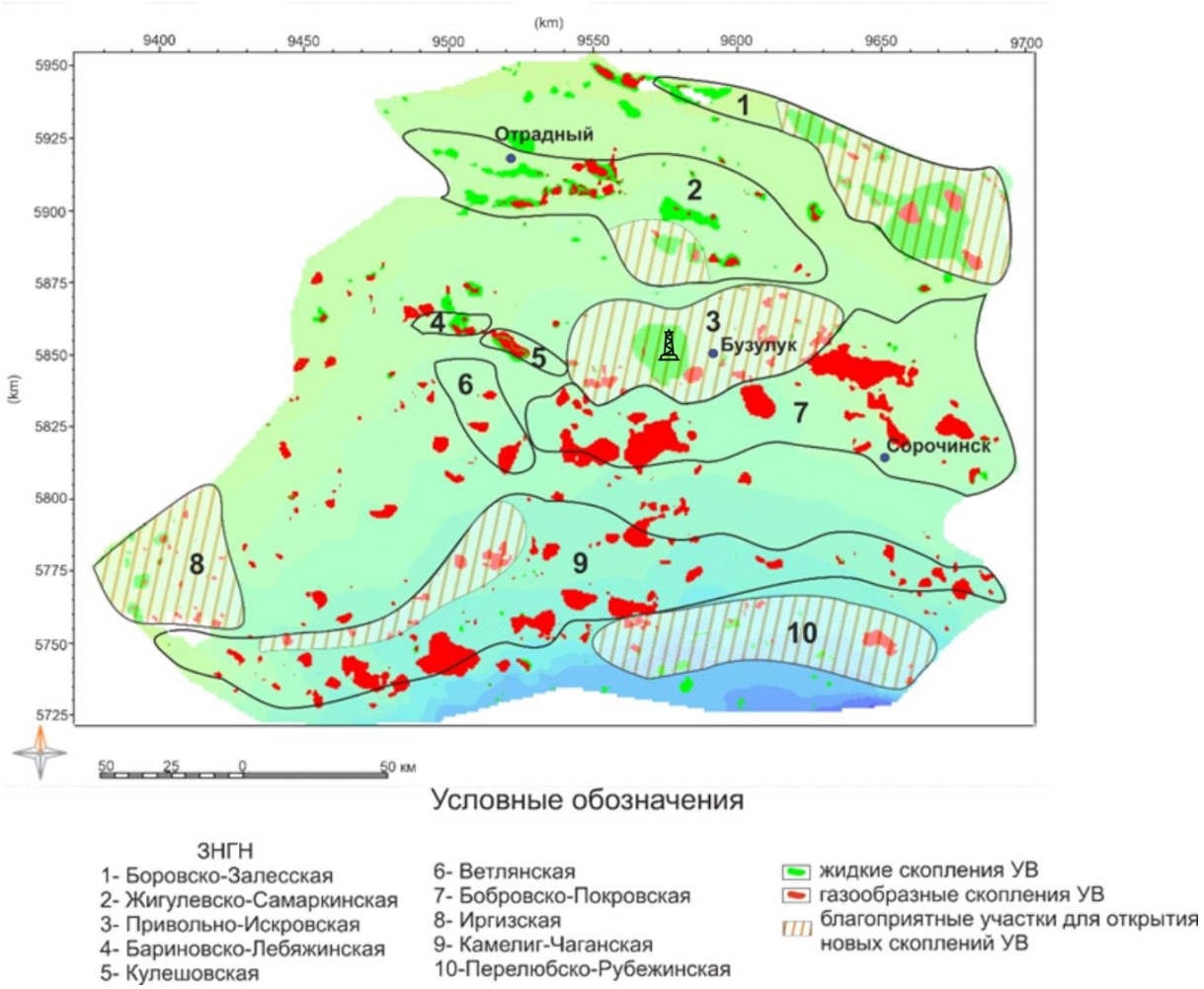


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности Бузулукской впадины

Бузулукская впадина является перспективной для поисков новых скоплений УВ.

В рамках выполнения работы рекомендовано бурение параметрической скважины (проектный забой – 3920 м) в пределах Привольно-Искровской ЗНГН. В данной области по оценке ресурсов нефти и газа подсчитан наибольший объем УВ (150 млн т). Преимуществом бурения скважины на предлагаемом участке являются доступные глубины предполагаемых продуктивных горизонтов для детального изучения геологического строения, геолого-геофизических свойств пород, оценки перспектив нефтегазоносности.

Литература

1. *Афанасьева М.А.* Геологическое строение и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в девонских отложениях Бузулукской впадины: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. М., 2011. 25 с. EDN: QHRPIB

2. *Ларская Е.С.* Диагностика и методы изучения нефтегазоматеринских толщ. М.: Недра, 1983. 195 с.

3. *Минлигалиева Л.И.* Перспективы нефтегазоносности Бузулукской впадины на основе моделирования ГАУС // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии: Материалы международной научно-практической конференции молодых ученых, приуроченной к 60-летию

высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2016. С. 17–18. EDN: YLQTPJ

4. *Пятаев А.А.* Прогноз нефтегазоносности и перспективы поисков залежей нефти и газа в девонских отложениях юго-западной части Бузулукской впадины: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. М., 2016. 22 с. EDN: ZPZYQT

5. *Фортунатова Н.К.* и др. Оценка перспектив нефтегазоносности прогибов древних платформ России с целью выявления новых нефтегазоперспективных зон и объектов: Отчет о НИР. М.: ВНИГНИ, 2012.

6. *Бондарева Л.И.*, *Попова М.-К.А.* Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Бузулукской впадины Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 12(396). С. 17–22. EDN: ECILJC

Восстановление сейсмической интерпретации тектонических нарушений при переходе с зарубежного на отечественное программное обеспечение

Сабитов И.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, Россия
mr.ilmir.sabitov@yandex.ru

Ключевые слова: тектонические нарушения, 3D-моделирование, отечественное программное обеспечение

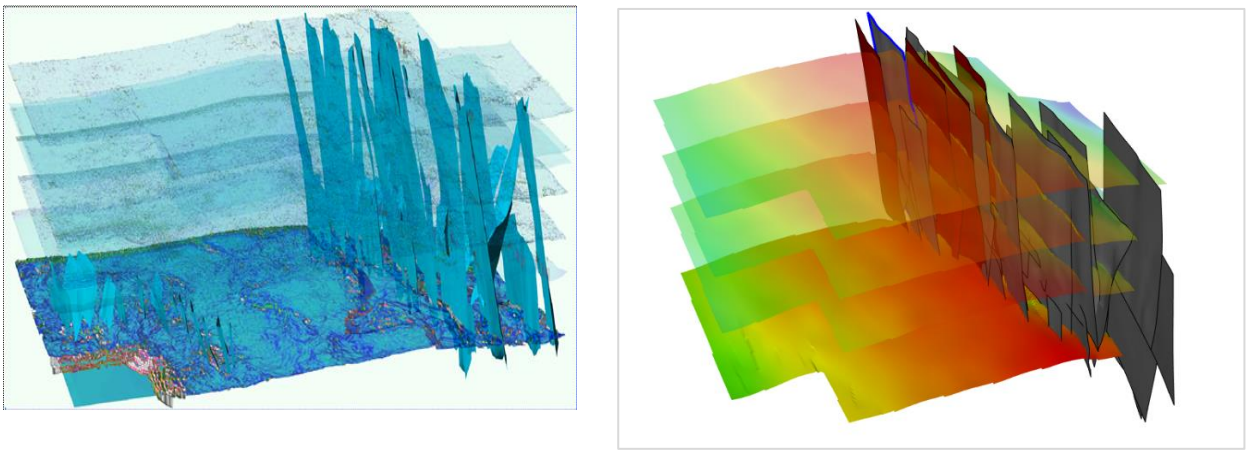
Актуальность работы обусловлена условиями санкционного ограничения и ухода зарубежных ИТ-компаний с российского рынка нефтегазового сектора, в связи с чем специалисты столкнулись с необходимостью перехода на отечественное программное обеспечение (ПО) [1]. В последние пять лет наблюдается активное внедрение российских решений в области интерпретации сейсмических данных, построения геологических моделей и подсчета запасов. Однако переход сопровождается рядом проблем, включая недостаточную производительность вычислительных систем, терминологические неточности и ограниченную функциональность ПО при работе с историческими проектами [2]. Перед специалистами геолого-геофизического профиля возникли трудности извлечения значительной части данных из ранее созданных проектов из-за отсутствия лицензий к исходному зарубежному ПО, в котором эти проекты создавались. Попытки сохранения архивных проектов привели к потере части данных при обмене между средами зарубежного и российского ПО из-за различий в алгоритмах построения. В работе рассмотрены исходные данные, которыми обладает исполнитель и приведена практическая методика адаптации исходных данных под отечественные программы и восстановления на их основе структурно-тектонической модели месторождения.

Целью работы является:

– разработка методики по восстановлению интерпретации тектонических нарушений при переходе с зарубежного ПО Paradigm на российский геософт для минимизации геологических и экономических потерь [3], при этом сохраняя геометрию наклонных, ветвящихся разломов, соответствующих сейсмическим разрезам и сложной палеотектонике района месторождения;

– выявление отечественного программного обеспечения с оптимальным алгоритмом восстановления результатов интерпретации в условиях неполных данных, вызванных частичной потерей информации при конвертации в стандартные форматы, различиями в математических методах построения тектоники.

Материалы и методы: исследование основано на опыте решения производственных задач, связанных с миграцией интерпретированных сейсмических отражающих горизонтов (ОГ) и разломов из ПО Paradigm в геологические программные продукты, такие как «тНавигатор», ООО «Интегрированные разработки для моделирования» (ИРМ); «Атлас – Подсчет запасов», Тюменский институт нефти и газа; «Геоплат», Сколково; «Изолайн», Яковлев В.М., и созданием тектонической модели. Проведен сравнительный анализ в части функциональности методов построения тектонических разломов, их визуализации и экспорта результатов в российских программах (рис. 1).



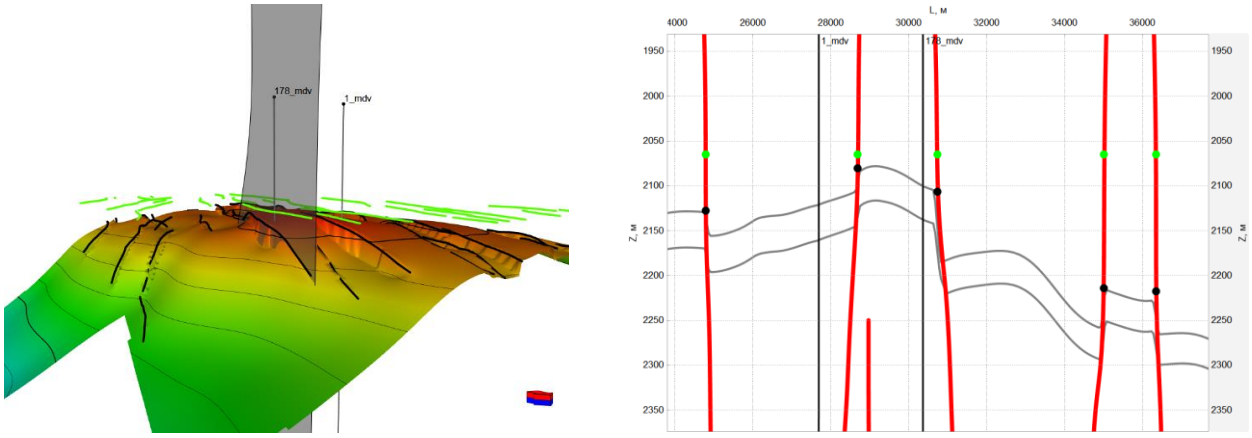
а б

Рис. 1. Результаты моделирования разрывных нарушений нефтегазоконденсатного месторождения в различных программных комплексах:
а – изометричное представление закартированных дизьюнктивов в программном комплексе «Paradigm»;
б – трехмерное изображение разрывных нарушений, восстановленных в «тНавигатор»

Метод построения разломов сводится к тому, чтобы обнаружить парные следы разломов по пластам и выполнить их последовательное соединение в единую 3D-поверхность разлома. Способ моделирования разломов можно разделить на главные пункты:

1. Загрузка 2D-линий следов разломов с седиментационного среза куба вероятности разломов.
2. Построение карт максимальной кривизны в местах разломов по отражающему горизонту (ОГ).
3. Сопоставление линий, полученных с сейсмического куба и с ОГ.
4. Подсадка выверенных 2D-линий на трехмерные ОГ.
5. Разбиение 3D-линий на точки с шагом 50 м (в зависимости от ресурсов персонального компьютера, погрешностей сейсмосъемки).
6. Группировка линий в единый набор для каркаса будущей 3D-поверхности разлома.
7. Построение разломов через триангуляцию или через точки напрямую.
8. Ручная корректировка в сложных разрезах (например, ветвящихся по типу «штанов»).

Для удобства работы более двух тысяч 2D-линий разломов были сгруппированы по северной, центральной и южной площадям, а также по глубине: сквозные – разломы, пересекающие весь разрез, включая основание и чехол горных пород месторождения, и несквозные, либо затухающие разломы. Сложность работ заключается в восстановлении наклонных и ветвящихся разломов. Их построение требовало множество ручных операций с помощью инструментов ПО в то время как вертикальные разломы, поверхности которых построены автоматическим способом, прошли Quality Assurance и Quality control (QA/QC) – контроль без ручного вмешательства геолога. Пункт № 4 из вышеописанной методики выполняется в «тНавигатор» по разработанному workflow. Данный инструмент преобразовывает исходные 2D-линии разломов, точки которых «лежат» в одной горизонтальной плоскости (рис. 2а), в трехмерные линии.



а б

Рис. 2. Преобразование исходных двухмерных линий разломов ---- в трехмерные ---- : а – вид в перспективе; б – траектория разломов в разрезе по линии скважин 1-178

Workflow проводит операцию с каждой линией разлома, сдвигая ее по оси координат Z в каждой точке. Каждая точка разлома «подсаживается» на верхнюю линию висячего блока, в результате значение Z в каждой точке линии изменяется, становится трехмерной. На рис. 2б прослеживаются места пересечения разломов с кровлей висячего блока в виде черных точек, полученных в процессе workflow. Важность данного действия заключается в том, чтобы провести траекторию разлома по смещению между двумя блоками, иначе построенная поверхность разлома по необработанным исходным линиям будет отображаться с отступом от реального ее местоположения сместителя на отражающем горизонте. Верное местоположение сместителя влияет на площадные и объемные параметры коллекторов, что влияет на точность подсчета запасов УВ [4].

Результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1. **Сравнение систем моделирования тектонических нарушений в российских программных комплексах**

ПО	Восстановление разломов	Проблемы
Атлас	Частичное (только простые структуры)	Ошибки привязки к горизонтам, отображения разрезов
Изолайн	Невозможно (отсутствие модуля тектоники)	–
Геоплат	Требует полной ручной переинтерпретации	Долгая обработка
тНавигатор	Наиболее полное (80% данных)	Множество промежуточных шагов, ошибки экспорта, инвертирование нормалей (стики «смотрят» в другую сторону), отсутствие поддержки сложных типов разломов (например, ветвящихся)

Оценены и сопоставлены четыре отечественные программы с точки зрения реализации в них тектонической модели месторождения при заданном наборе данных. Разработан полуавтоматический подход с целью восстановления тектонической модели, сочетающий преимущества автоматического построения с ручной корректировкой, что особенно актуально при работе с неполными остаточными данными. Разработанная методика дает достоверную и

очевидную конфигурацию разломов, получены элементы залегания каждого разлома. Восстановленная тектоническая модель позволяет провести безопасное бурение новых скважин, сформировать детальный проект коллекторов нижней подсвиты березовской свиты, оконтурить тектонически экранированные залежи.

В данной работе сделан акцент на освещение проблемы перехода из зарубежного ПО на отечественное, и то каким набором программ и исходных данных для структурного моделирования обладает исполнитель. Решение требовало и требует технических и методических подходов [5]. Вероятно, что другие программные комплексы, в том числе для разработки твердых полезных ископаемых, уже обладают подобным функционалом и в схожей ситуации позволили бы решить задачу более оперативно. Однако ключевой целью настоящего исследования был не сравнительный анализ ПО, а анализ и решение реальной производственной задачи, которая возникла на текущий момент. Приведенная методика построения детальных 3D поверхностей разломов является практическим методом адаптации исходных данных в новых условиях импортозамещения и восстановления на их базе структурно-тектонической модели месторождения, что является ценностью данной работы. В результате проведенных исследований в реестр задач разработчиков по улучшению отечественного ПО «тНавигатор» автором были внесены ряд предложений, часть из которых уже реализована, например, задание амплитуды разломов в структурной модели. Таким образом, структурно-тектоническая модель, построенная по описанной методике, заложена в основу как для принятия производственных решений, так и для развития отечественной программы «тНавигатор», которая сама по себе является научной новизной и дополняется новыми инструментами на протяжении долгих лет сотрудничества ВНИИГАЗ и ИРМ.

Литература

1. *Ответчиков А.В*. Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России в условиях санкций // KANT. 2024. № 3(52). С. 50–55. EDN: EPFIAS

2. Роснедра: ПО сложнее всего импортозаместить в геологоразведке // РИА Новости. 2025. 18 июня. URL: https://ria.ru/20250618/rosnedra-2023459997.html (дата обращения: 20.06.2025).

3. *Вертакова Ю.В., Евтюхин А.С.* Проблемы реализации политики импортозамещения в нефтяной промышленности // Экономика и управление. 2019. № 6(164). С. 50–57. https://doi.org/10.35854/1998-1627-2019-6-50-57

4. *Фатеева Е.В., Буякина И.В., Кантемирова Н.А.* Влияние тектонических процессов на формирование залежей углеводородов Ванкорского кластера месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4(83). С. 30–33. https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-4-30-33

5. *Смирнов Н.Ю., Стародубов В.А., Непоп Р.К*. Концептуальный подход при проведении DFN-моделирования // PROнефть. Профессионально о нефти. 2025. Т. 10, № 2(36). С. 6–13. EDN: ZCXKHV

Формирование неопротерозойских месторождений нефти и газа юга Сибирской платформы

Сауткин Р.С.
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
r.sautkin@oilmsu.ru

Ключевые слова: эрозии, очаги генерации, структурные перестройки, палеоструктурная залежь

Актуальность работы обусловлена необходимостью восполнения минерально-сырьевой базы страны, в том числе, открытие новых месторождений нефти и газа, уточнения строения разрабатываемых месторождений Сибирской платформы. Целью работы является создание моделей формирования месторождений Курейской синеклизы и Непско-Ботуобинской антеклизы, выявление наиболее перспективных участков Нюйско-Джербинской впадины, а также разработка нового подхода поиска залежей.

Проблема строения Сибирской платформы и прогноз ее нефтегазоносности рассмотрены в многочисленных работах А.Э. Конторовича [1], Н.В. Мельникова [2], В.С. Старосельцева [3] и их соавторов.

Материалы и методы: материалом для исследований являются региональные композитные сейсмогеологические профили, скважинные данные и анализ ретроспективной информации разрабатываемых месторождений. Поскольку бурение скважин зачастую оказывается безрезультатным, было решено опробовать новые методические подходы прогноза нефтегазоносности и выявления механизмов формирования залежей. Последовательно рассматриваются все этапы геологического развития территории с увязкой всех имеющихся данных друг с другом. Важно отметить, что для древних бассейнов нельзя отказываться от данных, не укладывающихся в концепцию, необходимо искать новые связи и закономерности, для встраивания этих «неудобных» данных. Только систематизация совокупности всех геологических данных позволяет определить перспективы нефтегазоносности и особенности строения изучаемых объектов.

Выбор последовательности действий основывается на классическом подходе бассейнового анализа [4] с применением современных знаний и технологий, увеличивающих степень достоверности открытия месторождений. В древних нефтегазоносных бассейнах в региональном и зональном масштабах, необходимо определить: 1) мощности эрозии; 2) скорости и время погружения очагов генерации; 3) время работы очагов генерации; 4) изменения структурного плана района исследований в геологическом времени для определения направлений миграции и аккумуляции УВ; 5) выявить палеоструктурные залежи и оценить возможность миграции УВ; 6) создать модель формирования и эволюции залежи; 7) оценить перспективы поиска скоплений углеводородов (УВ) и установить особенности распределения УВ в залежи [5].

Создание моделей формирования залежей нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов направлено в первую очередь на качественный и количественный прогноз перспектив нефтегазоносности территории и возможно только при комплексировании разномасштабных

данных, собранных на разных этапах геологоразведочных работ. Особое внимание необходимо уделить времени (фазам) работы очагов генерации и их сопоставлению с изменением структурного плана бассейна, чтобы определить расположение древних залежей и проследить направления переформирования залежей и миграции УВ во времени.

Время работы очагов генерации можно оценить разными методами, как с применением современных программных продуктов бассейнового моделирования, так и классическим построением одномерных моделей, основанных на погружении осадочного бассейна с учетом мощности эрозий, восстановленных по региональным сейсмогеологическим профилям. Важно отметить, что для оценки и сопоставления времени работы очагов генерации для разных тектонических элементов и областей нефтегазоносного бассейна вполне достаточно одномерного моделирования, принципиально показывающего, когда и на какую глубину погружались нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), тем самым устанавливая периоды генерации УВ.

Согласно результатам бассейнового анализа и одномерным моделям, основными очагами генерации УВ являются Присаяно-Енисейская синеклиза, Курейская синеклиза и Предпатомский передовой прогиб (включая Нюйско-Джербинскую впадину), второстепенными источниками УВ можно считать Катангскую седловину и Байкитскую антеклизу. Рассмотрим некоторые из них.

Курейский очаг генерации имеет схожую с Присаяно-Енисейским историю для рифейских НГМТ. Вендские НГМТ генерировали нефть в раннепалеозойское время, а генерация газа началась в позднем палеозое. С большой долей вероятности генерация газа ненадолго возобновилась в позднемезозойское время, когда НГМТ практически полностью выработали нефтегазоматеринский потенциал.

Предпатомский (Нюйско-Джербинский) очаг – рифейские НГМТ выработали свой нефтегазовый потенциал уже в поздневендское время, когда еще не было ни осадочных толщ, ни ловушек, способных аккумулировать УВ. Вендские НГМТ генерировали нефтяные УВ в кембрийско-ордовикское время, газоконденсатные и газовые – в силурийско-девонское время. Генерация прекратилась во время структурной перестройки региона в позднедевонско-раннекаменноугольный период.

В мезозойское время началась вторая фаза генерации газа, продолжившаяся до кайнозойского времени. Именно вторая фаза генерации газа явилась причиной наличия газоконденсатных залежей с тонкой нефтяной оторочкой в юго-восточной части Непского свода и Мирнинского выступа.

Отдельно стоит обсудить *Байкитский очаг генерации*, поскольку он является главным поставщиком углеводородов для уникальной Юрубчено-Тахомской зоны нефтегазонакопления. Среднерифейские НГМТ начали здесь генерировать углеводороды в позднем венде – раннем кембрии и только в силуре вошли в главную зону нефтегазообразования, которая продолжалась вплоть до тектонической перестройки Сибирской платформы. В мезозойское время генерация снова возобновилась, НГМТ дошли до стадии $МК_5$ (середина газового окна). В кайнозойское время генерация прекратилась. Верхнерифейские НГМТ начали генерировать нефть, начиная с ордовикского периода вплоть до девонского времени. В мезозойское время генерация нефти продолжилась, а сами НГМТ дошли до главной зоны нефтегазообразования. Генерация прекратилась в кайнозойское время. Вендские НГМТ находились на начальной стадии главной зоны нефтеобразования ($МК_1$ по шкале Вассоевича), генерируя незначительное количество УВ.

Установив местоположение очагов и время генерации, необходимо определить пути миграции и аккумуляции УВ, для чего прослеживают эволюцию изменения структурного плана всего бассейна или его части. Для проведения анализа по структурно-геологическим региональным 2D профилям строится серия палеопрофилей, где устанавливаются изменения структурного плана продуктивного комплекса путем последовательного выравнивания более молодых отложений в горизонтальную поверхность. По итогу получается серия палеопрофилей (рис. 1) с изменением структурного плана продуктивного горизонта района исследований во времени, где можно проследить пути миграции и зоны аккумуляции УВ.

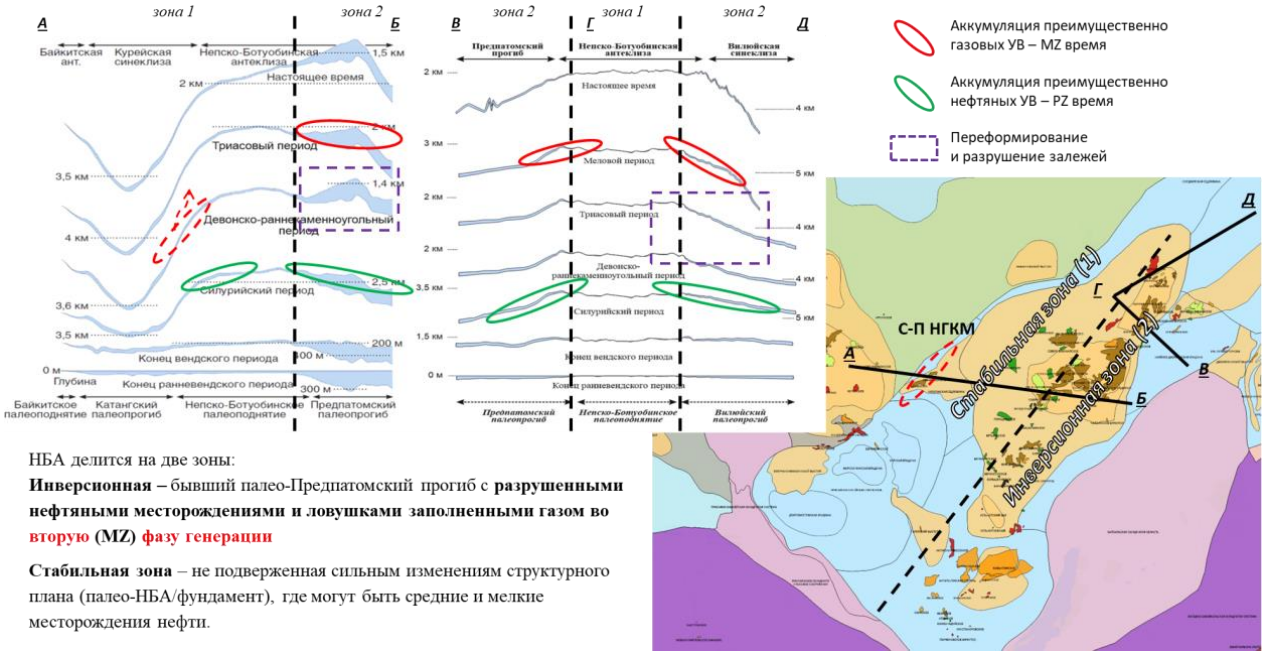


Рис. 1. Схема распределения углеводородов во времени и пространстве

Согласно общегеологическим данным об истории развития Сибирской платформы и проведенным палеореконструкциям, структурный план претерпевал изменения три раза: на границе рифей-вендского периода, в девонско-раннекаменноугольное время и в кайнозойскую эру. Структурные изменения Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) являются крайне значимыми для прогноза нефтегазоносности. По серии палеопрофилей можно проследить расширение НБА на 50–100 км со смещением оси на юг. Изначально НБА являлась выступом архей-протерозойского фундамента и перекрывалась осадочным чехлом не повсеместно вплоть до позднего венда. Ширина Непско-Ботуобинского палеоподнятия с вендского по девонское время составляла порядка 300 км, а залежи нефти и газа в первую фазу генерации формировались на палеосклоне НБА. В девонско-каменноугольное время произошло расширение НБА на юг, где сформировалась инверсионная структура (район современного Непского свода) с осложняющими элементами третьего и четвертого порядков. После изменения структурного плана все залежи, расположенные на палеосклоне НБА, в районе современного Непского свода, стали переформировываться, «размазывая» УВ по всему разрезу и тем самым снижая объемы подвижной нефти.

Изменения структурного плана продолжились в мезо-кайнозойское время, когда и сформировался окончательный структурный план, где вендские отложения стали гипсометрически выше на Непском своде [6].

В результате проведенных исследований установлено изменение структурного плана, которое привело к увеличению площади юго-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы в среднем на 25–50 км, в результате чего НБА можно поделить на две зоны. Первая, инверсионная – бывший палео-Предпатомский прогиб с разрушенными нефтяными залежами и ловушками заполненными газом во вторую (MZ) фазу генерации. Вторая, стабильная зона – не подверженная сильным изменениям структурного плана (палео-НБА/фундамент), где могут быть средние и мелкие месторождения нефти.

Юрско-меловые отложения накапливались на НБА и в Предпатомском прогибе (Нюйско-Джерюбинская впадина) мощность отложений составляла до 1,5–2 км, что запустило вторую фазу генерации УВ из протерозойских НГМТ в мезозойское время.

Современное строение газоконденсатных залежей с нефтяной оторочкой косвенно подтверждает наличие второй фазы генерации. В противном случае при изменении структурного плана и переформировании залежи первыми уходят и разрушаются газообразные углеводороды. Кроме того, переформирование залежей объясняет наличие остаточной нефти по всему разрезу.

Скопление больших объемов газа после основной структурной перестройки образует новые месторождения УВ на месте «старых». Месторождения нефти и газа юга Сибирской платформы сосредоточены в области палеоразвития юрских отложений и по их бортам, т. е. там, где происходила вторая фаза генерации УВ из протерозойских НГМТ в мезозойское время.

Игнорирование увязки региональных и локальных данных приводит к бурению «сухих» скважин и вынуждает недропользователя вернуться к решению задач, позволяющих создать сбалансированную модель формирования залежи и определить наиболее рентабельные области для разработки месторождений нефти и газа.

Литература

1. *Конторович А.Э., Ефимов А.С., Кащенко С.А.* и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн. Новосибирск: Объединенный институт геологии, геофизики и минералогии СО РАН, 1994. 91 с.

2. *Мельников Н.В. Якшин М.С., Шишкин Б.Б.* и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн. 1. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 428 с.

3. *Старосельцев В.С.* Систематизация окраинных надпорядковых прогибов Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2017. № 3(31). С. 18–21. https://doi.org/10.20403/2078-0575-2017-3-18-21

4. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа. М: Изд-во Московского университета, 1953. 338 с.

5. *Ступакова А.В.*, *Поляков А.А.*, *Сауткин Р.С.* и др. Пат. RU 2811963 C1. Способ проведения геологоразведочных работ по выявлению новых месторождений нефти и газа и определения их границ в древних нефтегазоносных бассейнах. № 2023121580 2023; Заявл. 17.08.2023; Опубл. 19.01.2024 // Изобретения. Полезные модели. 2024. Бюл. № 2. 25 с. EDN: LZNCPC

6. *Сауткин Р.С.*, *Ступакова А.В.*, *Краснова Е.А.* и др. Формирование месторождений нефти и газа древних нефтегазоносных бассейнов (Восточная Сибирь) // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 2. С. 161–173. https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.13

Фильтрационно-емкостные свойства и вторичные процессы в ботуобинском горизонте юго-восточной части Среднеботуобинского месторождения

Смирнова Д.О.*, Ступакова А.В.
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
*d.smirnova@oilmsu.ru

Ключевые слова: ботуобинский горизонт, фильтрационно-емкостные свойства, вторичные процессы, Среднеботуобинское месторождение

Промышленная нефтегазоносность ботуобинского горизонта, выделяемого в пределах нижнебюкской подсвиты верхнего венда, доказана более чем на 10 месторождениях востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Восточная Сибирь) (рис. 1). Разработка большинства из них осложнена неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) горизонта, обусловленной сложным сочетанием влияния на ФЕС первичных седиментационных и вторичных процессов [1, 2]. Актуальность работы состоит в необходимости составления комплексных критериев прогноза коллекторов ботуобинского горизонта с локализацией последних для оптимизации освоения месторождений.

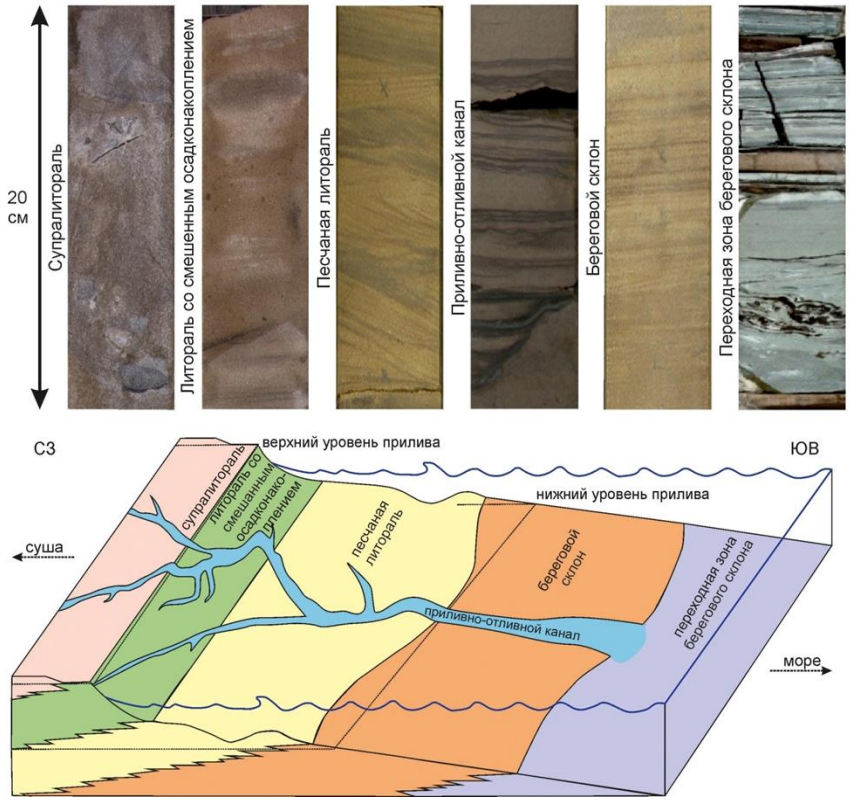


Рис. 1. Схематическая модель формирования ботуобинского горизонта с фото характерных текстур лито-фаций ботуобинского горизонта

Целью работы является комплексный анализ влияния условий осадконакопления и постседиментационных преобразований на ФЕС ботуобинского горизонта юго-восточной части Среднеботуобинского месторождения.

Для локализации зон наилучших коллекторов были проведены реконструкции условий осадконакопления, установлены критерии выделения фаций по керну, а также рассмотрены процессы вторичных преобразований пород, связанные как с процессами вторичной минерализации, так и историей формирования и переформирования Среднеботуобинского месторождения. Для сопоставления интервалов разреза и прогноза свойств отложений в пределах лито-фациальных групп пород применен метод цикло-стратиграфического анализа, с помощью которого в пределах ботуобинского горизонта были выделены циклиты. Каждый циклит характеризуется определенным набором фаций, последовательной сменой структурно-текстурных характеристик горных пород, которые отражаются на данных каротажа скважин. Затем циклиты и свойства слагающих их пород были прослежены в пределах юго-восточной части Среднеботуобинского месторождения (табл. 1).

Таблица 1. **Критерии определения фациальных обстановок пород**

Фация	**Супралитораль**	**Литораль со смешанным осадконакоплением**	**Песчаная литораль**	**Приливно-отливной канал**	**Береговой склон**	**Переходная зона берегового склона**
Текстура	Массивная, пятнистая	Тонколоистая, флазерная, линзовидная	Косая разнонаправленная	Массивная, горизонтально-слоистая	Косая однонаправленная, горизонтальная	Тонкослоистая, градационная, конволютная
Стуктура	Алевро-гравийно-песчаная	Крупно-средне-зернистая, алевритистая	Разнозернистая, преимущественно средне-мелко-зернистая, алевритистая	Мелко-среднезернистая	Крупно-среднезернистая	Тонко-мелкозернистая, алевритистая
Характерные признаки	Интенсивная доломитизация, мелкие приливно-отливные каналы	Хорошая окатанность зёрен, глинистые прослои	Плохая сортировка материала	Эрозионные врезы и литокласты в основании	Хорошая окатанность зёрен	Глинистые прослои, пирит

Анализ вторичных преобразований пород основывался на комплексе петрографических и петрофизических исследований. В первую очередь проводилось детальное изучение шлифов в проходящем свете, подкрепленное изучением ряда образцов с помощью растровой электронной микроскопии (РЭМ). Данные анализы позволили идентифицировать минеральный состав пород и цемента, провести анализ типов цемента. Далее выполнялась количественная оценка влияния вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства путем сравнения измерений открытой пористости и проницаемости на трех группах образцов: до экстракции, после экстракции битумоидов органическими растворителями, а также после последовательной экстракции и обессоливания.

Фактическим материалом исследования послужили данные геофизических исследований скважин (ГИС) и керновый материал (более 15 скважин): фотографии, литологическое описание, петрографические шлифы, результаты петрофизических исследований, гранулометрического и рентгенофазового анализа (РСА), рентгенофлуоресцентной спектрометрии (РФлА) и РЭМ.

Ботуобинский горизонт средней мощностью 10–40 м сложен преимущественно кварцевыми песчаниками с незначительными прослоями алевролитов и аргиллитов [3]. Он формировался в прибрежно-морских условиях побережья приливно-отливного типа, на что указывают наличие в отложениях текстур оползания, разнообразная косая слоистость различной ориентировки, пятна синседиментационного ангидрита, характерного для фаций супралиторали [4].

В разрезе ботуобинского горизонта были выделены шесть литофаций, отражающих условия осадконакопления от супралиторали до переходной зоны берегового склона (см. рис. 1). Супралиторальные отложения отличаются плохой сортировкой, алевро-гравийно-песчаной структурой, а также наличием пятен ангидрита. Для отложений литорали со смешанным осадконакоплением характерны разнозернистые алевролиты и песчаники плохой сортировки и крайне разнообразных текстур: тонкослоистой, флазерной, параллельно-слоистой и линзовидной. Отложения песчаной литорали представлены разнозернистыми средне-мелкозернистыми песчаниками с косой разнонаправленной слоистостью. Отложения берегового склона представлены хорошо сортированными крупно-среднезернистыми песчаниками с косой однонаправленной и горизонтальной слоистостью. Активная волновая гидродинамика и постоянный вдольбереговой перенос песчаного материала способствовали формированию наиболее сортированных крупнозернистых отложений. Фация приливно-отливных каналов представлена мелко-среднезернистыми песчаниками с эрозионными врезами и литокластами в основании. Наиболее глубоководные отложения переходной зоны берегового склона сложены тонкослоистыми алевролитами с градационной текстурой с тонкослоистой и градационной текстурой, конволютной структурой оползания. Эту фацию отличают многочисленные глинистые прослои и наличие пирита.

Наибольшие значения пористости (7–18%) и проницаемости (до 1500 мД) характерны для отложений фации берегового склона. Несколько уступают им по коллекторским свойствам отложения приливно-отливных каналов, где преобладают мелко-среднезернистые песчаники с пористостью 5–19% и проницаемостью 20–500 мД. ФЕС отложений переходной зоны берегового склона и супралиторали характеризуются самыми низкими значениями, ведь в них в большей степени преобладают тонкозернистые разности пород, а также породы с плохой степенью сортировки. Таким образом, по первичным факторам, обусловленным условиями осадконакопления и структурно-текстурными особенностями пород, наилучшими ФЕС должны были обладать крупнозернистые породы, характеризующиеся хорошей степенью сортировки. Такого рода отложения приурочены к верхней части ботуобинского горизонта. Однако на исходные ФЕС были наложены вторичные процессы.

Ко вторичным процессам, которые наблюдаются в пределах ботуобинского горизонта, можно отнести засолонение, карбонатизацию, регенерацию кварца, растворение и преобразование полевых шпатов, а также заполнение углеводородами ловушек и их структурные перестройки и др.).

По степени проявленности вторичных процессов и значениям коэффициента проницаемости, коэффициента открытой пористости породы ботуобинского горизонта юго-восточной части Среднеботуобинского месторождения могут быть подразделены на 5 групп.

Для первой группы характерны худшие ФЕС (Кп – менее 7%, Кпр – менее 10 мД). В ее пределах преобладают образцы с галитовым цементом, а также часто наблюдается интенсивная регенерация кварца. В эту группу попадают отложения всех фаций, но преимущественно фаций берегового склона, песчаной литорали и литорали со смешанным осадконакоплением.

Вторую группу отличают сравнительно высокая проницаемость (Кпр – до 1000 мД) при низкой пористости (Кп – менее 8%). В пределах образцов из этой группы наблюдался очаговый галитовый цемент, который при этом значительно на 7–9% ухудшал значения Кп, и на порядок-два уменьшал Кпр, что было выявлено при сравнении измерений на образцах до экстракции и образцах после экстракции и обессоливания. Интересно заметить, что породы из второй группы не имеют четкой фациальной принадлежности, но при этом распространены только в тех скважинах, где ранее в пределах палеозалежи были углеводороды, а ныне наблюдаются высокие значения Кон, битумы, а ныне получена в притоках вода.

Для третьей группы характерны низкая проницаемость (Кпр – менее 100 мД) при высокой пористости (7–17%). Породы этой группы отличаются плохой сортировкой, в них часто присутствует примесь алевритистого материала. Из вторичных процессов также наблюдаются изменения полевых шпатов (видны следы существенного растворения и замещения), а также карбонатизация.

Четвертой группе отвечают в целом хорошие ФЕС (Кп – 10–15%, Кпр – до 1000 мД). Породы этой группы имеют среднюю сортировку, в них порой наблюдаются зерна кварца, регенерированные в слабой степени. Также в образцах четвертой группы проявлено очаговое засолонение, но оно не так сильно снижает ФЕС, в основном приводя к уменьшению Кп на 2–5%. В эту группу попадают отложения фаций литорали со смешанным осадконакоплением, песчаной литорали и приливно-отливных каналов.

Для пятой группы характерны лучшие ФЕС (Кп – 15–23%, Кпр – до 1500 мД), а в породах – хорошая сортировка, крупные окатанные зерна, а также наличие зерен кварца слабой степени регенерации. К этой группе принадлежат отложения фаций песчаной литорали и берегового склона.

Фильтрационно-емкостные свойства ботуобинского горизонта контролируются сложным взаимодействием первичных седиментационных факторов (условия осадконакопления, сортировка, гранулометрия) и вторичных процессов (засолонение, регенерация кварца и др.). Последние преимущественно развиты в крупнозернистых песчаниках верхней части горизонта, изначально обладавших высокими ФЕС.

Литература

1. *Вараксина И.В., Хабаров Е.М., Пушкарёва М.М.* Влияние структурно-сущностных параметров на фильтрационно-емкостные свойства пород ботуобинского горизонта венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2012. № 1(9). С. 67–74. EDN: OWCSQH

2. *Нигаматов Ш.А., Исмагилова Л.Р., Бощенко А.Н.* Прогнозирование зон засолонения песчаников ботуобинского горизонта на примере Чаяндинского месторождения (Восточная Сибирь) // PROнефть. Профессионально о нефти. № 3(13). С. 35–40. EDN: TPQLSK

3. *Мельников Н.В.* Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Изд. 2-е, доп. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2018. 177 с.

4. *Жемчугова В.А.* Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. 344 с. EDN: QTFOII

Перспективы нефтегазоносности пермско-мезозойских отложений южной части Вилюйской синеклизы

Тахватулин М.М.
АО «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья», г. Новосибирск, Россия
TakhvatulinMM@rusgeology.ru

Ключевые слова: Вилюйская синеклиза, перспективы нефтегазоносности, пермские отложения, триасовые отложения, нижнеюрские отложения

Вилюйская синеклиза – надпорядковая отрицательная структура восточной окраины Сибирской платформы. Она располагается в центральной части Республики (Саха) Якутия. Ей соответствует в нефтегазогеологическом районировании Вилюйская нефтегазоносная область. В ее пределах доказана нефтегазоносность пермских, триасовых и нижнеюрских отложений, которые и являются объектами исследования. К ним приурочены крупные, средние и мелкие по запасам месторождения газа и газового конденсата. В большинстве своем они сосредоточены на Хапчагайском мегавалу, крупной положительной структуре центрального района Вилюйской синеклизы.

Актуальность работы заключается в необходимости выделения наиболее перспективных объектов для дальнейших геологоразведочных исследований. В последние два десятилетия в южной части синеклизы проведены большие объемы сейсморазведочных работ, которые вкупе с переинтерпретацией скважинных данных позволяют уточнить геологическое строение и перспективы нефтегазоносности бортовой южной зоны.

За счет наличия уже открытых месторождений и инфраструктуры, в том числе газопроводов до Якутска и ближайших районов, данная территории привлекает и недропользователей, которые приобретают лицензии для проведения работ на участках недр Вилюйской синеклизы.

Целью работы является выделение перспективных зон и объектов пермских, триасовых и нижнеюрских отложений с использованием современных сейсморазведочных материалов. Многими исследователями перспективы южного борта синеклизы связывались с зонами выклинивания продуктивных свит перми и триаса. Высказывались предположения о возможном формировании неструктурных литологически и стратиграфически ограниченных залежей вблизи выклинивания [1, 2]. Новые сейсморазведочные материалы лучшего качества позволяют достоверно определить области сокращения толщин и выделить связанные с этими областями перспективные участки. Также могут быть уточнены контуры перспективных антиклинальных поднятий.

Исследуемые породы можно сгруппировать в нефтегазоносные комплексы. Первый нефтегазоносный комплекс – верхнепермский-нижнетриасовый, коллектором в котором являются песчаные пласты тарагайской пермской толщи. Флюидоупором служат аргиллиты неджелинской свиты нижнего триаса. Далее располагается нижнетриасовый комплекс, коллектором которого являются пласты песчаников таганджинской свиты. Мономские

аргиллиты, перекрывающие таганджинские породы, являются флюидоупором. В мономской и неджелинской свитах присутствуют линзы песчаников. Самый верхний нефтегазоносный комплекс связан с породами нижней юры. Песчаники кызылсырской свиты являются коллектором, аргиллиты сунтарской свиты – флюидоупором, наиболее надежным и широко распространены на территории [3].

Материалы и методы: в исследовании были использованы данные по 96 глубоким скважинам и материалы современных сейсморазведочных работ 2D. Общая длина сейсмических профилей составила 8300 пог. км. Схема фактического материала показана на рис. 1.

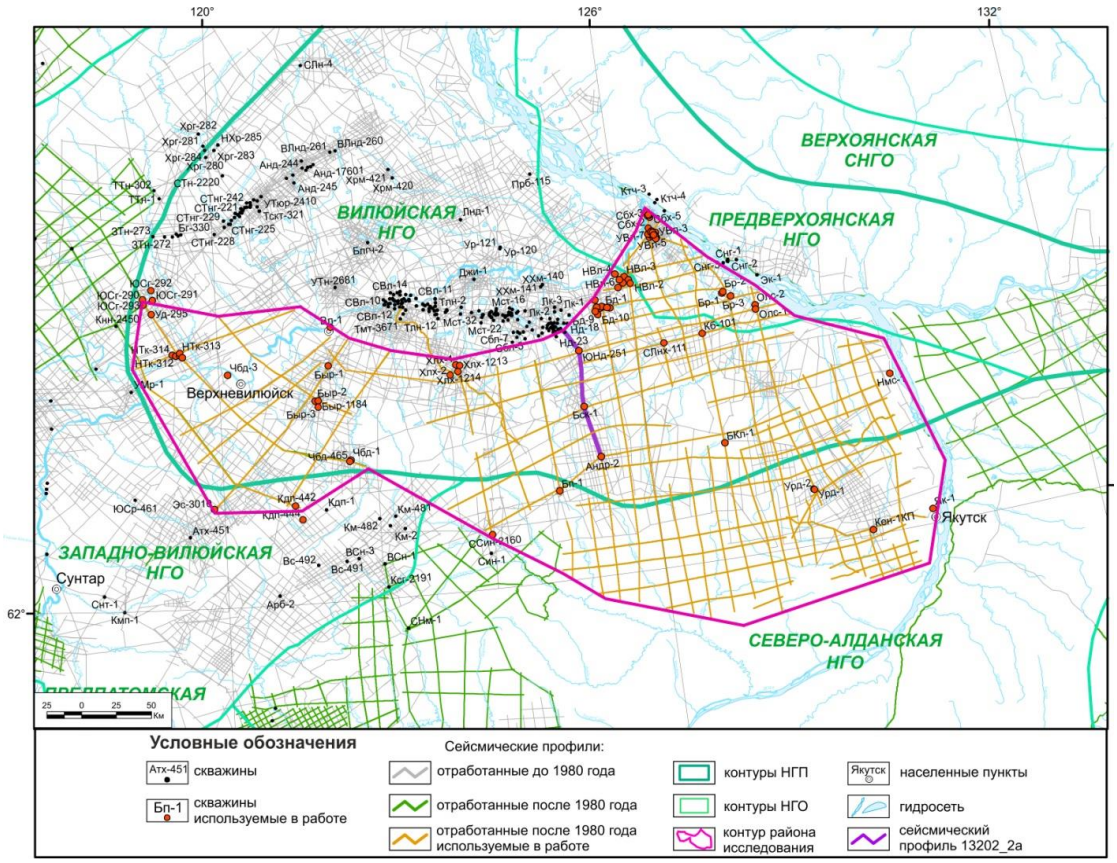


Рис. 1. Схема изученности бурением и сейсморазведкой района исследования [4]

С использованием стратиграфических разбивок разрезов скважин составлены корреляционные схемы.

В процессе исследования была выполнена привязка стратиграфических границ к сейсмическим временным разрезам с помощью акустического каротажа и вертикального сейсмопрофилирования. Были прослежены следующие отражающие горизонты (ОГ):

U – кровля юрских отложений;

U2 – кровля нижнеюрского нефтегазоносного комплекса;

UT – кровля триасовых отложений;

TP – кровля пермских отложений;

P_bot – подошва пермских отложений;

F – поверхность фундамента.

В ходе анализа сейсмических разрезов были выделены разрывные нарушения. По результатам корреляции ОГ построены карты изохрон. С помощью зависимостей время–глубина, получены структурные карты и карты толщин исследуемых отложений.

Основываясь на структурных построениях, корреляционных схемах, сети разломов, а также с учетом опубликованных материалов [5–7] выделены перспективные зоны и объекты.

На основе проведенной межскважинной корреляции подтверждено выклинивание отложений перми и триаса на юге и юго-западе. Одна из построенных схем представлена на рис. 2. В разрезах сохраняются пласты песчаников. Неджелинская свита выклинивается раньше остальных. Таганджинская и мономская свиты распространены шире.

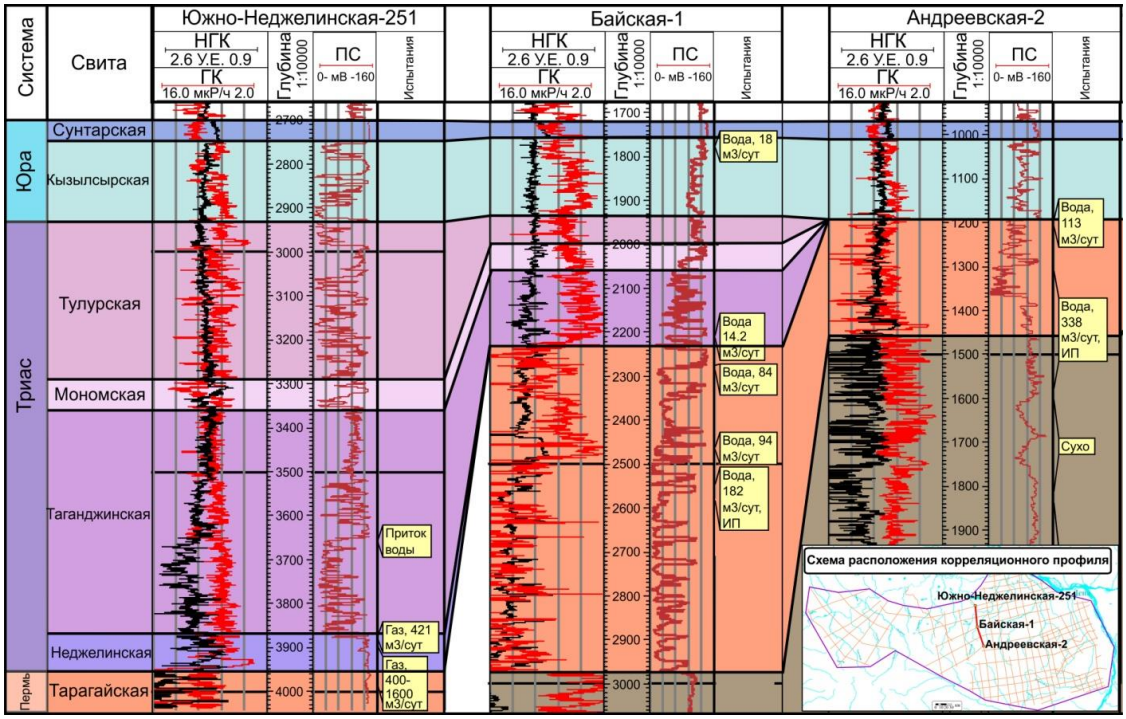


Рис. 2. Схема межскважинной корреляции пермских, триасовых и нижнеюрских отложений в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы [4]

В пределах неджелинской и мономской свит на южном борту Вилюйской синеклизы вблизи зон выклинивания предполагается наличие песчаных линз. Нефтегазоперспективные зоны располагаются вблизи выклинивания нефтегазоносных свит нижнего триаса и пермских отложений. Для формирования зон нефтегазонакопления вблизи выклинивания продуктивных пластов необходимы следующие условия: плавное воздымание структурного плана в направлении сокращения толщин и надежное перекрытие флюидоупорами сверху и снизу. В данных зонах могут быть литологически и стратиграфически ограниченные ловушки [4].

Перспективно нефтегазоносные объекты связаны с антиклинальными поднятиями. На западе Вилюйской синеклизы положительные структуры формировались над разломами поздне-девонского заложения, которые были реактивированы за счет формирования Верхоянского складчатого пояса на границе юры и мела. На востоке перспективные положительные структуры расположены в контуре Лунгхинско-Келинского мегапрогиба. Данные структуры валообразного типа образовались под действием тех же процессов формирования Верхоянского пояса.

В результате проведенного исследования уточнено геологическое строение пермских, триасовых и нижнеюрских отложений в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы, что позволило выделить и закартировать потенциальные зоны нефтегазонакопления и перспективные объекты, тем самым актуализировав перспективы нефтегазоносности. На основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных материалов уточнены контуры распространения пород триаса и перми, выделены разрывные нарушения. В западной части их северо-восточное простирание носит унаследованный характер, связанный с позднедевонским рифтогенезом. На севере разломы меняют простирание на хаотичное.

С учетом структурного плана, разрывных нарушений, границ выклинивания определены два типа нефтегазоперспективных зон и связанных с ними ловушек. В первом из них ожидаются неструктурные ловушки вдоль линии выклинивания, где песчаные пласты могут быть литологически и стратиграфически экранированы. Данные зоны названы, как и моноклинальные борта синеклизы: Тюкян-Чыдыбинская – на западе и Бекюельская – на востоке. Во втором случае ловушки связаны с положительными структурами, осложненными разрывными нарушениями. Основная зона развития структурных ловушек – Быраканская, ограниченная разрывными нарушениями на западном борту.

Литература

1. Лено-Вилюйская нефтегазоносная провинция / Отв. ред. Г.С. Фрадкин. М.: Наука, 1969. 283 с.

2. *Фрадкин Г.С., Болдырев М.В., Гайдук В.В.* и др. Тектоническое положение и природа Вилюйской синеклизы // Геология и геофизика. 1984. Т. 25, № 1. С. 38–50. EDN: VJLHZW

3. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы / Под ред. Н.В. Черского. М.: Наука, 1986. 167 с.

4. *Тахватулин М.М.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 76–98. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.04

5. *Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Павлова К.А.* и др. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т.12, №1. С. 10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2017

6. *Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И.* и др. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Вилюйского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2019. Т. 21, №2. С. 13–30. https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30

7. *Федорович М.О., Космачева А.Ю.* Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 1. С. 81–94. https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9.

Изучение зависимости магниторазведочных данных и трещиноватости породы-коллектора на примере территории Среднеобской нефтегазоносной области

Шарапов А.С.
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
sharapov.anatoliy.sergeevich@gmail.com

Ключевые слова: аномалия, градиент, магниторазведка, трещиноватость

Актуальность научной работы вызвана высокой степенью выработки запасов углеводородов в осадочном чехле. В связи с чем основным источником восполнения сырьевой базы углеводородов Западной Сибири в настоящее время являются породы-коллекторы доюрского основания. Породы-коллекторы доюрского основания характеризуются низкой проницаемостью и притоки углеводородов получают из трещиноватой емкости [1–3]. Для прогнозирования трещиноватости пород-коллекторов доюрского основания автор предлагает методику на основе карты градиента аномального магнитного поля. Цель работы: выявить зависимость между магниторазведочными данными и трещиноватостью пород-коллекторов.

Материалы и методы исследования: автором построен 41 куб трещиноватости в программном обеспечении Petrel от SLB с использованием функции «Ant-Tracking» суммарной площадью около 13,5 тыс. км^2 территории Среднеобской нефтегазоносной области. Автором построена карта градиента аномального магнитного поля и карта локального аномального магнитного поля в программном обеспечении «КОСКАД 3D» на основе карты аномального магнитного поля в масштабе 1:50000 под руководством Антоновича Р.М., 1998 г. Затем проведен сравнительный анализ сопоставлением временного сейсмического разреза со срезом куба трещиноватости и значений карты градиента аномального магнитного поля. Всего получено 393 сейсмических разреза, которые и послужили основой для анализа зависимости между градиентом аномального магнитного поля и трещиноватостью породы-коллектора. На рис. 1 показан пример временного сейсмического разреза, совмещенный с аномалиями атрибута «Ant-tracking» и значениями карты градиента аномального магнитного поля.

Из 393 временных сейсмических разрезов с аномалиями атрибута «Ant tracking» на 229 (58%) наблюдается значимое повышение плотности трещин. Следовательно, существует и достаточно тесная связь между трещиноватостью породы-коллектора и градиентом аномального магнитного поля.

Из 229 временных сейсмических разрезов на 91 разрезе повышенная плотность трещин совпадает с максимальным экстремумом значения градиента аномального магнитного поля. На рис. 1 представлен один из таких разрезов.

На 101 разрезе повышенная плотность трещин совпадает с минимальным экстремумом значения градиента аномального магнитного поля.

На 37 разрезах повышенная плотность трещин совпадает с максимальным и минимальным экстремумами значений градиента аномального магнитного поля.

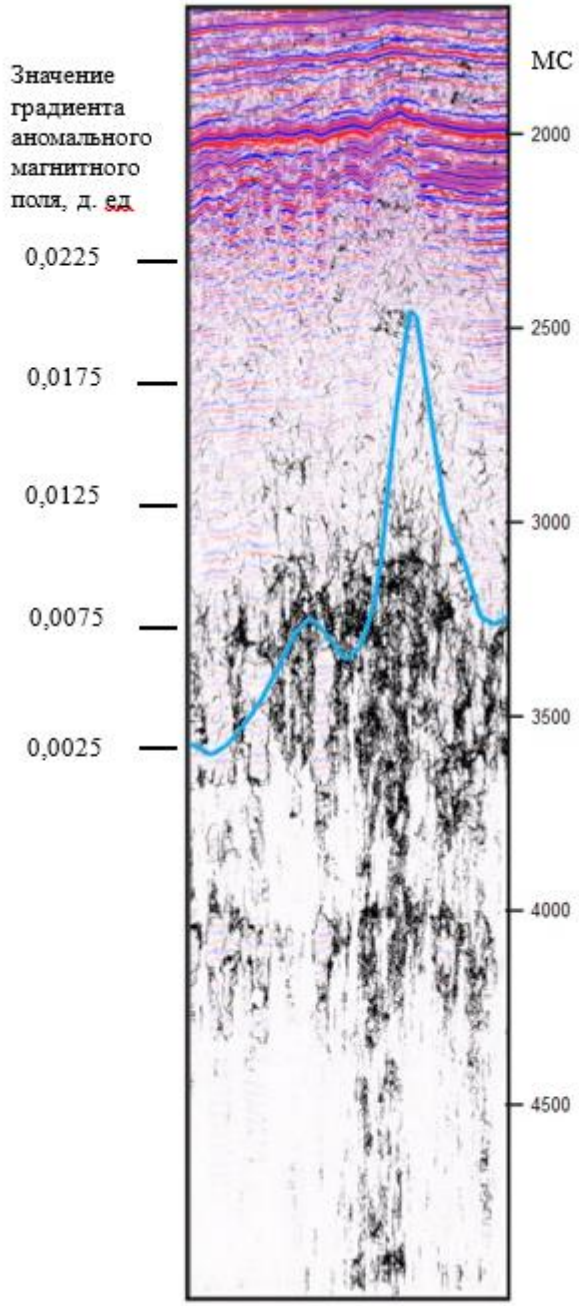


Рис. 1. Сейсмический временной разрез куба амплитуд отраженных волн (сине-бело-красная палетка), совмещенный с аномалиями атрибута «Ant tracking» (черные линии) и значениями карты градиента аномального магнитного поля (голубая линия)

В работе проведено сопоставление сейсмических разрезов с картой локальных аномалий магнитного поля. По результат совместного изучения получены следующие результаты:

– Повышенная плотность трещин наиболее часто наблюдается в пределах круглых положительных магнитных аномалий – 66 разрезов.

– Реже всего повышенная плотность трещин наблюдается в пределах круглых отрицательных магнитных аномалий – 19 разрезов.

– В пределах вытянутых отрицательных магнитных аномалий повышенная плотность трещин наблюдается на 52 разрезах.

– В пределах вытянутых положительных магнитных аномалий повышенная плотность трещин наблюдается на 32 разрезах.

По результатам проведенного исследования можно констатировать наличие достаточно тесной связи между экстремумами градиента аномального магнитного поля и повышенной плотностью трещин. Карту градиента аномального магнитного поля рекомендуется использовать для прогнозирования трещиноватости пород-коллекторов в доюрском основании. Довольно информативным критерием прогнозирования зон повышенной трещиноватости является наличие либо круглой положительной, либо вытянутой отрицательной магнитной аномалии.

Литература

1. Запивалов *Н.П.* Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири: прогнозы и реальность // Геологический журнал. 2006. № 1. С. 26–37. EDN: REZOHH

2. *Шустер В.Л.*, *Тюкавкина О.В.*, *Шелепов В.В.*, *Капитонова И.Л.* Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и юрских отложений в центральной части Западно-Сибирской плиты // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2022. № 4. С. 77–83. EDN: IVZFPH

3. *Смирнов А.С.*, *Нежданов А.А.*, *Огибенин В.В.*, *Тригуб А.В.* Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири и направления их изучения (флюидодинамический аспект) // Территория Нефтегаз. 2023. № 3–4. С. 14–29. EDN: WEVMIE

Количественная оценка ресурсов нефти и газа слабоизученных комплексов с использованием уникальных эталонных месторождений

Шпильман М.А.
Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва, Россия
shpilman@vnigni.ru

Ключевые слова: Енисей-Хатангская НГО, ачимовский резервуар, начальные суммарные ресурсы углеводородов, коэффициент подтверждаемости запасов, вероятностная оценка ресурсов углеводородов

Актуальность исследования обусловлена отсутствием утвержденного метода оценки начальных суммарных ресурсов углеводородов (НСР УВ) для объектов, характеризующихся начальной стадией поискового изучения, в пределах которых открыты только уникальные месторождения. Пример – фондоформные берриас-барремские (K_1b-K_1br) отложения Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО), представленные нижнехетской, дерябинской и шуратовской свитами (аналоги ачимовских резервуаров Западной Сибири) [1].

Наиболее часто используемый метод оценки НСР УВ – сравнительных геологических аналогий. Однако его применение к изучаемому объекту, где два из трех открытых месторождений – уникальные (Пайяхское и Западно-Иркинское), методически недопустимо, так как руководящие документы исключают использование нетипичных скоплений углеводородов для эталона из-за рисков завышения ресурсов [2, 3].

В качестве решения предлагается вероятностный подход. Он предполагает перевод запасов уникальных месторождений в интервальные значения за счет применения коэффициентов подтверждаемости, характеризующих переход запасов в вышестоящую категорию. Это позволяет учесть высокую неопределенность, особенно характерную для запасов разведываемых месторождений, и избежать завышения оценок. В отличие от детерминистического, при вероятностном способе оперируют диапазонами (P90, P50, P10), предоставляя более реалистичный прогноз ресурсного потенциала на ранних стадиях изучения.

В работах О.М. Прищепы [4], Ф.З. Хафизова [5] и других авторов приведены значения коэффициентов подтверждаемости запасов и подготовленных ресурсов, выведенных на основе анализа динамики освоения месторождений УВ в Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях (НГП). Диапазон значений коэффициентов при переводе подготовленных ресурсов в запасы составляет 0,2–0,3, из оцененных запасов в разведанные – 0,4–0,7, из разведанных в разрабатываемые – 0,6–0,9. В работах отмечается невозможность выведения унифицированного значения коэффициента подтверждаемости запасов конкретных категорий, так как этот показатель зависит от многих факторов: особенностей строения залежи, ее изученности, технологических параметров освоения и др.

Упоминаемый выше вероятностный подход был апробирован при оценке НСР УВ ачимовского резервуара Енисей-Хатангской НГО по состоянию на 01.01.24 г. Для прогноза использовалось 2 эталонных участка (ЭУ): Пайяхский, включающий в себя уникальные Пайяхское

и Западно-Иркинское месторождения и Дерябинский, с одноименным газоконденсатным месторождением. Все месторождения относятся к категории разведываемых и содержат только разведанные и оцененные запасы кат. C_1-C_2. Диапазон запасов, учтенный на эталонных участках приведен в табл. 1

Таблица 1. **Диапазон значений геологических запасов, учтенных на эталонных участках**

Месторождение (тип)	Запасы кат. C_1			Запасы кат. C_2		
	Максимальное значение (ГБ* на 01.01.2024)	К-т подтверждаемости		Максимальное значение (ГБ* на 01.01.2024)	К-т подтверждаемости	
		0,9	0,6		0,7	0,4
Дерябинское (ГК), млрд м^3	50,6	45,5	30,3	4,09	2,865	1,637
Пайяхское (Н), млн т	799	719	479	3 669	2 568	1 467
Западно-Иркинское (Н), млн т	34,5	31,08	20,7	2 171	1 520	868
*Государственный баланс запасов нефти и газа РФ по состоянию на 01.01.2024 г.						

Рассчитанный диапазон был использован для моделирования распределения плотности НСР УВ на эталонных участках, полученной в результате произведения случайных значений из распределения запасов на единичное значение площади эталона, являющееся константой. Пример распределения плотности НСР УВ на Пайяхском ЭУ с учетом коэффициента извлечения нефти представлен на рис.1.

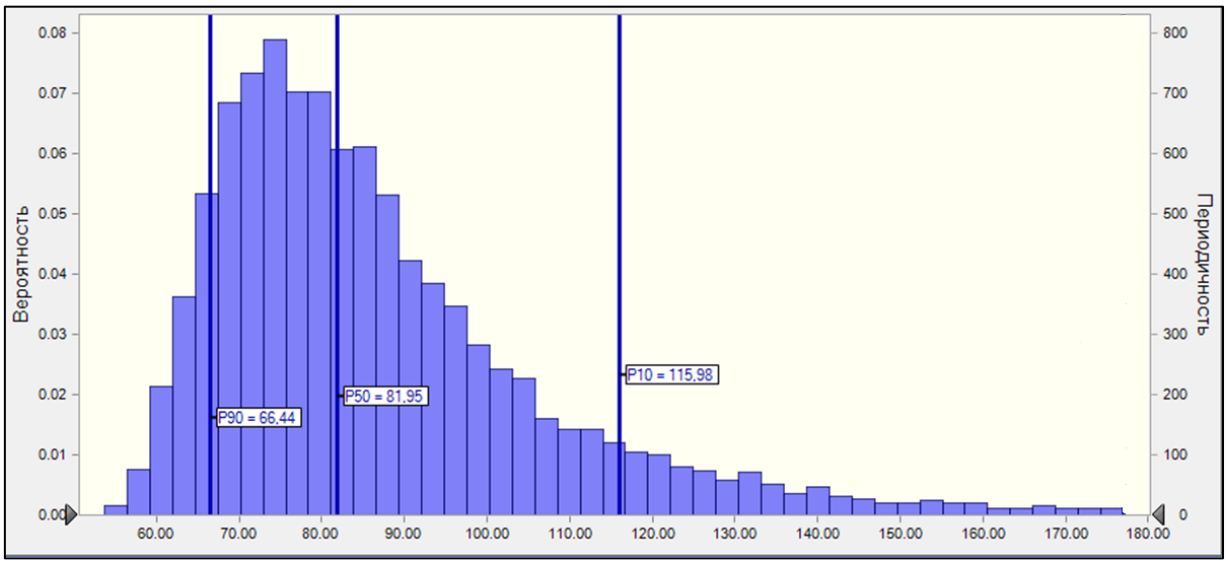


Рис. 1. Распределение плотности НСР УВ на Пайяхском ЭУ по состоянию оценки на 01.01.2024 г. (тыс. т УВ/км^2)

В результате оценки по состоянию на 01.01.2024 г. для ачимовских отложений Енисей-Хатангской НГО среднее значение ресурсов составило 3,6 млрд т УВ (P50). Минимальный и максимальный показатели – 2,8 и 5,2 млрд т УВ, соответственно. Оценка ресурсов объекта, выполненная по состоянию на 01.01.2017 г. детерминистическим способом в рамках

количественной оценки НСР нефти и газа РФ – 3,019 млрд т УВ – соответствует интервалу P90-P50 нового прогноза, подтверждая его корректность.

В результате проведенных исследований предложено методическое решение для оценки ресурсов углеводородов слабоизученных комплексов с наличием уникальных месторождений, заключающееся в применении вероятностного подхода на основе метода сравнительных геологических аналогий. Ключевым элементом методики является использование интервальных значений запасов уникальных месторождений, полученных с применением коэффициентов подтверждаемости, что позволяет учесть высокую неопределенность и минимизировать риски завышения оценок ресурсов нефти и газа.

Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г.: Объяснительная записка. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.

2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: ВНИГНИ, 2000. 189 с.

3. Методические указания по количественной оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата. М.: ВНИГНИ, 1983. 215 с.

4. *Прищепа О.М., Крыкова Т.Н.* О переводе предварительно оцененных запасов разведываемых месторождений углеводородов в запасы промышленных категорий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2010. № 6. С. 31–37. EDN: NBIJDZ

5. *Хафизов Ф.З.* Анализ запасов нефти / Науч. ред. А.Э. Конторович. 2-е изд., доп. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. 360 с. EDN: USUDKD

СЕКЦИЯ 3.
Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

Nonlinear diffusion with degenerate and nondegenerate diffusivities: Long-time limits and propagation properties

Islam R.[1]*, Christov I.C.[2], Ibraguimov A.I.[3,4], Hevage I.G.[5]

1 – University of Pittsburgh, Pittsburgh, Pennsylvania, USA
2 – Purdue University, West Lafayette, Indiana, USA
3 – Texas Tech University, Lubbock, Texas, USA
4 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
5 – Central State University, Wilberforce, Ohio, USA
*rai31@pitt.edu

Keywords: long-time asymptotics, degenerate parabolic equations, diffusion processes, localization property of solutions, gradient-dependent diffusivity

This study investigates the asymptotic behavior and propagation properties of two broad classes of nonlinear diffusion equations that arise naturally in physical models of transport. We focus on (I) non-degenerate diffusion equations, where the diffusivity is a nonnegative polynomial of the solution variable, and (II) degenerate diffusion equations, where the diffusivity depends on both the dependent variable and its gradient and vanishes when either is zero. These equations are motivated by generalizations of Einstein's random walk paradigm and by conservation principles. The purpose of this work is to study nonlinear diffusion equations as prototypical models for transport in granular systems, where effective diffusivities can depend strongly on local particle density. By analyzing their long-time asymptotics, we aim to clarify whether nonlinear effects persist indefinitely or whether transport ultimately reverts to standard diffusion scaling, providing insight into particle mixing and spreading in dense granular media. [1–3]

Research methodology: We model granular transport starting from two complementary viewpoints: a microscopic random-walk picture representing stochastic grain displacements and a continuum conservation framework for particle density. Einstein's random walk paradigm leads to governing equations in nondivergence form:

$$Lv \coloneqq \frac{\partial v}{\partial t} - D(v)\Delta v = 0,$$

while conservation principles provide divergence-form formulations:

$$\tilde{L}u \coloneqq \frac{\partial u}{\partial t} - \nabla.\left(P(u)\nabla u\right) = 0,$$

where $P(u) > 0, P(0) = \text{const.}>0$.

A unifying transformation between these two forms is established, and for the degenerate case in one spatial dimension, a mapping theorem is proved.

Rigorous analysis is carried out using partial differential equation techniques. For the non-degenerate case, a maximum principle on bounded and unbounded domains is derived to bound the solutions above and below using Aronson's fundamental solution of the linear heat equation. Numerical simulations mimic granular spreading experiments by illustrating the transition from density-dependent nonlinear dynamics to classical diffusion at large times.

For the degenerate case, finite speed of propagation is proved by adapting a De Giorgi–Ladyzhenskaya iterative procedure to nondivergence-form equations. Analytical work is supported by numerical experiments using finite-difference schemes and by explicit construction of self-similar solutions of Kompaneets–Zel'dovich–Barenblatt type.

In the nondegenerate setting, the comparison principle establishes that the long-time asymptotic behavior of nonlinear diffusion models for granular materials – such as vibrated or sheared particle beds – are sandwiched between two linear fundamental solutions, showing that they converge asymptotically to the linear diffusion behavior. This demonstrates that, although granular systems can exhibit transient anomalous transport effects, nondegenerate nonlinearities do not alter the long-time Gaussian spreading of diffusion. In contrast, the degenerate case reveals genuine nonlinear effects: solutions display localization and finite propagation speed, features absent from linear diffusion. The finite speed of propagation is quantified both analytically and via explicit one-dimensional self-similar solutions, and these properties are confirmed through numerical simulations. This insight helps resolve experimental paradoxes by demonstrating that, for dense granular systems with nondegenerate diffusivity, macroscopic concentration profiles eventually approach those predicted by classical diffusion theory.

The analysis highlights a fundamental dichotomy between non-degenerate and degenerate nonlinear diffusion equations. Nondegenerate systems – such as dense granular flows where particle mobility remains sufficient – eventually recover classical diffusion dynamics asymptotically, while degenerate equations preserve distinct nonlinear features relevant to granular systems such as finite propagation. These findings advance both the mathematical theory and the physical modeling of granular transport and clarify its implications for interpreting observed anomalous diffusion in applied physical systems, including transport in granular and particulate materials. By bridging rigorous analysis, explicit constructions, and numerical experiments mimicking realistic granular flows, the study strengthens the connection between partial differential equation theory and the practical modeling of complex diffusion processes in granular physics.

References

1. *Nikitina M.V., Melkishev O.A*. Patterns of filling hydrocarbon traps for local objects of the Visean Age of the Bereznikovskoye Paleoplato // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2023. No. 5(377). P. 14–24. (In Russ.). EDN: VOAQAU

2. *Ciriello V., Longo S., Chiapponi L., Di Federico V.* Porous gravity currents: A survey to determine the joint influence of fluid rheology and variations of medium properties // Advances in Water Resources. 2016. Vol. 92. P. 105–115. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2016.03.021

3. *Di Federico V., Longo S., King S.E.* et al. Gravity-driven flow of Herschel–Bulkley fluid in a fracture and in a 2D porous medium // Journal of Fluid Mechanics. 2017. Vol. 821. P. 59–84. https://doi.org/10.1017/jfm.2017.234

Экспериментальное исследование особенностей взаимодействия карбонизированной воды с породами терригенных и карбонатных коллекторов, характерных для Урало-Поволжья

Гарифуллина Ч.А.
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,
г. Альметьевск, Россия
ch.garifullina@agni-rt.ru

Ключевые слова: диоксид углерода, карбонизированная вода, геохимические процессы

Среди технологий утилизации диоксида углерода наиболее развиты проекты по закачке CO_2 в пласт для повышения нефтеотдачи или подземного захоронения. При подземном захоронении CO_2 в водоносных горизонтах может быть захоронен наибольший объем углекислого газа. Однако следует учитывать, что кислая среда, образующаяся при растворении диоксида углерода в пластовой воде, инициирует геохимические реакции в системе «CO_2–пластовая вода–порода». Результат протекающих реакций зависит от многих факторов, в первую очередь, от минерального состава породы, минерализации и химического состава воды, а также от температуры и давления в системе [1–3]. В работе представлены оригинальные методики и результаты проведения экспериментов с дробленными и стандартными образцами керна в системе «CO_2–пластовая вода–порода». На основе анализа состава пластовой воды на разных этапах экспериментов, минерального состава керна до и после экспериментов выявлены процессы, характерные для карбонатных и терригенных коллекторов, коллекторов, в том числе с карбонатным цементом и пиритизированных, как из водонасыщенных, так и из нефтенасыщенных интервалов, а также глинистых алевролитов (интервалов «псевдопокрышки»).

Материалы и методы: на рис. 1 представлена схема экспериментального стенда для исследования физико-химических процессов при контакте CO_2 с пластовой водой и дробленой породой. В установке рекомбинации выполнялось насыщение пластовой воды, отобранной на скважине заданным объемом CO_2 с приведением к термобарическим условиям, близким к пластовым для рассматриваемых объектов. После перевода полученной карбонизированной воды в реактор, заполненный дробленым керном, осуществлялось длительное (3–5 недель) взаимодействие этих образцов с карбонизированной водой при тех же термобарических условиях. По завершении эксперимента производился перевод газированной воды из реактора в сепаратор. После этапов насыщения воды CO_2 и выдержки с керном в реакторе отбирались контрольные пробы для оценки изменения состава воды и растворенного газа. Также осуществлялся анализ минерального состава образцов породы до и после взаимодействия в реакторе. Такие эксперименты за счет повышенной площади контакта дробленого керна с карбонизированной водой позволяют более надежно идентифицировать основные геохимические взаимодействия по комплексу выполняемых анализов.

На рис. 2 представлена схема экспериментального стенда для исследования геохимических процессов при контакте CO_2 с пластовой водой и составными моделями из стандартных образцов керна.

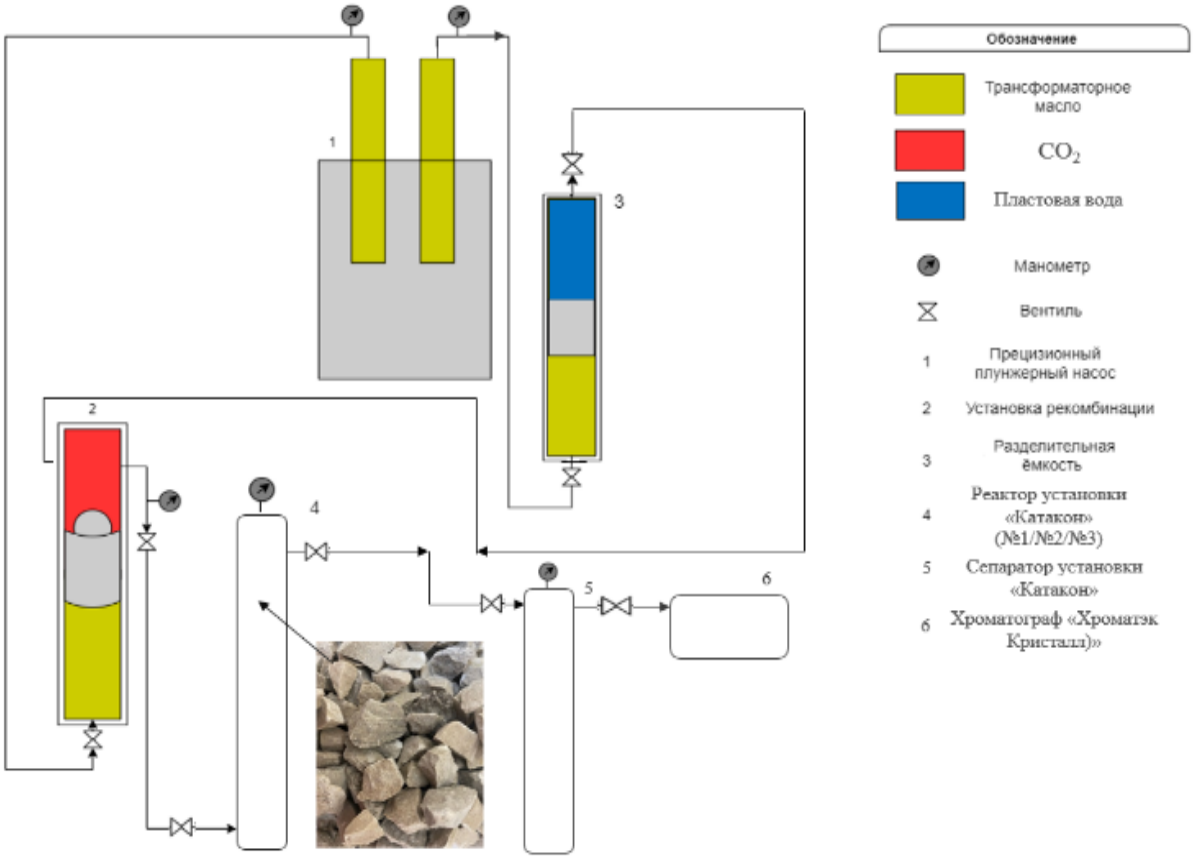


Рис. 1. Схема экспериментального стенда для исследования взаимодействия пластовой воды, CO_2 и дробленого кернового материала

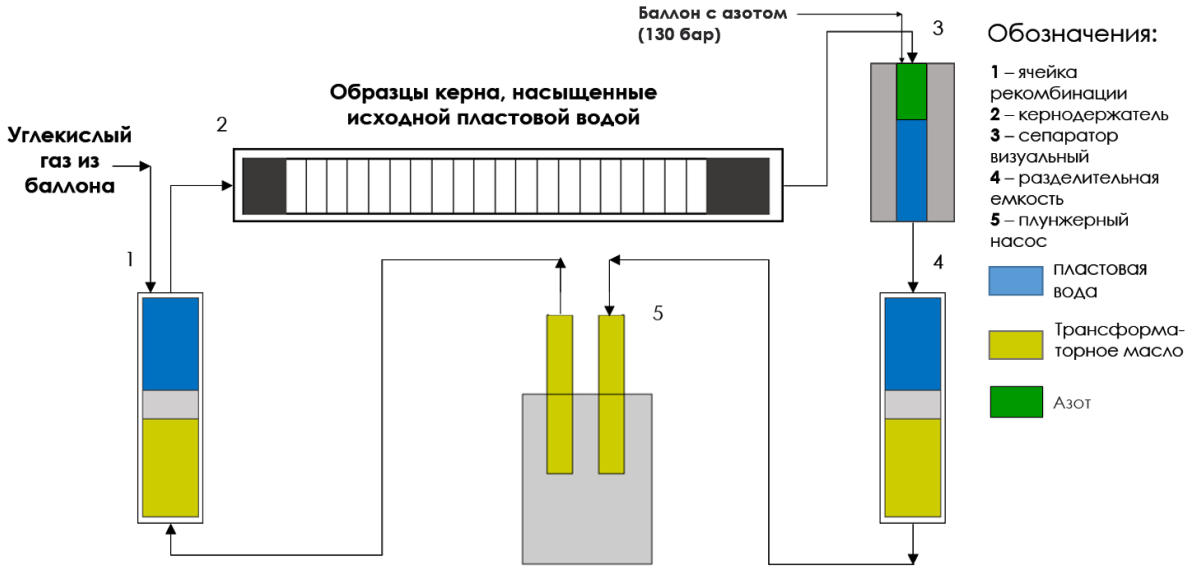
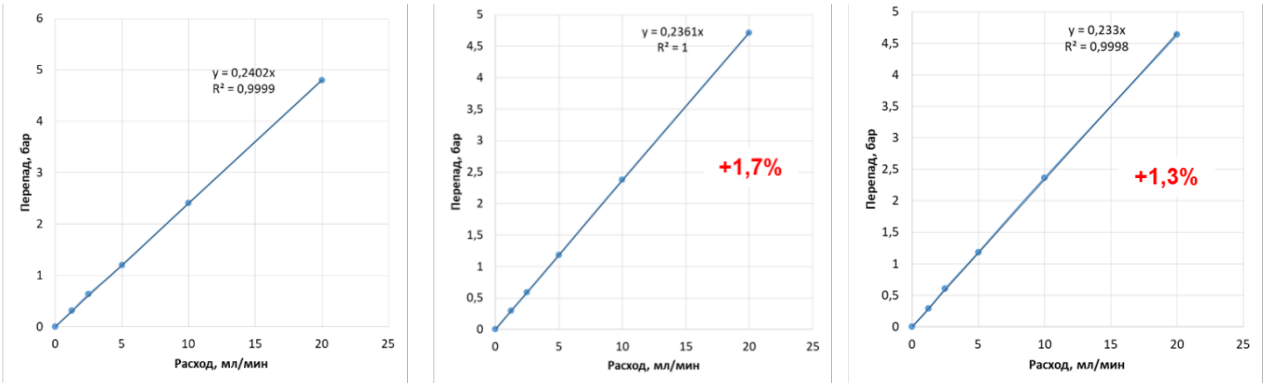


Рис. 2. Схема экспериментального стенда для исследования взаимодействия пластовой воды, CO_2 и составных моделей из стандартных образцов керна

Насыщенные пластовой водой образцы керна загружались в кернодержатель. На следующем этапе исходная пластовая вода в порах керна замещалась подготовленной в ячейке рекомбинации

карбонизированной водой. На этом и дальнейших этапах поддерживались термобарические условия, близкие к пластовым. Вытесняемая из пор пластовая вода накапливалась в визуальном сепараторе. После прокачки нескольких поровых объемов карбонизированной воды проводилась оценка начальной проницаемости керновой модели по карбонизированной воде путем измерения стабилизированного перепада давления при различных расходах (рис. 3а). По полученным индикаторным линиям проверялось наличие линейной связи и оценивался коэффициент пропорциональности между расходом и перепадом давления (рис. 3), а также с помощью капиллярного вискозиметра проводилась контрольная проверка стабильности вязкости на каждом этапе оценки проницаемости.



а б в

Рис. 3. Пример индикаторных линий, полученных на трех этапах выдержки образцов терригенного коллектора с пластовой водой и CO_2

После насыщения керновой модели карбонизированной водой вход кернодержателя перекрывался и осуществлялась выдержка образцов керна с насыщенной пластовой водой при термобарических условиях, соответстсвующих пластовым. Приблизительно через 2 недели проводилось вытеснение карбонизированной воды из керна жидким (сверхкритическим) CO_2 при поддержании давления и температуры в сепаратор для анализа ее состава. Затем реализовывалась специальная процедура поэтапного замещения CO_2 сначала пластовой, а затем свежей карбонизированной водой с регулированием давления, чтобы гарантировать отсутствие в керне остаточной фазы CO_2, которая могла бы повлиять на измерение проницаемости. После полного замещения пластовой воды на свежую карбонизированную воду проводилась оценка изменения проницаемости керновой модели после первого этапа выдержки (рис. 3б). Далее кернодержатель снова перекрывался для второго этапа выдержки, после которого повторно проводились аналогичные процедуры вытеснения карбонизированной воды в сепаратор для анализа и финальная оценка изменения проницаемости керновой модели по свежей карбонизированной воде (рис. 3в).

По результатам проведенных экспериментов установлено, что для карбонатов и песчаников с карбонатным цементом характерны схожие процессы растворения карбонатных минералов, процессы переосаждения вторичных карбонатов и галита. Для песчаников без карбонатного цемента характерны менее интенсивные процессы при контакте с CO_2 и пластовой водой, однако для них отмечаются процессы растворения глинистых минералов. Результаты экспериментов с керном из водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов сходного минерального состава

оказались близкими на качественном и количественном уровне. Это указывает на отсутствие существенного влияния адсорбированных углеводородов на взаимодействия в системе «CO_2–пластовая вода–порода» и аналогию между ожидаемыми геохимическими процессами при захоронении диоксида углерода в водонасыщенных пластах и его использовании для повышения нефтеотдачи.

В ряде экспериментов как для терригенных, так и для карбонатных пород зафиксированы существенные изменения по содержанию железа и сульфат-анионов, косвенно указывающие на взаимодействие карбонизированной воды с пиритом и гипсом.

Эксперименты подтвердили, что растворение минералов может приводить к улучшению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, но зафиксированные изменения оказались не столь значительными: увеличение проницаемости до 3% при общей продолжительности выдержки около 1 мес.. В то же время, процессы растворения могут приводить к снижению прочности породы, особенно вблизи нагнетальных скважин, где геохимические процессы наиболее интенсивны за счет поступления диоксида углерода и формирования свежей карбонизированной воды.

С другой стороны, процессы осаждения вторичных минералов и солей, а также переноса частиц породы, высвобождаемых после растворения цементирующих минералов, могут привести к снижению ФЕС. Такие результаты также были зафиксированы в экспериментах со снижением проницаемости керновой модели на 18%.

С точки зрения долгосрочного захоронения CO_2, осаждение твердых соединений оказывает положительный эффект. Однако выпадение солей вблизи нагнетальных скважин приводит к снижению их приемистости и темпов закачки.

Также в экспериментах были идентифицированы вторичные процессы переосаждения минералов и солей при снижении давления и дегазации карбонизированной воды, что указывает на повышенные риски солеотложений на втутрискважинном оборудовании и в призабойных зонах добывающих скважин.

Литература

1. *Гарифуллина Ч.А., Индрупский И.М., Ибрагимов И.И.* и др. Экспериментальное исследование геохимического взаимодействия углекислого газа с пластовой водой и породой водонасыщенных и нефтенасыщенных горизонтов // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 4. С. 237–247. https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.16

2. *Li H., Xie L., Ren L.* et al. Influence of CO_2–water–rock interactions on the fracture properties of sandstone from the Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin // Acta Geophysica. 2021. Vol. 69, No. 1. P. 135–147 https://doi.org/10.1007/s11600-020-00533-x

3. *Zhong Y, Li Q, Wang R, Yao T.* Changes of physical and mechanical properties of coral reef limestone under CO_2–seawater–rock interaction. // Applied Sciences (Switzerland). 2022. Vol. 12, No. 9. P. 4105. https://doi.org/10.3390/app12094105

Сопоставление данных акустического каротажа и лабораторных исследований керна на примере карбонатных отложений в Республике Татарстан

Гуфронов Р.С.*, Мингазутдинов И.Н.
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия
*GufronovRS@tatnipi.ru

Ключевые слова: продольная волна, поперечная волна, акустический каротаж, керн, исследования

Точная оценка упругих свойств горных пород, таких как модуль Юнга и коэффициент Пуассона, необходима для построения геомеханических моделей, применяемых при проектировании строительства скважин, расчете дизайнов гидроразрыва пласта. Упругие свойства получают на основе лабораторных керновых исследований и определенных зависимостей статических свойств от динамических для расчетов на основе скважинного акустического каротажа (АК) [1, 2]. Получаемые скорости пробега продольной (Vp) и поперечной (Vs) волн скважинным АК и лабораторными исследованиями на керне могут различаться. Эти расхождения обусловлены различиями в масштабе исследования, термобарических условиях измерений и частотных диапазонах используемой аппаратуры.

В работе представлено сопоставление результатов определения акустических свойств, полученных разными методами, для выявления и обоснования причин их расхождения на примере карбонатных отложений в Республике Татарстан.

Материалы и методы: сопоставлены результаты акустических исследований тремя методиками (рис. 1):

1. Исследования на образцах: проведены ультразвуковые измерения Vp и Vs при моделировании пластовых термобарических условий на цилиндрических образцах керна 30 х 60 мм, выбуренных из полноразмерного керна;

2. Профильные исследования на полноразмерном керне: проведены измерения Vp и Vs на поверхности полноразмерного керна с шагом 50 мм в атмосферных условиях;

3. Скважинный АК: проведены исследования прибором MPAL для определения профилей Vp и Vs, а также прибором АКП-100 для определения профиля Vp.

Сопоставление результатов исследований представлено на рис. 2, на котором также приведены фотографии полноразмерного керна с местами отбора образцов и снимками компьютерной томографии (КТ), на которых можно увидеть изменения плотности и внутреннюю неоднородность керна. На изображении КТ плотные участки имеют более светлый оттенок, зеленая кривая – по данным прибора MPAL; красная кривая – по данным прибора АКП-100; синие точки – на полноразмерном керне; серые квадраты – на цилиндрических образцах керна.

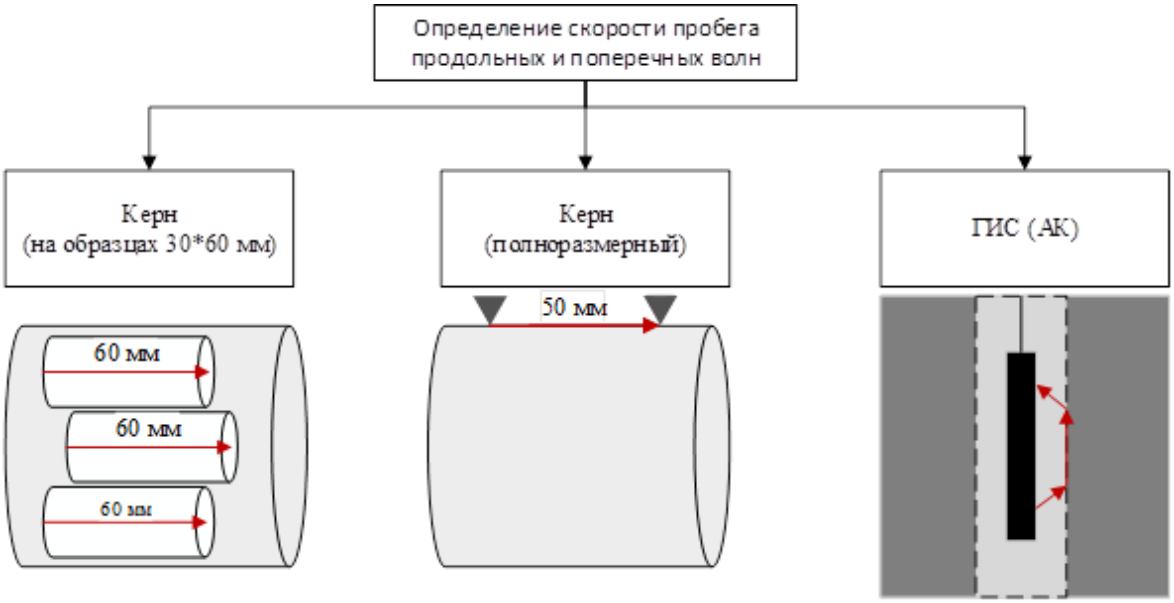


Рис. 1. Схематичное представление примененных методов для определения Vp и Vs

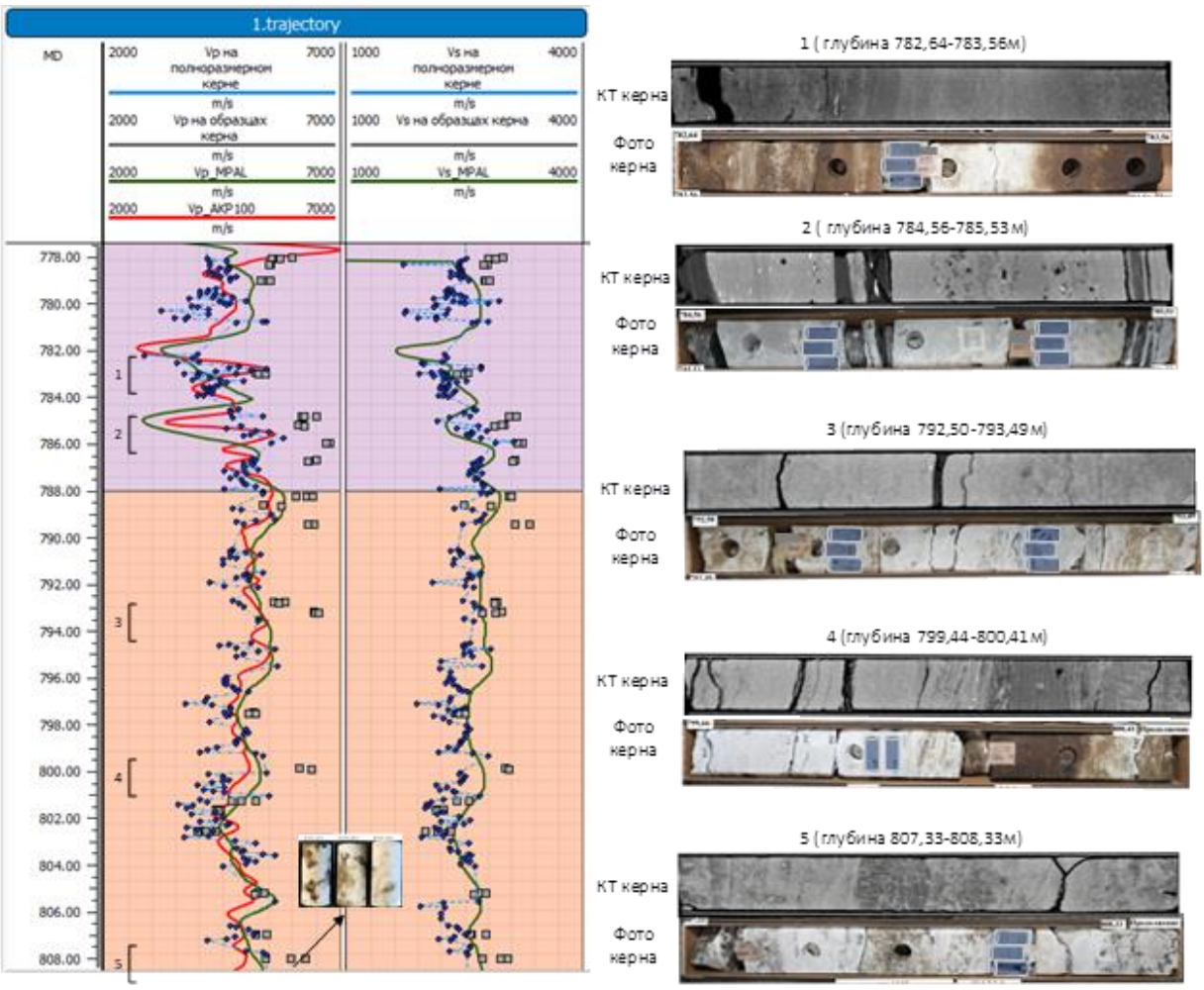


Рис. 2. Сопоставление результатов акустических исследований и фотографии керна

В результате сопоставления исследований выявлено, что расхождение Vp и Vs, измеренных разными методами, обусловлено следующими факторами:

– завышенные значения на образцах керна объясняются тем, что образцы отбирают из наиболее плотных, однородных участков, игнорируя сильно кавернозные и трещиноватые участки из-за невозможности либо высокой вероятности разрушения образца при отборе;

– заниженные скорости P-волн и S-волн, наблюдаемые при измерениях на поверхности полноразмерного керна, связаны с состоянием его приповерхностной зоны, подвергшейся механическому воздействию бурового инструмента, а также изменениями из-за разгрузки после извлечения керна на поверхность [3];

– лабораторные исследования проводятся на высоких частотах (0,3–1,0 МГц), тогда как скважинные приборы работают в низкочастотном диапазоне (1–30 кГц). Помимо этого, различается и масштаб исследования: скважинные данные отражают интегральный отклик большого массива горных пород, в то время как лабораторные – лишь локальные свойства отдельного образца.

Рекомендуется комплексирование методов лабораторных исследований акустических свойств на единичных образцах керна и профильных на полноразмерном керне для повышения качества определяемых зависимостей «керн – ГИС».

Литература

1. *Гирфанов И.И., Усманов И.Т.* О зависимостях для определения геомеханических свойств для условий Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяная провинция. 2021. № 3(27). С. 57–66. https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.57-66

2. *Муллаянов А.И., Салихов А.Р., Лобова Е.Ю., Аржанцев В.С.* Исследование упругих свойств карбонатных пород каширо-подольских, башкир-верейских и турнейских отложений на месторождениях Республики Башкортостан // Нефтегазовое дело. 2022. № 6. С. 139–152. https://doi.org/10.17122/ogbus-2022-6-139-152

3. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. С. 39–50. https://doi.org/10.31857/S0002333720040109

Адгезия льда и гидрата тетрагидрофурана на гидрофобных поверхностях

Данилина П.И.*, Соколова М.В., Тоузаков Ф.С., Копицын Д.С., Новиков А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
*polina.danilina.2004@gmail.com

Ключевые слова: конденсат, гидраты, гидрофобные покрытия

Обледенение и образование газовых гидратов – критически важные проблемы в нефтегазовой отрасли, особенно при добыче и транспортировке углеводородов в условиях низких температур и высоких давлений. В присутствии воды многие составы пластовых флюидов способны образовывать газовые гидраты, а полностью избежать попадания в область p,T-условий гидратообразования часто не представляется возможным. Опасность гидратов и льда заключается в том, что они могут закупоривать элементы технологического оборудования и трубопроводы, тем самым вынуждая останавливать производственные процессы [1, 2]. Целью работы является изучение влияния типа и характера покрытия на адгезионную прочность льда и гидратов.

Материалы и методы: образцы стали AISI 304 промывали ацетоном и спиртом, высушивали и очищали в аргоновой плазме, затем наносили защитные покрытия. После этого измеряли адгезионную прочность путем испытаний на разрыв и дальнейшего сравнения полученных результатов для льда и гидрата тетрагидрофурана (ТГФ) на подложках без покрытия, с гидрофобным (с привитыми C_{16}-группами) [3] и силиконовым покрытиями. Гидрат ТГФ удобен тем, что он совпадает по структуре с гидратами пропан- и бутансодержащих газов (структура sII).

По результатам исследований отмечается, что на адгезию льда и гидрата ТГФ влияет тип покрытия и температура проведения испытания. При отсутствии покрытия наблюдается наибольшая адгезия и льда, и гидрата ТГФ. Также было установлено, что адгезия гидрата ТГФ выше, чем адгезия льда, а при температурах менее -13 °C он переходит в когезионный режим разрушения. Самая низкая адгезионная прочность наблюдается при применении силиконового покрытия, скорее всего, за счет деформируемости поверхности покрытия и легкого образования трещин на границе раздела (лед/покрытие) или (гидрат/покрытие).

Полученные закономерности обосновывают целесообразность применения льдофобных и гидрофобных покрытий для защиты и модернизации оборудования, позволяют снизить затраты на борьбу с гидратообразованием, создают основу для разработки новых перспективных материалов с улучшенными противообледенительными свойствами.

Работа выполнена в рамках государственного задания РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (рег. № темы в Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации FSZE-2023-0005).

Литература

1. *Smith J.D., Meuler A.J., Bralower H.L.* et al. Hydrate-phobic surfaces: fundamental studies in clathrate hydrate adhesion reduction // Physical Chemistry Chemical Physics. 2012. Vol. 17. P. 6013–6020. https://doi.org/10.1039/C2CP40581D

2. *Бездомников А.А., Емельяненко А.М., Емельяненко К.А., Бойнович Л.Б.* Кристаллизация водных капель на супергидрофобной поверхности силоксановой резины при отрицательных температурах // Журнал физической химии. 2018. Т. 92, № 1. С. 161–168. https://doi.org/10.7868/S0044453718010077

3. *Диаките Д.А., Шамсутдинова С.Т., Тоузаков Ф.С.* и др. Обледенение гидрофобных кремнеземных покрытий на металлических подложках // Химия и технология топлив и масел, 2025. № 4(650). С. 35–37. EDN: FOAQQZ

Гидрофобные покрытия для предотвращения обледенения нефтегазового оборудования

Диаките Д.А., Шамсутдинова С.Т., Тоузаков Ф.С., Кучиерская А.А., Копицын Д.С., Новиков А.А.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*novikov.a@gubkin.ru

Ключевые слова: краевой угол смачивания, адгезионная прочность

Явление обледенения негативно влияет на воздушный, наземный и морской транспорт, морские платформы, ветряные турбины, линии электропередач и безопасность человека [1–4]. Гидрофобные покрытия эффективны в нефтегазовой промышленности для контроля смачивания сопел и снижения адгезии льда и гидратов. Однако их свойства ухудшаются при многократном замораживании/оттаивании [5]. Целью данной работы было определение стойкости покрытий к замораживанию/оттаиванию при многократных циклах погружения под воду и стойкости к налипанию образующегося льда.

Материалы и методы: в качестве растворителей и реагентов использовались ацетон, изопропиловый спирт, тетраэтоксисилан, гексадецилтриметоксисилан, аммиак и дистиллированная вода. Образцы стали AISI 304 промывали ацетоном и спиртом, высушивали и очищали в аргоновой плазме. Гидрофобизацию образцов проводили добавлением 84 мл ИПС, 150 мкл ТЭОС, 95 мкл ТМС высокой плотности и 15 мл водного раствора аммиака. Образцы промывали ИПС и высушивали при температуре +65 °C в течение двух часов. Было изготовлено три серии: 304 (очищенные образцы), C16 (гидрофобные) и SiO_2 (аналог C16, без ТМС высокой плотности). Измерения контактного угла смачивания проводили на приборе Kruss DSA100 (Германия). Прочность на разрыв измеряли на приборе TRM-O-2.5 Tochline (Россия). Температура регулировалась термостатом KISS K6 (Германия) и контролировалась термопарой. Обработка данных выполнялась на языке Python с использованием NumPy, Scipy, Pandas и Matplotlib.

Статический краевой угол смачивания образцов C16 значительно превосходит образцы 304 и SiO_2, достигая значения около 120°. Это свидетельствует о более выраженных гидрофобных свойствах данного материала. Сравнивать краевые углы смачивания водой для образцов 304 и SiO_2 затруднительно из-за растекания капли. После 20 циклов замораживания/оттаивания краевой угол смачивания образцов C16 уменьшается до 110–115°. Это свидетельствует об устойчивости покрытия к многократному замораживанию.

На образец наносили каплю воды, затем быстро прижимали к термостатированной поверхности с зазором 0,4 мм. Капля замерзала, и показания датчика температуры стабилизировались в течение 3 мин. Затем проводили испытание на растяжение со скоростью 5 мм/мин. Прочность льда аппроксимируется уравнением $Q_{max} = a \cdot t$. Значения a для образцов 304, SiO_2 и C16 составляют $-20{,}4 \pm 1{,}7$, $-29{,}9 \pm 1{,}9$ и $-39{,}3 \pm 1{,}6$ соответственно, при этом линейная зависимость сохраняется при температурах ниже порога когезионного разрушения.

Оценены морозостойкость гидрофобного кремниевого покрытия с гексадецильными группами и адгезия льда к его поверхности. После 30 циклов краевой угол смачивания изменился незначительно. Прочность на разрыв льда выше, чем у нержавеющей стали и исходного гидрофильного покрытия, и описывается уравнением: Qmax(кПа) = -39,3·t(°C).

Работа выполнена в рамках государственного задания РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (рег. № темы в Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации FSZE-2023-0005).

Литература

1. *Diakite D. A., Novikov A.A.* L'applications des matériaux superhydrophobes pour réduire les effets du givrage sur les installations maritimes // Revue Internationale du Chercheur. 2025. Vol. 6, No. 2. P. 1247–1275. https://doi.org/10.5281/zenodo.15733137
2. *Zhang F., Yan H., Chen M.* Multi-scale superhydrophobic surface with excellent stability and solar-thermal performance for highly efficient anti-icing and deicing // Small. 2024. Vol. 20, No. 32. P. 2312226. https://doi.org/10.1002/smll.202312226
3. *Huang W., Huang J., Guo Z., Liu W*. Icephobic/anti-icing properties of superhydrophobic surfaces // Advances in Colloid and Interface Science. 2022. Vol. 304. P. 102658. https://doi.org/10.1016/j.cis.2022.102658
4. *Chen J., Bai X., Wang J.* et al. Research on sea spray distribution of marine vessels based on SPH-FEM coupling numerical simulation method // Water. 2022. Vol. 14, No. 23. P. 3834. https://doi.org/10.3390/w14233834
5. *Nistal A., Sierra-Martín B., Fernández-Barbero A.* On the durability of icephobic coatings: A review // Materials. 2023. Vol. 17, No. 1. P. 235. https://doi.org/10.3390/ma17010235

Перколяционное моделирование ФЕС и относительных фазовых проницаемостей трещиноватых коллекторов

Кадет В.В., Тютяев А.В., Васильев И.В., Корноухов С.В.*, Солодов В.Г.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*ser.kornoukhov03@gmail.com

Ключевые слова: трещиноватые коллекторы, функция плотности распределения трещин по раскрытию, относительные фазовые проницаемости, теория перколяции, повышение коэффициента извлечения нефти

Актуальность исследования связана с освоением месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами [1]. Низкая точность современных фильтрационных моделей приводит к значительным расхождениям между проектными и фактическими показателями разработки. Цель работы – создание модели для точного определения фильтрационно-емкостных свойств таких коллекторов, что позволит улучшить прогнозирование фильтрационных характеристик, оценку коэффициента извлечения нефти и оптимизировать методы увеличения нефтеотдачи. Перспективным направлением является использование математических моделей на основе теории перколяции [2, 3], позволяющих учитывать неоднородность распределения микромеханических параметров и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора.

Материалы и методы: среда представляется в виде сети дисковых трещин, хаотично распределенных в пространстве. Принималось, что раскрытие каждой трещины δ значительно меньше ее радиуса r, а ориентация изотропна. Распределение размеров трещин задается вероятностными моделями: функция f(r) описывает распределение по радиусам, а φ(δ) – по раскрытиям. Согласно экспериментальным данным увеличение радиуса трещины сопровождается ростом ее раскрытия [4], что в модели аппроксимируется линейной зависимостью. Распределение радиусов описывается функцией Релея, отражающей преобладание в природных средах трещин малых и средних размеров:

$$f(r)=\frac{r}{\sigma^2}e^{-\frac{r^2}{2\sigma^2}},$$

где σ – параметр, определяющий положения пика ФПР.

В результате теоретического анализа были получены следующие аналитические соотношения для определения ФЕС трещиноватого коллектора.

1. Коэффициент абсолютной проницаемости:

$$K=\frac{36{,}53\,b^3\sqrt{n_0\langle r\rangle}\left[\pi n_0\langle r^2\rangle\langle r\rangle-1\right]^d}{\left[2\pi n_0\left[\left(1+\frac{\pi}{2}\right)\langle r^2\rangle\langle r\rangle+\frac{2}{3}\langle r^3\rangle\right]-1\right]^d}\eta\left(\pi n_0\langle r^2\rangle\langle r\rangle-1\right). \quad (1)$$

2. Коэффициенты относительных фазовых проницаемостей (ОФП) по воде и нефти соответственно:

$$k_1(r_k) = k_{oil}(r_k) = \frac{\int_{r_k}^{r(S^*)} r^3 f(r)dr}{\int_0^{\infty} r^3 f(r)dr}, \qquad k_2(r_k) = k_{water}(r_k) = \frac{\int_{r(S_*)}^{r_k} r^3 f(r)dr}{\int_0^{\infty} r^3 f(r)dr}, \tag{2}$$

где S_* – связанная вода, S^* – остаточная водонасыщенность.

3. Водонасыщенность:

$$S(r_k) = 1 - \frac{\int_0^{r_k} r^3 f(r)dr}{\int_0^{\infty} r^3 f(r)dr}. \tag{3}$$

4. Коэффициент общей (полной) трещинной пористости (емкости):

$$m = \pi n_0 \langle \delta \rangle \langle r^2 \rangle. \tag{4}$$

5. Коэффициент эффективной трещинной пористости:

$$m_{eff} = 0.71 n_0 \delta \left\langle r^2 \right\rangle \approx 0.23 m \cdot \tag{5}$$

Здесь n_0 – концентрация центров трещин в коллекторе,

$\langle r \rangle = \int_0^{\infty} r f(r)dr$ – средний радиус трещины,

$\langle \delta \rangle = \int_0^{\infty} \delta \varphi(\delta) d\delta$ – среднее раскрытие трещины,

d – определяется только размерностью задачи D (при D = 3, d ≈ 1,7).

В качестве исходных данных для численного моделирования использовалась открытая информация о параметрах фильтрационно-емкостных свойств пород Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассматривался образец керна, представляющий собой плотный микрозернистый известняк с признаками сульфатизации, характеризующийся развитой системой хаотично распределенных трещин. Среднее значение раскрытия трещин в модели составило ⟨δ⟩ = 10 мкм.

В ходе вычислительного эксперимента изучалось влияние концентрации трещин на расчетные параметры ФЕС (абсолютная проницаемость K, общая пористость m и эффективная пористость m_{eff}) при различных фиксированных значениях максимальных радиусов трещиноватых каналов: 24 мм и 48 мм. Результаты расчетов по алгоритмам (1–5) представлены в сводной табл. 1.

Таблица 1. **Результаты численного эксперимента по расчету ФЕС трещиноватых коллекторов**

Максимальный радиус трещин – r_m = 24 мм		Средний радиус трещин – <r> = 10 мм	
n_0, $\cdot 10^6$, $м^{-3}$	K, мД	m, %	m_{eff}, %
0,22	0,002	0,100	0,0222
0,23	0,393	0,105	0,0228
0,24	1,156	0,109	0,0234
Максимальный радиус трещин – r_m = 48 мм		Средний радиус трещин – <r> = 20 мм	
n_0, $\cdot 10^6$, $м^{-3}$	K, мД	m, %	m_{eff}, %
0,028	0,061	0,051	0,0112
0,03	0,611	0,055	0,0117
0,032	1,451	0,058	0,0122

На рис. 1 представлен график зависимости коэффициента абсолютной проницаемости трещиноватой среды от эффективной пористости при $n_0 = 0{,}23 \cdot 10^6$ $м^{-3}$ и <δ> = 10 мкм.

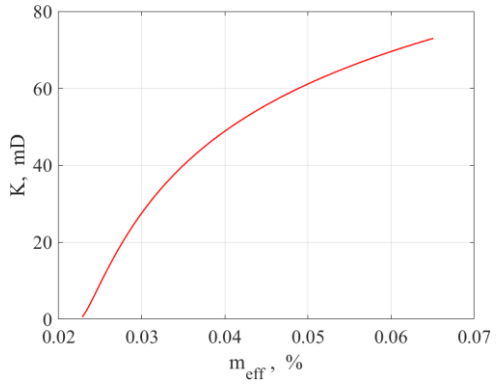
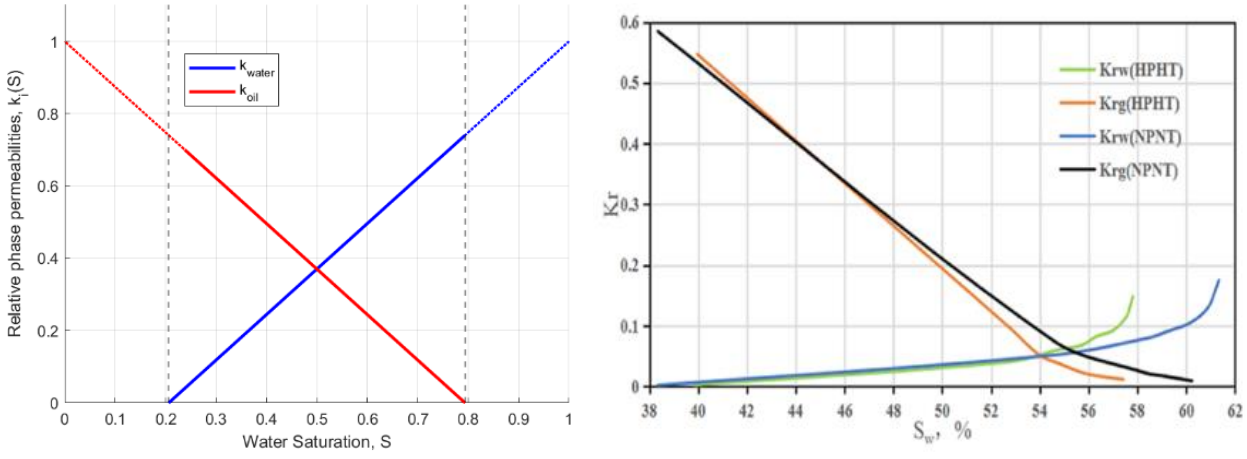


Рис. 1. Зависимость коэффициент абсолютной проницаемости K от коэффициента эффективной пористости m_{eff}

Зависимости ОФП от насыщенности продемонстрировали поведение близкое к линейному, что типично для трещинных коллекторов и подтверждено экспериментально (рис. 2) [5].



а б

Рис. 2. Кривые: а – ОФП по нефти и воде для трещиноватого коллектора, рассчитанные для функции Релея при σ = 8,5 мм; б – результаты сравнения кривых ОФП плотносцементированных образцов керна трещиноватого коллектора месторождения Карамая-Синьцзян [5]

В идеальной модели трещиноватого коллектора [5] между проницаемостью и пористостью существует линейная зависимость, что предполагает одинаковое раскрытие трещин. Однако расхождения между классическими и перколяционными моделями возникают вследствие учета хаотического распределения трещин в реальной среде, что кардинально изменяет ее фильтрационные свойства по сравнению с упорядоченной системой трещин.

На основе теории перколяции разработана математическая модель для оценки фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых коллекторов. В рамках модели выполнены расчеты абсолютной проницаемости, общей и эффективной пористости для характерных диапазонов параметров трещиноватых сред. Установлены зависимости указанных параметров от средней концентрации и радиуса трещин. Анализ результатов выявил, что связь абсолютной проницаемости с эффективной пористостью аппроксимируется степенной функцией с показателем 1/4. Показано, что зависимости ОФП от насыщенности имеют вид, близкий к линейному. Получены аналитические выражения для определения относительных фазовых проницаемостей воды и нефти.

Литература

1. *Киркинская В.Н., Смехов Е.М.* Карбонатные коллектора – коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.

2. *Hunt A., Ewing R., Ghanbarian B.* Percolation Theory for Flow in Porous Media. 3rd ed. Cham, Switzerland: Springer, 2014. 447 p. https://doi.org/10.1007/978-3-319-03771-4

3. *Кадет В.В.* Перколяционный анализ гидродинамических и электрокинетических процессов в пористых средах. М.: ИНФРА-М, 2020. 256 с.

4. *Bonnet E., Bour O., Odling N.E.* et al. Scaling of fracture systems in geological media // Reviews of Geophysics. 2001. Vol. 39, No. 3. P. 347–383. https://doi.org/10.1029/1999RG000074

5. *Du J., Liu Q., Guo P.* et al. Study on water displacing gas relative permeability curves in fractured tight sandstone reservoirs under high pressure and high temperature // ACS Omega. 2020. Vol. 5, No. 13. P. 7456–7461. https://doi.org/10.1021/acsomega.0c00139

Оценка геологической неоднородности продуктивного пласта Hugin месторождения Volve с помощью коэффициентов Дикстры-Парсонса и Лоренца

Кувайцев А.Н.
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия
kuvaitcevs@gmail.com

Ключевые слова: коэффициенты неоднородности, Volve, проницаемость.

В нефтяной и газовой промышленности одной из ключевых задач при оценке свойств пласта является оценка геологической неоднородности. В качестве критериев оценки неоднородности могут быть использованы показатели Дикстры–Парсонса и Лоренца.

Целью данной работы является оценка неоднородности продуктивного пласта Hugin месторождения Volve, а также подбор наиболее предпочтительного метода оценки.

Volve – шельфовое месторождение в Северном море, открытое в 1993 г. Добыча углеводородов на месторождении велась с 2008 по 2016 гг. из юрских отложений, залегающих на глубине 2700–3100 м. Разработка месторождения велась с помощью системы поддержания пластового давления путем закачки воды нагнетательными скважинами. В 2018 г. компания Equinor (Statoil) выложила в открытый доступ данные о месторождении Volve [1], что позволило произвести анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта Hugin.

Ранее оценка неоднородности продуктивного пласта Hugin месторождения Volve с помощью коэффициентов Дикстры–Парсонса и Лоренца не проводилась, что обуславливает актуальность и новизну данной работы.

Используя данные интерпретации геофизических исследований и каротажные диаграммы были определены зоны коллекторов, а также толщины коллектора в каждой скважине, вскрывающей рассматриваемый пласт. На основе многофакторного регрессионного анализа с учетом результатов оценки глинистости коллектора проницаемость может быть определена по формуле [1]:

$$K_{logh} = 10^{(8 \cdot P_{hif} - 9 \cdot V_{sh} + 2)},$$

где P_{hif} – пористость, д. ед.; V_{sh} – объемная глинистость, м^3.

Неоднородность пласта Hugin оценим на основе показателей Дикстры–Парсонса и Лоренца.

Методика расчета неоднородности по методу Дикстры–Парсонса подробно описана в [2]. Согласно данному методу, для определения неоднородности необходимо построить график, по оси ординат которого откладывается значение проницаемости, а по оси абсцисс – процентное содержание толщин с проницаемостью больше заданной (рис. 1). Далее точки аппроксимируем

экспоненциальной линией тренда, на которой выбираем две точки, соответствующие 50% и 84%-му содержанию толщин, имеющих проницаемость больше заданной. Неоднородность рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}}$$

При этом полагают, что коэффициент V варьируется в пределах от 0 для полностью однородного пласта до 1 для неоднородного.

Для продуктивного пласта Hugin рассчитанный коэффициент Дикстры–Парсонса составил 0,602. Следовательно, проанализировав полученный коэффициент Дикстры–Парсонса, можно сделать вывод, что продуктивный пласт Hugin месторождения Volve имеет высокую степень неоднородности.

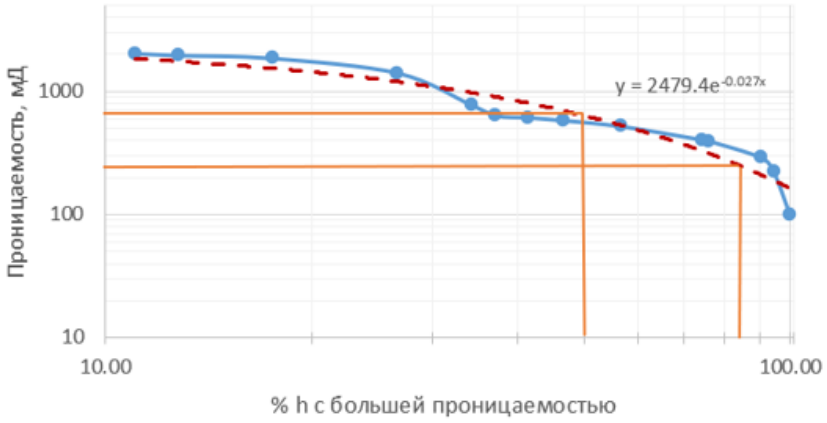


Рис. 1. График, полученный для коэффициента Дикстры-Парсонса

Рассмотрим метод Лоренца. Для расчета неоднородности по методу Лоренца строят график, связывающий суммарную толщину $\sum h_i$ и сумму произведений толщины на проницаемость $\sum k_i h_i$ [3]. Все значения необходимо предварительно нормировать. Построив линию тренда, коэффициент неоднородности Лоренца может быть рассчитан по формуле:

$$L = \frac{A_i - A_0}{A_o},$$

где A_i – площадь под графиком анализируемого пласта; A_o – площадь под графиком однородного пласта, представляющим собой прямую линию от 0 до 1; $A_o = 0{,}5$.

Коэффициент L при этом варьируется от 0 для полностью однородного пласта до 1 для неоднородного. Рассчитав соответствующие площади и подставив в уравнение (3), получим коэффициент неоднородности, равный $L = 0{,}421184$. Анализируя полученный коэффициент Лоренца, можно сделать вывод, что продуктивный пласт Hugin месторождения Volve имеет среднюю степень неоднородности (рис. 2).

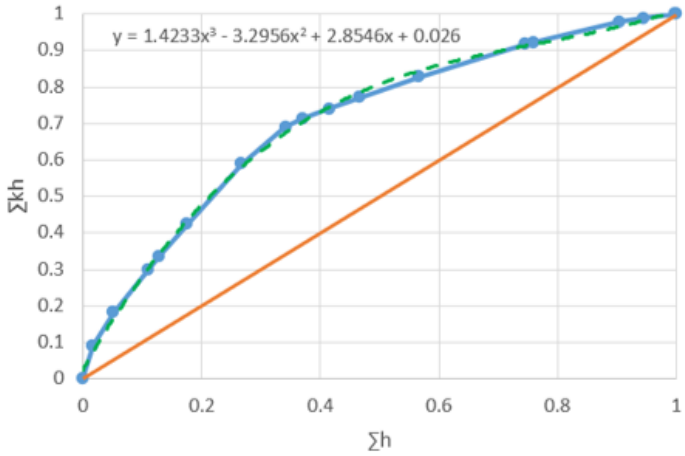


Рис. 2. График, полученный для коэффициента Лоренца

После расчета двух коэффициентов неоднородности необходимо выяснить, какой из них является наиболее предпочтительным для данного месторождения. Однозначно сказать, какой из методов лучше подходит для анализа неоднородности продуктивного пласта Hugin месторождения Volve, трудно в силу нескольких причин.

В проектной документации указано, что пласт Hugin состоит из песчаников с логнормальным распределением проницаемости, что теоретически попадает под границы применимости метода Дикстры–Парсонса [1]. Однако в этом же отчете говорится, что продуктивный пласт имеет сложную структуру с трещинами и разломами, а также имеет несколько пропластков. Это, в свою очередь, может указывать на бимодальное распределение проницаемости, что является ограничением для применения метода Дикстры–Парсонса.

В пласте Hugin, согласно анализу данных исследования проницаемости, наблюдаются высокие ее значения (до 2000 мД) [1]. В таких условиях метод расчета неоднородности с применением коэффициента Дикстры–Парсонса может давать завышенную оценку неоднородности, так как он фокусируется на верхнем хвосте распределения, в то время как коэффициент Лоренца учитывает весь диапазон данных, что дает более сбалансированную оценку.

В документации указано, что разработка месторождения велась с помощью системы поддержания пластового давления путем закачки воды нагнетательными скважинами. С учетом этого, оба метода оценки неоднородности, рассмотренные в работе, имеют свои преимущества, а именно:

– Коэффициент Дикстры–Парсонса дает информацию о крайних значениях проницаемости, что полезно при оценке риска раннего прорыва воды от нагнетательных скважин к добывающим.

– Коэффициент Лоренца лучше отражает вклад низкопроницаемых зон в общую неоднородность, что важно при проектировании системы заводнения.

В заключение заметим, что при оценке неоднородности продуктивного пласта Hugin наиболее предпочтительным является применение метода расчета с использованием коэффициента Лоренца, согласно которому пласт имеет среднюю степень неоднородности. Коэффициент Дикстры–Парсонса, показавший высокую степень неоднородности, также может быть использован, но с оглядкой на возможное завышение показателя неоднородности вследствие влияния аномально высоких значений проницаемости в верхнем хвосте распределения.

Проведенный анализ позволяет лучше оценить фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта Hugin месторождения Volve, что в перспективе позволит сделать вывод о целесообразности и методах дальнейшей разработки данного месторождения.

Литература

1. Discovery Evaluation Report. Well 15/9-19 SR, Theta Vest Structure. Stavanger: Statoil, 1993. 194 p.
2. *Dykstra H., Parsons R.* The prediction of oil recovery by water flood // Secondary Recovery of Oil in the United States. 2nd ed. New York: American Petroleum Institute, 1950. P. 160–174.
3. *Schmalz J.P., Rahme H.D.* The variation of waterflood performance with variation in permeability profile // Production Monthly. 1950. Vol. 15, No. 9. P. 9–12.

Применение метода ультрамикроскопии для исследования нефтяных систем

Мрачковская Д.А.[1,2]*, **Курьяков В.Н.**[1]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
2 – Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, г. Москва, Россия
*danamrachkovskaya@yandex.ru

Ключевые слова: асфальтены, агрегация, ультрамикроскопия, порог устойчивости, нефтяные системы

Впервые применен метод ультрамикроскопии для исследования агрегации асфальтенов в модельной системе (толуол–гептан). Метод позволил визуализировать появление наноразмерных асфальтеновых агрегатов на самых ранних стадиях процесса. Измерена зависимость численной концентрации частиц от концентрации осадителя (гептана), на основе которой определен порог устойчивости («Onset point») – концентрация гептана, соответствующая началу агрегации.

Проведено сравнительное исследование чувствительности методов ультрамикроскопии и динамического рассеяния света (ДРС) для детектирования «Onset point». Показано, что метод ультрамикроскопии обладает более высокой чувствительностью и позволяет регистрировать начало агрегации при более низких концентрациях осадителя по сравнению с методом ДРС.

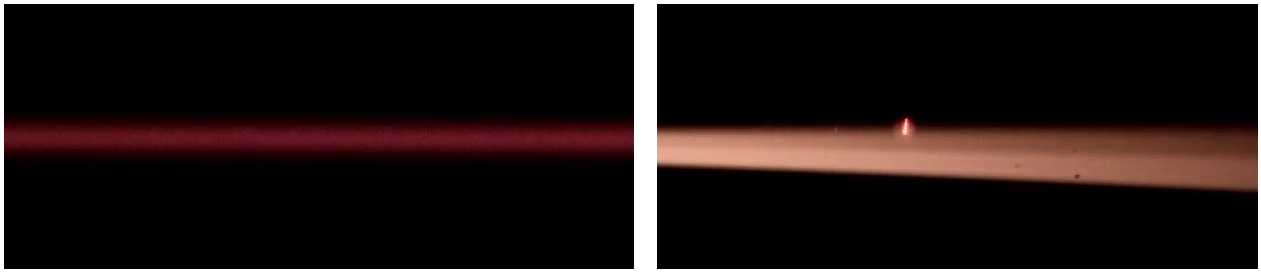
Асфальтены, являясь высокомолекулярной компонентой нефти, склонны к агрегации и образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Это приводит к серьезным технологическим проблемам при добыче, транспортировке и переработке нефти. Ключевым этапом в предотвращении АСПО является изучение условий начала выпадения асфальтенов из раствора [1–3]. Стандартной методикой оценки устойчивости асфальтенов является титрование нефтяной системы осадителем (н-алканом, например, гептаном) с последующим определением пороговой концентрации осадителя, при которой начинается агрегация («Onset point»). Для детектирования момента агрегации используется ряд методов: денситометрия, нефелометрия, метод пятна, калориметрия, методы динамического (ДРС) и статического (СРС) рассеяния света [4–6]. Данная работа демонстрирует применение метода ультрамикроскопии для решения этой задачи, что открывает новые возможности для исследования самых начальных стадий агрегации.

Материалы и методы: образцы (асфальтены) были выделены из битума по методике ASTM D6560 с использованием н-гептана. Рабочий раствор асфальтенов в толуоле (концентрация 0,1 г/л) готовили и выдерживали в темноте в течение 24 ч для полного растворения.

Методика: титрование раствора асфальтенов гептаном проводили ступенчато в сапфировой кювете. После каждого добавления осадителя проводили параллельные измерения:

1. Ультрамикроскопия: на анализаторе концентрации наночастиц NP Counter (лазер 650 нм, 50 мВт), для подсчета численной концентрации частиц (C_n).
2. Динамическое рассеяние света (ДРС): на анализаторе Photocor Compact-Z (угол 90°), для измерения интенсивности рассеянного света и гидродинамического радиуса частиц.

На рис. 1а и 1б представлен вид поля зрения ультрамикроскопа при наблюдении чистого толуола и раствора асфальтенов 0,1 г/л в толуоле. Благодаря рассеянию света на молекулах толуола (рэлеевское рассеяние) на рис. 1а виден сфокусированный луч лазера, при этом частиц в толуоле не наблюдается. В образце раствора асфальтенов в толуоле (см. рис. 1б) луч лазера несколько расфокусирован, видимо, из-за локального нагрева образца лазерным излучением (эффект тепловой линзы). Также можно наблюдать несколько частиц субмикронного размера.



а б

Рис. 1. Поле зрения ультрамикроскопа (NP Counter) при наблюдении:
а – чистого толуола; б – образца 0,1 г/л раствора асфальтенов в толуоле

Ультрамикроскопия позволила непосредственно наблюдать появление и рост количества наночастиц в режиме реального времени (см. рис. 1). На начальных этапах титрования (до ~65 об.% гептана) регистрировался незначительный рост численной концентрации C_n, связанный с локальным пересыщением при добавлении осадителя. Резкий рост концентрации частиц наблюдался после достижения 69 об.% гептана (рис. 2), что соответствует определению «Onset point» для данного образца методом ультрамикроскопии.

На рис. 3 представлена зависимость интенсивности рассеянного света от концентрации гептана при титровании.

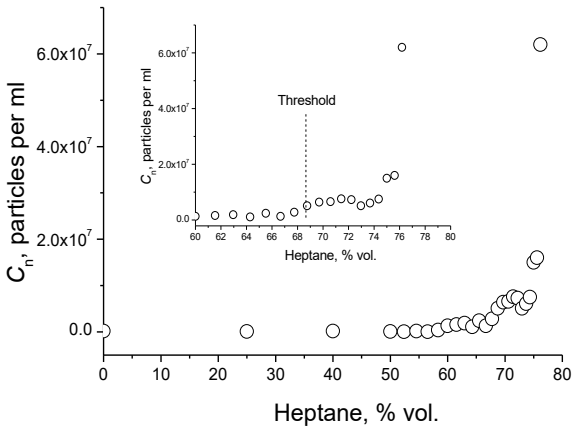


Рис. 2. Зависимость численной концентрации частиц в образце 0,1 г/л асфальтенов в толуоле от объемной концентрации гептана при титровании

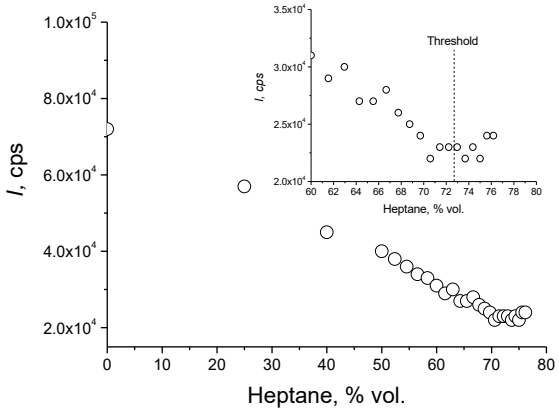


Рис. 3. Зависимость интенсивности рассеянного света от объемной концентрации гептана для раствора 0,1 г/л асфальтены в толуоле при титровании, где cps – counts per second

Из рис. 3 хорошо видно, что по мере добавления гептана в образец до 71–72% интенсивность рассеянного света уменьшалась из-за разбавления раствора асфальтенов (раствор коричневого цвета) прозрачной жидкостью (гептаном). Начиная с 73–74% интенсивность рассеянного света начинает медленно расти с ростом концентрации гептана. Для образца с содержанием 76% гептана интенсивность рассеяния будет расти уже без добавления гептана, поскольку в образце начался процесс агрегации асфальтенов. Для образца с 76% гептана интенсивность изменилась с 24000 cps до 36000 за 15 мин. после прекращения титрования. Таким образом параметр «Onset point» для данного образца, измеренный методом статического рассеяния света при титровании, равен 76 об.% гептана.

Важно отметить, что при концентрации 75,6 об.% гептана и менее методом ДРС не фиксировалось наличие частиц в образце из-за их низкой концентрации, в то время как ультрамикроскопия регистрировала значительную концентрацию агрегатов и ее рост с ростом концентрации осадителя.

Показана принципиальная возможность применения метода ультрамикроскопии для прямого визуального наблюдения и количественного анализа начальных стадий агрегации асфальтенов. Метод позволяет с высокой точностью определять порог устойчивости асфальтенов в растворе путем анализа зависимости численной концентрации частиц от концентрации осадителя.

Установлено, что метод ультрамикроскопии обладает более высокой чувствительностью к началу агрегации по сравнению с методом ДРС, так как детектирует наличие отдельных наночастиц при более низких концентрациях. Таким образом, ультрамикроскопия является мощным инструментом для исследования коллоидной устойчивости нефтяных систем на наноуровне.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501404-4).

Литература

1. *Tazikeh S., Shafiei A., Yerkenov T., Abenov A.* et al. A systematic and critical review of asphaltene adsorption from macroscopic to microscopic scale: Theoretical, experimental, statistical, intelligent, and molecular dynamics simulation approaches // Fuel. 2022. Vol. 329. P. 125379. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125379

2. *Hassanzadeh M., Abdouss M.* Essential role of structure, architecture, and intermolecular interactions of asphaltene molecules on properties (self-association and surface activity) // Heliyon. 2022. Vol. 8, No. 12. P. e12170. https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12170

3. *Primerano K., Mirwald J., Hofko B.* Asphaltenes and maltenes in crude oil and bitumen: A comprehensive review of properties, separation methods, and insights into structure, reactivity and aging // Fuel. 2024. Vol. 368. P. 131616. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131616

4. *Kalantari Meybodi M., Moghadasi J.* A novel technique for determination of the onset of asphaltene precipitation using accurate density measurements // Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology. 2016. Vol. 5, No. 4. P. 25–35. https://doi.org/10.22050/ijogst.2016.41573

5. *Shadman M.M., Saeedi Dehaghani A.H., Badizad M.H.* How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? // Petroleum. 2017. Vol. 3, No. 3. P. 287–291. https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.011

6. *Ekulu G., Rogalski M., Sadiki A., Bokolo M.* Experimental investigation of asphaltenes flocculation threshold in crude oils using different methods: Comparative study // Journal of Dispersion Science and Technology. 2013. Vol. 34, No. 12. P. 1663–1674. https://doi.org/10.1080/01932691.2012.762928

Новый высокотемпературный ингибитор кислотной коррозии

Пунькаев В.В.[1], Сюр Т.А.[2]*, Кучин И.Е.[2]
1 – НОЦ ГиРНГМ ГНФ ПНИПУ, г. Пермь, Россия
2 – АНО «Пермский НОЦ «Рациональное недропользование», г. Пермь, Россия
*t.syur@girngm.ru

Ключевые слова: коррозия, высокотемпературный ингибитор, кислотные составы

В настоящее время состояние сырьевой базы России характеризуется ухудшением структуры запасов – увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов. В связи с тем, что в эксплуатацию вводятся менее продуктивные месторождения, залежи со сложным геологическим строением, с нетрадиционными запасами углеводородов, все большая роль отводится новым технологическим процессам добычи нефти, в частности, методам повышения нефтеотдачи. Одним из наиболее распространенных методов повышения нефтеотдачи является проведение солянокислотных обработок призабойной зоны пласта (ПЗП). Однако, при всех своих достоинствах кислотные составы имеют один большой недостаток – они обладают высокой коррозионной активностью и способствуют быстрому выходу из строя нефтепромыслового оборудования. Проблема усугубляется, если кислотные обработки проводятся для пластов с высокими температурами (> 100 °С), поскольку в этом случае скорость коррозии металла возрастает в десятки, а то и в сотни раз [1, 2]. Одним из наиболее технологически и экономически эффективных способов антикоррозионной защиты оборудования наряду с использованием коррозионностойких материалов и защитных покрытий является применение ингибиторов коррозии, однако при высоких температурах структура большинства известных составов ингибиторов коррозии меняется, что значительно снижает их эффективность.

Целью данной работы стала разработка нового ингибитора коррозии для защиты оборудования добывающих скважин в солянокислотных растворах при температурах выше 100 °С.

В лаборатории Научно-образовательного центра «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений» ПНИПУ разработано три состава высокотемпературных ингибиторов коррозии для кислотных обработок. Все три состава – на основе азотсодержащих органических соединений.

Испытания эффективности полученных реагентов проводили гравиметрическим методом по методикам ГОСТ 9.502-82 и ГОСТ 9.505-86. Оценивали скорость коррозии стальных образцов (металлических пластин из ст.3) по изменению их веса после выдержки в агрессивной среде, содержащей и не содержащей ингибитор коррозии. Продолжительность каждой серии гравиметрических испытаний – 6 ч. Ингибитор коррозии вводили в испытуемую среду в расчетных количествах с помощью микрошприца. Образцы до и после испытаний обрабатывали в соответствии с требованиями ГОСТ 9.905. В качестве рабочей среды при испытаниях использовали 10%-ный водный раствор соляной кислоты. Концентрацию кислоты выбрали в соответствии с промышленным опытом кислотных обработок пласта [3, 4]. Все испытания проводили в двухкратной повторности.

Результаты испытаний новых составов ингибиторов коррозии представлены в табл. 1.

Таблица 1. **Результаты испытаний новых составов ингибиторов кислотной коррозии**

№ п/п	Ингибитор коррозии	Температура, °С	Дозировка, г/дм^3	Средняя скорость коррозии, $К_{ср}$, г/м^{2}час	Защитный эффект ингибитора, %
1	Без ингибитора	80	-	311,6	-
2	Ингибитор 1	80	0,5	2,45	99,2
3	Ингибитор 1	80	1	1,61	99,5
4	Ингибитор 1	80	2	1,47	99,5
5	Ингибитор 2	80	0,5	1,12	99,6
6	Ингибитор 2	80	1	0,93	99,7
7	Ингибитор 2	80	2	0,84	99,7
8	Ингибитор 3	80	0,5	11,73	96,2
9	Ингибитор 3	80	1	2,41	99,2
10	Ингибитор 3	80	2	1,31	99,6
11	Без ингибитора	130	-	1870	-
12	Ингибитор 2	130	2	48,01	
13	Ингибитор 2	130	10	34,31	
14	Ингибитор 2	130	20	30,95	
15	Ингибитор 2	130	30	25,81	

В соответствии со шкалой защитной способности ингибиторов (ГОСТ 9.505) отличным считается тот реагент, эффективность которого при испытаниях в кислоте составляет более 99,5%. По таком критерию при температуре 80 °С отличным ингибитором коррозии можно считать состав № 2 – при всех испытанных дозировках степень защиты металла в его присутствии была больше 99,5%. Данный реагент был выбран для дальнейших испытаний.

При температуре выше 100 °С скорость коррозии в кислоте без ингибитора становится настолько высокой, что определение степени защиты металла в процентах теряет свой смысл, поэтому эффективность действия ингибитора оценивали по величине остаточной скорости коррозии (в г/м^{2}ч). В соответствии с требованиями, например, Стандарта ПАО НК «Роснефть» № П1-01.03 ТТР-0103 остаточная скорость коррозии стальных образцов в ингибированной кислоте при температуре 93 °С и выше должны быть не более 20 г/м^{2}ч. Проведенные ИК-спектроскопические исследования показали, что разрушения структуры ингибитора № 2 при температуре 130 °С не происходит, значит необходим ввод в состав реагента дополнительных компонентов, усиливающих его защитное действие.

Разработан новый состав высокотемпературного ингибитора коррозии для кислотных обработок ПЗП на основе азотсодержащих органических соединений. При температуре 80 °С в 10%-м растворе соляной кислоты уже при дозировке 0,5 г/дм^3 степень защиты металла в его присутствии была больше 99,5%. Однако состав требует доработки, так как при температуре 130 °С остаточная скорость коррозии стальных образцов выше нормы.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/435.1.

Литература

1. *Ткачева В.Э.*, *Маркин А.Н.*, *Пресняков А.Ю.* и др. Локальная углекислотная коррозия углеродистых и низколегированных сталей в нефтепромысловых системах // Вестник технологического университета. 2020. Т. 23, № 12. С. 65–75. EDN: MLVVET

2. *Чудакова М.В.*, *Овчинников К.А.*, *Ульянов Д.Н.* и др. Ингибиторы углекислотной коррозии: современное состояние исследований и разработок // Записки Горного института. 2025. Т. 271. С. 3–21. EDN: RSOAKK

3. *Калинин В.Ф.* Физико-химические основы и технологические особенности реализации потенциальной продуктивности скважин методом кислотной обработки терригенных коллекторов // Недра Поволжья и Прикаспия. 2022. Вып. 107. С 35–57. https://doi.org/10.24412/1997-8316-2022-107-35-57

4. *Карпунин Н.А.*, *Рязанов А.А.*, *Хромых Л.Н.*, *Щукин Н.А.* Современный опыт обработки призабойной зоны терригенного пласта кислотными композициями // Вестник Евразийской науки. 2018. Т. 10, № 4. С. 34. EDN: YMZRBR

Влияние акустических колебаний на проницаемость терригенных горных пород при фильтрации парафинистой нефти

Рябоконь Е.П.*, Турбаков М.С.
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия
*riabokon@pstu.ru

Ключевые слова: проницаемость, акустические колебания, горная порода, парафиновые частицы

При разработке нефтяных месторождений происходит снижение пластового давления, которое ведет к разгазированию нефти, увеличению ее вязкости, кристаллизации парафиновых частиц. Наибольшее влияние снижения пластового давления на появление парафиновых частиц во флюиде проявляется в околоскважинной зоне пласта (ОЗП). Для восстановления проницаемости ОЗП при фильтрации такой суспензии применяются технологии воздействия на горную породу упругими колебаниями, в частности, акустическими колебаниями [1]. Недостатком технологии воздействия акустическими колебаниями является непродолжительный эффект увеличения дебита после обработки ОЗП малодебитных скважин в условиях фильтрации парафинистой нефти, что ведет к необходимости проведения повторных обработок.

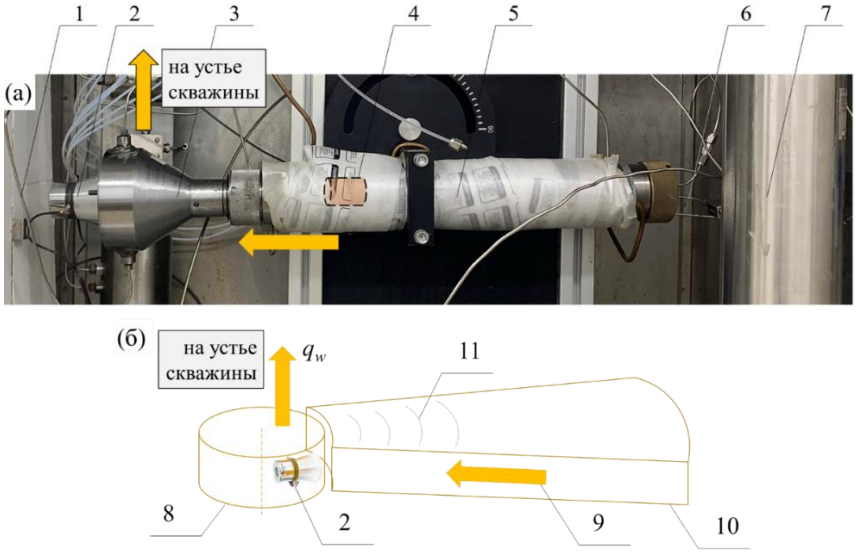
Для обоснования эффективности применения технологии акустических колебаний в конкретных пластовых условиях при фильтрации парафинистой нефти требуется проведение комплекса предварительных лабораторных исследований состава и свойств пластовой нефти и горной породы-коллектора, что редко осуществляется перед обработкой ОЗП.

В связи с этим актуальной темой является исследование механизма восстановления проницаемости горной породы, ухудшенной блокирующими поровые каналы парафиновыми частицами, под действием акустических колебаний и установление зависимости проницаемости терригенной горной породы при фильтрации суспензии нефть-парафиновые частицы от частоты акустических колебаний.

В работе были поставлены следующие задачи:

1. Разработать методику лабораторных исследований проницаемости образцов терригенных горных пород под действием акустических колебаний при фильтрации суспензии нефть-парафиновые частицы.
2. Изучить влияние акустических колебаний частотой от 17 кГц до 120 кГц на проницаемость образцов терригенных горных пород при фильтрации суспензии нефть-парафиновые частицы.
3. Обосновать механизм восстановления проницаемости образца горной породы акустическими колебаниями при фильтрации парафинистой нефти.
4. Разработать методические рекомендации по определению эффективности воздействия акустическими колебаниями на проницаемость терригенной горной породы при фильтрации суспензии нефть-парафиновые частицы и уточнить технологию применения акустических колебаний для восстановления проницаемости ОЗП малодебитных скважин.

В исследовании выдвинута гипотеза, что акустические колебания способствуют повышению подвижности парафиновых частиц, накапливающихся при фильтрации нефти через горную породу в узких горлышках поровых каналов, и тем самым способствуют снижению фильтрационного сопротивления (восстановлению проницаемости) горной породы. Для доказательства гипотезы спроектирован и создан лабораторный стенд (рис. 1) [2]. За основу взято представление, что торец образца горной породы является стенкой скважины, а акустические колебания передаются горной породе через пластовый флюид в кольцевом пространстве между ультразвуковым излучателем и стенкой продуктивного интервала. Жидкость за счет градиента давления в образце (моделируется депрессия на пласт) поступает в камеру (моделируется скважина). В направлении противоположном направлению фильтрации жидкости из камеры (скважины) распространяются упругие колебания в образец горной породы (ОЗП), вызванные излучателем колебаний, расположенным напротив интервала продуктивного пласта.



1 – линия отвода жидкости из камеры;
2 – излучатель колебаний;
3 – камера жидкости;
4 – образец породы внутри кернодержателя;
5 – кернодержатель;
6 – линия нагнетания жидкости;
7 – резервуар с парафинистой нефтью;
8 – модель добывающей скважины;
9 – течение флюида из пласта в скважину и затем на устье;
10 – участок пласта;
11 – акустические колебания, распространяющиеся в участок пласта

Рис. 1. Моделирование лабораторных и скважинных условий:
а – фотография модернизированного кернодержателя лабораторного стенда;
б – схема скважинных условий, имитируемых на лабораторном стенде

Выявлено, что при частоте колебаний в 28 кГц проницаемость всех образцов резко увеличивается и выбивается из общего тренда (рис. 2). Учитывая одинаковую мощность окружающих частот (излучателей), равную 100 Вт, и одинаковые условия проведения экспериментов, следует, что область данной частоты переводит матрицу в динамическое состояние, при котором наблюдается интенсификация процесса фильтрации. Под термином «область частоты» понимается набор частот, при которых происходит наиболее интенсивный отклик возмущаемой системы внешней динамической нагрузке.

На рис. 2а наблюдается два принципиальных эффекта [3]. Первый эффект проявляется в постоянстве k'/k_0 на протяжении всего времени эксперимента. Это означает, что при данном характерном радиусе узких горлышек пор горной породы и радиусе парафиновых частиц в нефти, формируемые парафиновые пробки с легкостью разбиваются и проницаемость восстанавливается. Второй эффект проявляется в снижении k'/k_0 со временем фильтрации.

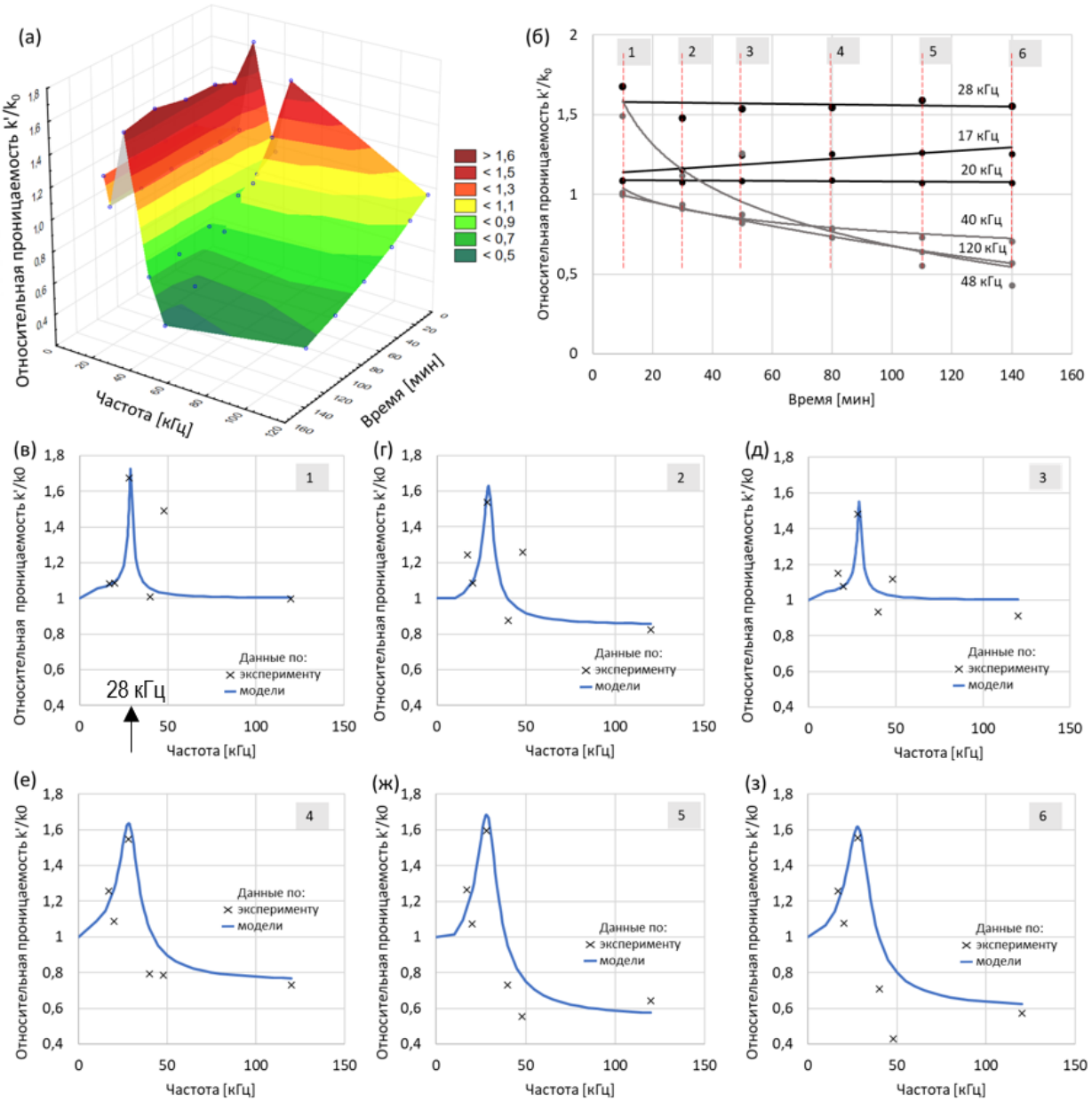


Рис. 2. Зависимости относительной проницаемости при воздействии акустическими колебаниями. Цифрами 1–6 обозначены стадии активации акустических колебаний

При первой активации акустические колебания оказывают значительное влияние на проницаемость, однако присутствует нисходящий тренд, который также можно видеть на рис. 2в–2з: эмпирическая точка на каждой активации уменьшается со значения 1,5 (см. рис. 2в) до 0,4 (см. рис. 2з). Это означает, что при частоте 48 кГц (как и при частотах 40 кГц и 120 кГц) акустические колебания не эффективны. Важным подтверждением наличия эффекта от акустических колебаний на фильтрацию именно парафинистой нефти является отсутствие эффекта при фильтрации однофазной жидкости.

Предложенная в работе [3] модель наблюдаемого явления изменения проницаемости продолжает процесс образования и перемещения тяжелых компонентов нефти в поровом пространстве, описанный в работе [4]. В эксперименте вместе с нефтью в образец привносятся

тяжелые компоненты (парафины), которые аккумулируются в узких горлышках пор. При активации акустических колебаний через матрицу генерируются колебания, в результате чего парафиновая пробка пластифицируется, распадается и проталкивается дальше по поровому каналу. Этот период времени характеризуется мгновенным увеличением проницаемости в результате того, что открываются ранее заблокированные каналы фильтрации, тем самым увеличивается суммарное проходное сечение и снижается давление на входе в образец. Предложенный механизм предполагает, что размер частиц парафина меньше характерного размера поровых каналов между зернами кварца.

Выводы:

1. Разработана методика лабораторных исследований проницаемости образцов терригенных горных пород при фильтрации суспензии нефть-парафиновые частицы под действием акустических колебаний, позволяющая оценить эффективность воздействия акустическими колебаниями на ОЗП малодебитных скважин (2–3 $м^3$/сут), эксплуатация которых ухудшена выпадением парафинов.

2. В момент активации акустических колебаний частотой от 17 кГц до 120 кГц при фильтрации нефти с парафиновыми частицами в концентрации 2,1 % проницаемость горной породы восстанавливается из-за снижения давления закачки. При размерах парафиновых частиц, сопоставимых с размерами поровых каналов проницаемость образцов восстанавливается на частотах 17 кГц, 20 кГц и 28 кГц. При частоте колебаний 28 кГц проницаемость всех образцов резко увеличивается, что соответствует резонансному эффекту.

3. В присутствии остаточной нефти наиболее интенсивный прирост проницаемости (14%) наблюдается также при частоте колебаний в 28 кГц. При однофазной фильтрации (керосин, дистиллированная вода) воздействие акустическими колебаниями не оказывает значимого эффекта на проницаемость.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-19-00699, https://rscf.ru/project/23-19-00699/.

Литература

1. *Муллакаев М.С.* Ультразвуковая интенсификация добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и переработки нефтешламов. М.: НИИ ИЭП, 2019. 412 с. EDN: LBXDVD

2. *Riabokon E., Gladkikh E., Turbakov M.* et al. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins // Geoenergy Science and Engineering. 2024. Vol. 238. P. 212865. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212865

3. *Riabokon E., Yin Q., Guzev M.* et al. Resonance-induced restoration of rock permeability degraded by heavy components of crude oil // Deep Underground Science and Engineering. 2025. https://doi.org/10.1002/dug2.70020

4. *Гайдуков Л.А.*, *Михайлов Н.Н.* Техногенез нефтяных и газовых пластов. М.: Нефтяное хозяйство, 2024. 344 с. EDN: QPSMOL

Анализ применимости методов исследования порового пространства глинистых известняков при моделировании процессов внутрипластовой генерации водорода

Сафарова Е.А.*, Сахарова М.О., Юмашева А.К.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*safarova@ipng.ru

Ключевые слова: метано-водородные смеси, известняк, поры, внутрипластовая генерация

При создании технологий внутрипластовой генерации водорода в горных породах важно определить степень взаимодействия вводимого/вытесняемого газа с окружающими горными породами. Влияние водорода на структуру известняковых пород проявляется в существенных изменениях: эффективное пористое пространство увеличивается за счет растворения микроскопических примесей; форма пор трансформируется из изометрической в более вытянутую; при высоких давлениях образуются микротрещины; происходит перераспределение флюидов внутри пористой системы. Взаимодействие активного водорода с вмещающими породами и покрытиями подземного резервуара может привести к растворению минералов, из которых состоят породы, или осаждению солей из раствора, что именуется вторичным минералообразованием [1]. Водород наиболее интенсивно взаимодействует с минералами, богатыми кальцием, магнием, серой и железом [2]. Влияние растворимости водорода в пластовых флюидах на pH среды и геохимическое равновесие не ограничивается лишь активацией окислительно-восстановительных реакций. Оно также может привести к изменению проницаемости и пористости среды, что, в свою очередь, окажет воздействие на производительность, безопасность и долговечность принимающей среды. Научные исследования и теоретические модели позволяют предположить, что ряд минералов будет активно реагировать с водородом. К числу таких потенциально-реакционноспособных минералов относятся, прежде всего, карбонаты, представленные в основном кальцитом ($CaCO_3$), а также широкий спектр алюмосиликатов (с общей формулой $H_4Al_2O_9Si_2*2H_2O$), сульфаты (содержащие анион SO_4^{2-}), силикаты (с общей формулой SiO_4, представляющей собой основной структурный элемент многих силикатов, включая кварц, полевые шпаты и др.), оксиды железа (Fe_2O_3) и, наконец, сульфиды железа (FeS). Эти минералы, являющиеся основными компонентами многих осадочных пород, могут вступать в химические реакции с водородом, приводя к образованию новых соединений. Изменение структуры породы может повлиять на механическую стабильность резервуара, создавая риски деформаций и разрушения горных выработок. Поэтому, для оптимизации процесса внутрипластовой генерации водорода необходимо проводить детальные исследования влияния водорода на минеральный состав и структуру различных типов осадочных пород, с учетом геохимических условий и специфики конкретного месторождения.

Целью данной работы послужила оценка применимости методов исследования степени преобразования порового пространства глинистых (аренитовых) известняков (согласно

классификации А.Н. Дмитриевского примесь глин ≈ 5% [3]) при моделировании процессов внутрипластовой генерации водорода посредством их выдержки в метано-водородной смеси (МВС) при заданных термобарических условиях, как основа для выбора оптимальных геологических условий внутрипластовой генерации и последующего хранения водорода, в том числе совместно с метаном. В лабораторных условиях были изучены образцы глинистых известняков нижнепермского периода (филипповский горизонт), отобранные с глубины 3820–3840 м. Цилиндрические образцы керна (30 × 40 мм) выдерживались в автоклавах под давлением 8 МПа и при температуре 24 °C в течение 2,5 мес. в атмосфере метано-водородной смеси (20% водорода, 80% метана). Состав газовой смеси был выбран на основе данных, полученных в предыдущих исследованиях газовой инфраструктуры [4, 5]. Для отслеживания изменений в образцах до и после воздействия газовой смеси применялся комплекс аналитических методов, включающий компьютерную томографию (КТ), инфракрасную спектроскопию (ИК) и ядерный магнитный резонанс (ЯМР). ИК-спектроскопия проводилась на спектрометре WQF-530A с приставкой Quest Single Reflection (ATR). ЯМР-анализ выполнялся на релаксометре Bruker Minispec mq10 с использованием стандартного программного обеспечения CONTIN_ILT для получения спектров распределения T2. Для проведения КТ использовались рентгеновский томограф Phoenix V|Tome|x S 240 и микротомограф SkyScan-1172. Детектор томографа имеет разрешение 1920 на 1536 пикселей при физическом размере 25 на 20 см. Микрозондовый анализ проводился на сканирующем электронном микроскопе Jeol JSM-6480LV с системой рентгеноспектрального микроанализа. Обработка данных осуществлялась на рабочей станции Dell Precision T5400.

В ходе исследования преобразования порового пространства карбонатных пород при воздействии МВС были применены три основных метода анализа: компьютерная томография, ядерный магнитный резонанс и инфракрасная спектроскопия. Комплексный анализ с помощью набора различных методов позволил выявить их основные недостатки и преимущества, а также проследить трансформацию порового пространства породы при выдержке в метано-водородной смеси с разных точек зрения. Компьютерная томография образцов позволила построить точную модель связанного пустотного пространства. Детальный анализ порового пространства, проводимый с помощью КТ, дает наиболее достоверные в сравнении с другими методами результаты. Измерения проводились на образцах до и после выдержки в МВС. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1. **Значения пористости образцов до/после выдержки в метано-водородной смеси, полученные с помощью компьютерной томографии и ядерного магнитного резонанса**

Состояние образца, метод исследования	Пористость глин, %	Капиллярная пористость, %	Эффективная пористость, %	Общая пористость, %
до (КТ)	-	-	6,1	6,7
после (КТ)	-	-	6,0	6,6
до (ЯМР)	0,15	1,08	7,02	8,26
после (ЯМР)	0,28	1,15	4,49	5,92

Таким образом, КТ выявила незначительные изменения пористости образца в результате выдержки в МВС, составившие 0,1% как для эффективной, так и для общей пористости. Также

с помощью КТ было получено распределение пор в образце по размерам. Изменения, связанные с выдержкой в МВС, оказались несущественными.

Были проведены исследования с применением метода ядерного магнитного резонанса на образцах. Аналогично компьютерной томографии, он позволил получить данные о распределении пор по размерам и проследить характер изменения компонент общей пористости: пористости глин, капиллярной пористости, а также эффективной пористости (см. табл. 1). Распределение пор образца по размерам можно наглядно проследить на интегральном спектре ЯМР (см. рис. 1). Большие времена релаксации T_2 соответствуют бóльшему размеру пор, меньшие – наоборот. Абсолютные значения компонент пористости можно определить с помощью временных отсечек. Величина спектра на уровне 3 мс соответствует пористости глин, спектр от 3 до 90 мс показывает пористость, занятую капиллярно-связанной водой, эффективную пористость можно определить по диапазону от 90 мс до максимального значения T_2, а величина спектра при максимальном времени релаксации равняется общей пористости [4]. По локальным максимумам, появившимся на интегральном спектре после выдержки в МВС, можно отследить появление дополнительных групп пор выделенного размера. Однако погрешность метода при временах релаксации, меньших 90 мс, не позволяет сделать достоверные выводы о наличии пор определенного размера, так как она превышает разницу между интегральными кривыми до и после выдержки в МВС. ЯМР выявил более существенное уменьшение общей и эффективной пористости, чем КТ. Пористость глин, согласно ЯМР, увеличилась почти в два раза, капиллярная пористость же увеличилась незначительно. Расхождение результатов ЯМР и КТ по общей и эффективной пористости могут быть связаны с неполной водонасыщенностью образцов при ЯМР-исследованиях, однако общий характер изменений после выдержки в МВС согласуется по обоим методам.

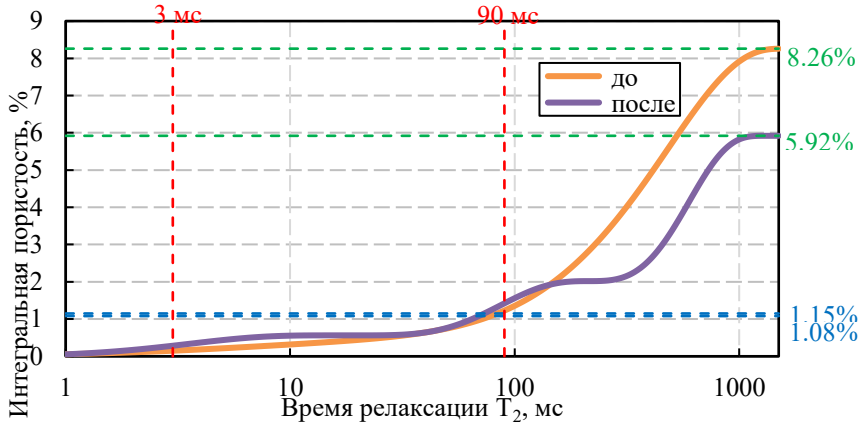


Рис. 1. Интегральный спектр образца по ЯМР до и после воздействия МВС

С целью анализа минералогических изменений в образцах после выдержке в МВС была проведена инфракрасная спектроскопия. Спектр образцов до и после воздействия МВС представлен на рис. 2. Анализируя различные диапазоны волновых чисел на спектре, были выявлены следующие изменения. Во-первых, было подтверждено внедрение водорода в микротрещины и дислокации. Во-вторых, были зафиксированы изменения в минеральном составе породы. Также ИК выявила десорбцию CO_2 из карбоната кальция и показала уменьшение количества каркасных структур кварца.

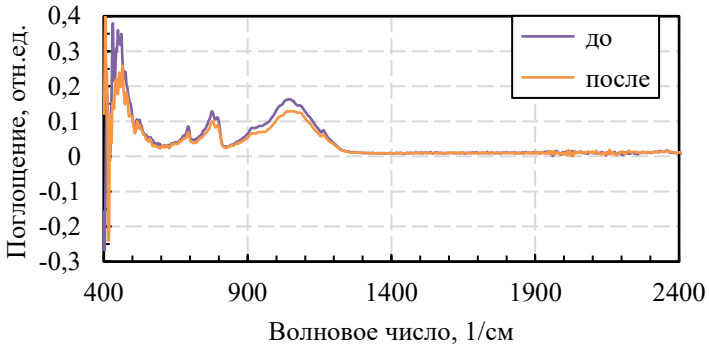


Рис. 2. Инфракрасный спектр поглощения до и после выдержки в метано-водородной смеси

В результате настоящего исследования были сопоставлены различные методы оценки изменений, происходящих в породах при их выдержке в МВС. КТ вследствие ограниченного разрешения отразила лишь наиболее крупные поры. В свою очередь ЯМР позволил детально оценить более мелкие компоненты пористости, не показав крупные поры, предположительно оказавшиеся недостаточно насыщенными. ЯМР эффективен для анализа распределения пор по размерам, аналогично КТ. ИК позволяет в дополнение к двум вышеописанным методам оценить преобразования в образце с химической точки зрения и выявить причины изменений пористости. Таким образом, для получения наиболее полной картины изменений, произошедших с образцом в результате выдержки в МВС, необходимо использовать комплекс методов: КТ, ЯМР и ИК. Для глинистых известняков, рассмотренных в настоящей работе, несмотря на различия в количественных показателях, все методы подтверждают уменьшение среднего размера пор после воздействия МВС и стабильность общей пористости образца при незначительных изменениях. Комплекс описанных методов подтверждает необходимость мониторинга состояния глинистой толщи.

Литература

1. *Yekta A.E., Pichavanta M., Audigane P.* Evaluation of geochemical reactivity of hydrogen in sandstone: Application to geological storage // Applied Geochemistry. 2018. Vol. 95. P. 182–194. https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2018.05.021

2. *Абрамова О.П., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А.* Надежность подземного хранения водорода совместно с метаном в терригенных геологических формациях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 62–76. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020- 31.art8

3. *Дмитриевский А.Н.* Избранные труды: В 7 т. Т. 1. Системный подход в геологии: теоретические и прикладные аспекты. М.: Наука, 2008. 454 с.

4. *Абукова Л.А., Воложж Ю.А., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А.* Поиски природного водорода в России: состояние проблемы и возможные стартовые решения // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2025. Т. 520, № 1. С. 63–73. EDN: GWXNNI

5. *Raza A., Arif M., Glatz G.* et al. A holistic overview of underground hydrogen storage: Influencing factors, current understanding, and outlook // Fuel. 2022. Vol. 330. P. 125636. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.125636

Синтез полимеров, используемых в методах увеличения нефтеотдачи

Силин М.А., Магадова Л.А., Газалеева Л.Р.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*gazaleeva.liana1999@gmail.com

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, полиакриламид, полимеризация

Для разработки месторождений, находящихся на поздней стадии, необходимо внедрение методов увеличения нефтеотдачи, в частности, полимерного заводнения. Высокая эффективность от применения технологии связана с увеличением вязкости воды и снижением ее подвижности, что улучшает конечное соотношение подвижностей между вытесняющим и вытесняемым агентами. Дополнительно в результате адсорбции полимера на породе увеличивается сопротивление высокопроницаемых каналов и вовлекаются во взаимодействие низкопроницаемые каналы, что улучшает охват пласта [1]. В качестве агентов полимерного заводнения находят широкое применение синтетические полимерные соединения. Наиболее часто используемым полимером является гидролизованный полиакриламид (ПАА), физико-химические параметры которого подбираются в зависимости от геологических условий пласта. Однако, дороговизна импортных реагентов и достаточно долгое время поставки затрудняют своевременное начало проекта по увеличению нефтеотдачи, поэтому возникает необходимость синтезировать ПАА в России. Целью данной работы является провести полимеризацию акриламида (АА) для применения в технологии полимерного заводнения.

Данная проблема была рассмотрена в работах [2–4], в которых описываются способы проведения реакции (в растворе, в массе [2], в суспензии, в эмульсии) и инициирования (химическое, радиационное, фото-инициирование). Наиболее оптимальной средой полимеризации является растворитель (в частности, вода) [3] и радиационное или фото-инициирование, так полимеризат не будет содержать примеси. Также при проведении полимеризации важными аспектами являются выбор растворителя, инициирующей системы, температуры, времени проведения реакции и метода высушивания готового продукта, так как неправильный подбор условий влечет за собой низкую молекулярную массу полимера и, соответственно, вязкость вытесняющего агента.

Материалы и методы: в работе использовали акриламид (АА) (Акрипол, Россия), в качестве инициатора радикальной полимеризации применяли персульфат калия (ПСК) квалификации «ЧДА», элементный анализ проводился при помощи ИК-Фурье-спектрометра «ИнфраЛЮМ ФТ-08» с приставкой НПВО в диапазоне волновых чисел от 4000 до 400 $см^{-1}$, молекулярная масса определялась на приборе Brookhaven Zeta Plus, эффективная вязкость определялась на вискозиметре Brookfield DV2T-LV.

Для синтеза ПАА в реактор объемом 150 мл последовательно загружали 0,005 г ПСК и 10 мл дистиллированной воды. Смесь перемешивали на магнитной мешалке при температуре 75–80 °С в течение 25–30 мин. до полного растворения ПСК. Затем 10 мл 40% раствора АА добавляли в раствор инициатора и охлаждали до 25–30 °С. Реакционную смесь перемешивали

в течение 4 ч., поддерживая температуру 25–30 °С. По истечении указанного времени добавляли 0,5 мл муравьиной кислоты.

Полимеризат очищали от непрореагировавшего мономера этиловым спиртом. Далее гель измельчали и сушили до постоянного веса при 40 °С в сушильном шкафу. С целью получения ионогенного ПАА проводили щелочной гидролиз с использованием 20% раствора гидроксида натрия при температуре 40 °С. После гидролиза полимер отмывали от избытка щелочи многократной промывкой дистиллированной водой до нейтрального значения pH.

При определении молекулярной массы пользовались методом динамического светорассеяния, который учитывает флуктуацию плотности раствора. В результате выявлено, что молекулярная масса полимера, синтезированного при комнатной температуре, равна 30 кДа, а полимера, инициирование которого проводили при температуре 75–80 °С, – 1 МДа.

Состав полимера подтверждали методом ИК-спектроскопии (табл. 1).

Таблица 1. **Обобщенные результаты анализа ИК-спектров**

№	Функциональные группы	Волновое число, $см^{-1}$
1	Амидная	3400–3420
2	Карбонильная	1667
3	Вторичный амид	1542, 1616
4	C-N	1412

При волновых числах 1542 и 1616 $см^{-1}$ выявлены пики вторичного амида, а при 1667 $см^{-1}$ обнаружена C=O связь, что подтверждает структуру ПАА.

На рис. 1 представлена кривая вязкости для 0,3% раствора синтезированного ПАА.



Рис. 1. Результаты измерения эффективной вязкости 0,3% раствора полимера на вискозиметре Brookfield DV2T-LV

Согласно представленному графику: раствор синтезированного полимера – неньютоновская жидкость, имеет псевдопластичный характер течения.

Таким образом, при проведении полимеризации АА наиболее оптимальным растворителем является вода, а наиболее доступным в реализации методом инициирования – химический. В результате проведенных исследований предложено проводить предварительный

нагрев инициирующего агента (ПСК) и последующее проведение полимеризации при температуре от 25 до 30 °С, что повышает молекулярную массу полимера и, соответственно, загущающую способность раствора.

В рамках предстоящих исследований планируется изучение реологии растворов, оценка их стойкости к механической, термоокислительной и химической деструкции в минерализованной воде, а также провести радикальную сополимеризацию акриламида с термостойкими мономерами, которые позволят защитить макромолекулу от химической деструкции.

Литература

1. *Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А.* Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. 136 с. EDN: MDTEPQ

2. *Жорин В.А.* Влияние различных веществ на полимеризацию акриламида при пластическом деформировании под высоким давлением // Пластические массы. 2018. № 3–4. С. 35–40. EDN: UORQRK

3. *Ерицян М.Л.* Радикальная сополимеризация акриловой кислоты с акриламидом в различных средах // Доклады Национальной академии наук Республики Армения. 2024. Т. 129, № 3–4. С. 27–35. https://doi.org/10.54503/0321-1339-2024.124.3-4-27

4. *Соломевич Е.О., Гринюк Е.В., Круль Л.П.* Фронтальная сополимеризация акриламида с 2-акриламидо-2-метилпропансульфокислотой в водных растворах высокомолекулярного полиакриламида // Полимерные материалы и технологии. 2019. Т. 5, № 1. С. 63–69. EDN: RESFMQ

Разработка дизайна кислотных обработок карбонатных пластов месторождений Удмуртии на основе комплекса исследований

Чирков И.Ю.[1,2]*, **Милютинский И.Л.**[2], **Игумнов И.А.**[2], **Дмитриев А.П.**[2], **Фоломеев А.Е.**[2]

1 – Удмуртский государственный университет, г. Ижевск, Россия
2 – ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», г. Ижевск, Россия
*IYu_Chirkov2@udn.rosneft.ru

Ключевые слова: фильтрационные исследования, кислотные обработки

Актуальность работы обусловлена тем, что солянокислотные обработки (СКО) являются наиболее часто применяемым методом интенсификации притока нефти из карбонатных коллекторов. Несмотря на кажущуюся простоту метода СКО и длительную историю их применения, актуальность исследований такого воздействия на пласт не снижается. Целью работы является изучение процессов такого воздействия путем проведения фильтрационных исследований на естественных кернах конкретных месторождений и объектов [1, 2].

В работе представлены результаты фильтрационных исследований кислотного воздействия на керновые модели пласта. Данные исследования проводились в рамках подбора оптимальных кислотных составов для башкирского объекта одного из месторождений ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова.

В фильтрационных экспериментах использовались натуральные образцы для формирования керновых моделей. Анализ петрофизических, литологических данных позволил выделить 3 литотипа горных пород, слагающих продуктивные толщины башкирского объекта месторождения – высокопроницаемые трещинно-поровый известняк и раковинно-известняковый песчаник, низкопроницаемый глинизированный детритово-фораминиферный известняк. Для керновых моделей пластов подбирались образцы таким образом, чтобы модели пластов так же отражали свойства этих литотипов.

Длина каждой керновой модели составляла величину, близкую к 0,15 м (модели составные). Фильтрационные эксперименты проводились в термобарических условиях, соответствующих пластовым условиям башкирского объекта исследуемого месторождения. Для фильтрации были использованы естественные пробы флюидов, отобранные на месторождении. Начальные условия в моделях формировались стандартным способом с созданием остаточной водонасыщенности на полупроницаемой мембране и замещением керосина в поровом пространстве прокачкой нефти.

По условиям экспериментов в режимах стационарной фильтрации определялись начальные фазовые проницаемости по нефти или воде в направлении потока «из пласта». Закачку кислоты проводили в направлении потока «в пласт» до прорыва, который фиксировался по аномалиям давления и одновременно по скачку изменения концентрации соляной кислоты (HCl) на выходе. По фазовым проницаемостям нефти или воды после восстановления прямого потока оценивался эффект от воздействия кислоты на модель пласта.

Фильтрационные эксперименты проводились для всех выделенных литотипов на линейных составных моделях пластов в условиях разной степени обводненности потока, а также на неоднородных объемных моделях для оценки воздействия кислотной стимуляции

на неоднородный по проницаемости пласт с различной кратностью обработок. Схемы проведения экспериментов представлены на рис. 1.

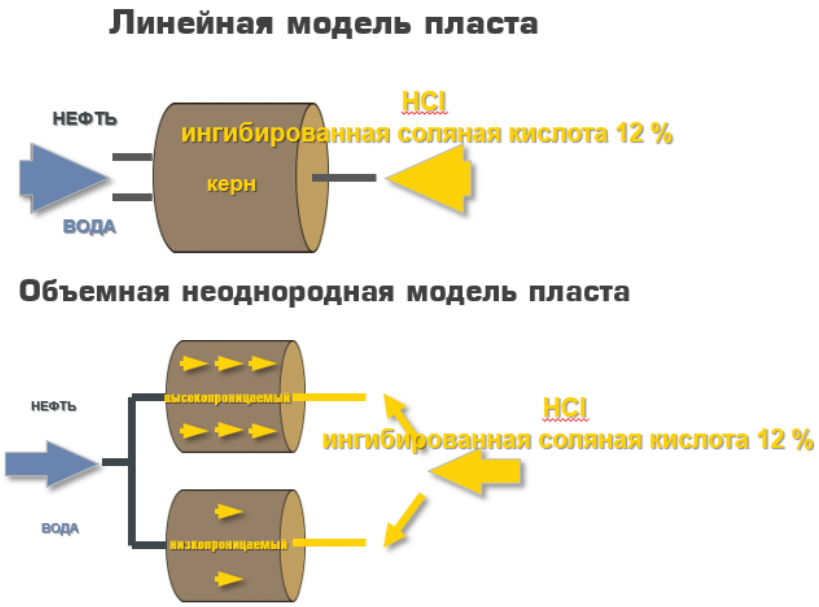


Рис. 1. Схемы проведения экспериментов

Подтвердилось, что наличие высокопроницаемого (промытого) пласта блокирует воздействие СКО на низкопроницаемые (неохваченные) пласты.

Полученные экспериментальные результаты дали возможность определить оптимальный удельный расход кислоты с точки зрения формирования доминантного канала растворения, оценить эффективность кислотного воздействия на обводненный пласт, на неоднородный по проницаемости пласт с учетом кратности обработок, график зависимости объема прокачки формирования канала от скорости закачки представлен на рис. 2.

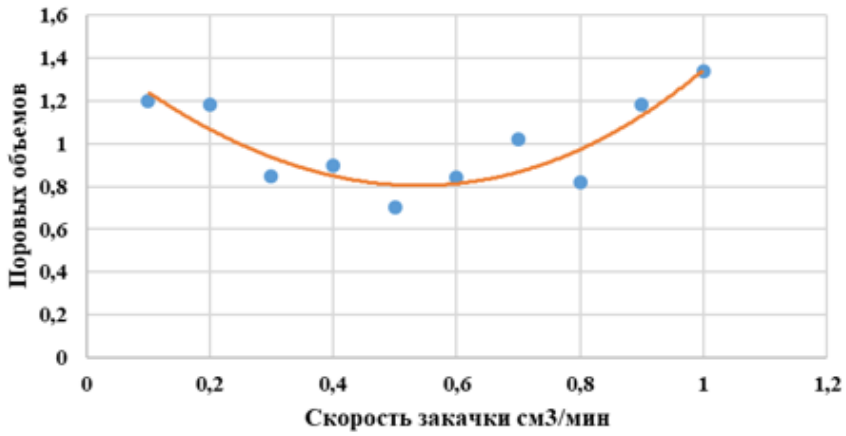


Рис. 2. Зависимость объема прокачки формирования канала от скорости закачки

По результатам фильтрационных и кинетических экспериментов построена эмпирическая модель, характеризующая отношение кинетики поверхностной реакции кислотного состава

с карбонатным коллектором к скорости массопереноса кислотного состава (отношение скорости реакции к скорости подачи кислотного состава в поровое пространство).

Для оценки эффективности солянокислотных обработок при различных концентрациях кислотного состава была смоделирована идеальная скважина, т. е. оценивается эффект только от оптимальной СКО за счет формирования каналов растворения. По результатам отношений коэффициентов продуктивности до и после обработок выявлена оптимальная концентрация кислоты для проведения СКО в условиях анализируемого месторождения ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, которая составила 12% при росте продуктивности в 51,3%. Концентрация кислоты 12% является оптимальной: увеличение концентрации выше 12% экономически не оправдано – не приводит к существенному приросту продуктивности, результаты оценки влияния концентрации кислоты на эффективность СКО представлены в табл. 1.

Таблица 1. **Влияние концентрации кислоты в рабочей форме кислотного состава на эффективность СКО**

Концентрация кислоты, %	Рост продуктивности после СКО, %
10	46,1
12	51,3
15	51,9

Для оценки эффективности существующих модифицированных кислотных составов проведены исследования по определению константы скорости растворения образцов карбонатной породы башкирского пласта месторождения манометрическим методом, а также оценена относительная глубина проникновения кислотного состава в пласт на основе эмпирической модели.

По результатам проведенных исследований была установлена оптимальная скорость закачки соляной кислоты для карбонатных коллекторов башкирского объекта месторождения. Выявлено, что ингибированная соляная кислота, используемая в качестве «базового» состава для СКО во всех экспериментах со всеми литотипами улучшает фильтрационные характеристики карбонатных моделей пласта, но при этом увеличение обводненности снижает эффективность обработки. Отмечено различие влияния обводненности потока в зависимости от типа горной породы. Подтверждено, что обработка кислотным составом неоднородного по проницаемости пласта не затрагивает низкопроницаемые пропластки изучаемого объекта. Установлена оптимальная концентрация соляной кислоты для обработки башкирских пластов месторождения. Построена эмпирическая модель, с помощью которой возможно оценивание эффективности кислотных обработок различными кислотными составами.

Литература

1. *Насибулин И.М.*, *Мисолина Н.А.*, *Баймашев Б.А.* Современные представления о влиянии геологических факторов, определяющих процесс взаимодействия кислотных растворов с карбонатной породой // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2011. № 3. С. 56–61. EDN: NUREBT

2. *Васясин Г.И.*, *Насибулин И.М.* и др. Подбор эффективных кислотных составов для обработки призабойных зон скважин в карбонатных коллекторах // Нефтепромысловое дело. 2009. № 4. С.17–21. EDN: KBDECT

СЕКЦИЯ 4.
Вопросы цифровизации, управления и экономики нефтегазового комплекса

Посвящается Н.А. Еремину

Особенности включения блока воспроизводства природных ресурсов в динамическую межотраслевую модель

Баранов А.О.[1,2], Слепенкова Ю.М.[1,2]*
1 – Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, г. Новосибирск, Россия
2 – Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия
*juliaslepenkova@yandex.com

Ключевые слова: межотраслевые модели, воспроизводство природных ресурсов, углеводородное сырье

Особенности процесса воспроизводства природных ресурсов могут довольно существенно влиять на развитие экономики страны, а потому остается актуальным вопрос их адекватного отображения в экономических моделях. Это касается моделей всех уровней, однако в данной работе авторы сконцентрировались на особенностях моделирования воспроизводства нефти и газа в динамической межотраслевой модели (ДММ). Базовая ДММ, в которую планируется включение блока воспроизводства природных ресурсов (БВПР), разработана в Институте экономики и организации промышленного производства СО РАН. Она постоянно дорабатывается и совершенствуется в направлении включения различных дополнительных блоков: бюджетного, экологического, блока человеческого капитала и др. (см., например, [1, 2]). Целью работы является выявление особенностей формирования базы данных для БВПР и его внедрения в динамическую межотраслевую модель.

Несмотря на то, что моделировать блок воспроизводства природных ресурсов можно различными способами, по мнению авторов, наиболее удачным будет вариант построения автономного БВПР и дальнейшего моделирования связи между данным блоком и основной базовой моделью. В частности, в автономном БВПР будет моделироваться воспроизводство балансовых запасов полезных ископаемых, которые экономически целесообразно разрабатывать (в случае с углеводородным сырьем это коммерчески извлекаемые запасы нефти и газа класса А).

В первую очередь в БВПР пересчитываются коммерчески извлекаемые запасы природных ресурсов в натуральном выражении:

$$NR_i(t) = NR_i(t-1) + BNR_i(t) - ENR_i(t), \qquad (i = 1, \dots f) \qquad (1)$$

где NR_i(t) – оценка запасов природных ресурсов вида i на конец периода t; $BNR_i(t)$ – ввод в эксплуатацию новых месторождений коммерчески извлекаемых природных ресурсов вида i в период t; $ENR_i(t)$ – изъятие (добыча) запасов природных ресурсов вида i в период t; f – число видов запасов природных ресурсов, моделируемых в ДММ.

Аналогичное уравнение позволит пересчитать оцененные запасы в стоимостном выражении:

$$NRV_i(t) = NRV_i(t-1) + BNRV_i(t) - ENRV_i(t), (i = 1, \dots f), \qquad (2)$$

где $NRV_i(t)$ – стоимостная оценка запасов природных ресурсов вида i на конец периода t; $BNRV_i(t)$ – стоимостная оценка ввода в эксплуатацию новых месторождений коммерчески извлекаемых природных ресурсов вида i в период t; $ENRV_i(t)$ – стоимостная оценка добычи запасов природных ресурсов вида i в период t. Ввод и добыча полезных ископаемых могут быть оценены с помощью соответствующих долей от уже имеющихся запасов природных ресурсов и их оцененного общего объема. Сама же стоимостная оценка запасов может быть получена с помощью различных методик, из которых наиболее применимым на практике является метод дисконтированных денежных потоков (DCF).

Тогда стоимостная оценка запасов может быть выражена показателем:

$$NRV_i(t) = \sum_{l=0}^{\hat{\theta}_i} \frac{[CF_i(t+l) - IR_i(t+l)]}{(1+r)^l}, \quad (3)$$

где $NRV_i(t)$ – стоимостная оценка запасов природных ресурсов вида i на конец периода t; $\hat{\theta}_i$ – средний срок эксплуатации месторождений природных ресурсов вида i; $CF_i(t)$ – положительный финансовый поток от эксплуатации месторождений природных ресурсов вида i в период t; $IR_i(t)$ – инвестиции в разведку и освоение природных ресурсов вида i в период t; r – ставка дисконтирования.

По результатам исследования был выявлен ряд особенностей формирования базы данных для БВПР и его внедрения в основную модель. Включение блока воспроизводства запасов природных ресурсов в модель в предлагаемом авторами виде потребует пересмотра номенклатуры ее отраслей и информационной базы с выделением соответствующих добывающих секторов, а также отрасли, где отражены геологоразведочные работы («Деятельность профессиональная, научная и техническая» по ОКВЭД2). Эти отрасли должны быть отражены в базе данных в векторах валового выпуска, сальдо экспорта и импорта, трудовых ресурсов, матрицах основных фондов, межотраслевых потоков, а также коэффициентов распределенных строительных лагов. Для работы с такой моделью потребуется построение прогнозов производства продукции добывающих отраслей и прогноз цен, с использованием которых методом дисконтированных денежных потоков будет выполняться стоимостная оценка имеющихся запасов природных ресурсов согласно уравнению (3). Кроме того, потребуется оценка ставки дисконтирования для расчета стоимости запасов природных ресурсов с использованием данного метода оценки запасов.

Разработанная расширенная версия динамической межотраслевой модели с блоком воспроизводства природных ресурсов позволит более адекватно учитывать влияние изменения их запасов, а также связанных с этим процессом инвестиций и других расходов, на динамику макроэкономических и отраслевых показателей в динамической межотраслевой модели российской экономики.

Исследование выполнено по плану НИР ИЭОПП СО РАН, проект 5.6.6.4. (0260-2021-0008) «Методы и модели обоснования стратегии развития экономики России в условиях меняющейся макроэкономической реальности» № 121040100281-8.

Литература

1. *Баранов А.О., Павлов В.Н., Слепенкова Ю.М.* Разработка динамической межотраслевой модели с блоком человеческого капитала // Мир экономики и управления. 2017. Т. 17, № 1. С. 14–25. EDN: XXJQUX

2. *Баранов А.О., Павлов В.Н.* Точечная динамическая межотраслевая модель системы КОМПАС-ДАР // Модели и методы прогнозирования: Азиатская Россия в экономике страны / Под ред. А.О. Баранова, В.И. Суслова. Новосибирск: Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН. С. 110–116. EDN: SHCMQI

Автоматизация процесса формирования отчетной документации по лабораторным исследованиям керна посредством LIMS

Вершинин Н.Н.[1*], Новиков И.А.[1], Кулиев Э.А.[1,2***]**
1 – ООО «РН-ГИР», г. Тюмень, Россия
2 – Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия
*nnvershinin@tnnc.rosneft.ru, **ianovikov2@tnnc.rosneft.ru, ***eakuliev@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: лабораторная информационная менеджмент-система, информационная система «РН-Лаб», лаборатория, автоматизация, цифровизация.

В Указе Президента Российской Федерации от 07.05.2024 № 309 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года» установлены целевые показатели, характеризующие технологическое лидерство РФ. Ключевыми являются цифровая трансформация данных и искусственный интеллект, развитие которых в области лабораторных исследований керна и пластовых флюидов невозможно без современной, высокотехнологичной информационной системы класса ЛИМС (лабораторная информационная менеджмент-система).

В Центре исследования керна ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (далее – ЦИК) разработано большое количество методик исследований керна, оформленных в соответствии с требованиями метрологии и стандартизации. В рамках выполнения исследований ежегодно формируется большой массив отчетной документации, такой как: протоколы результатов испытаний, акты верификации и валидации, формы для аккредитации материально-технических ресурсов (помещения, средства измерения, стандартные образцы, вспомогательное и испытательное оборудование). Реализация этого процесса вручную предполагает существенные затраты по времени и анализ большого объема разнообразной информации, что повышает влияние человеческого фактора и соответственно, вероятность допущения ошибок и неточностей. Внедрение в лабораторию автоматизированной системы типа ЛИМС позволит сократить время на формирование отчетов и повысить их качество.

ЛИМС (LIMS) – это лабораторная информационная менеджмент-система. Программное обеспечение, на базе которого реализуется ЛИМС, направлено на автоматизированный сбор и анализ данных, оформление отчетов, и в целом контроль производственных процессов [1, 2].

Структура любой ЛИМС строится на основе:

– ГОСТ Р 53798-2010. «Стандартное руководство по лабораторным информационным менеджмент--системам (ЛИМС)»;

– ГОСТ Р 54360-2011. «Стандартное руководство по валидации ЛИМС».

Фундаментом любой ЛИМС является структурированная база данных (БД), без которой представить реализацию системы в лаборатории невозможно. В ЦИК с 2018 года ведется активная разработка информационной системы «РН-Лаб» (далее – Система), в рамках которой создана и внедрена в бизнес-процессы база данных сложной структуры, соответствующей структуре ЦИК, являясь его цифровым двойником, которая постоянно наполняется и актуализируется [3–5]. Следует отметить, что ИС «РН-Лаб» содержит в себе гораздо более широкий спектр цифровых

инструментов, чем ЛИМС, однако на сегодняшний день не все функции ЛИМС реализованы в ИС «РН-Лаб» (рис. 1). Помимо этого, ИС «РН-Лаб» имеет возможность гибкой адаптации под изменения и дополнения нормативных документов. В рамках планового развития Системы была поставлена задача: реализовать модуль автоматизации формирования документации по контролю качества испытаний.

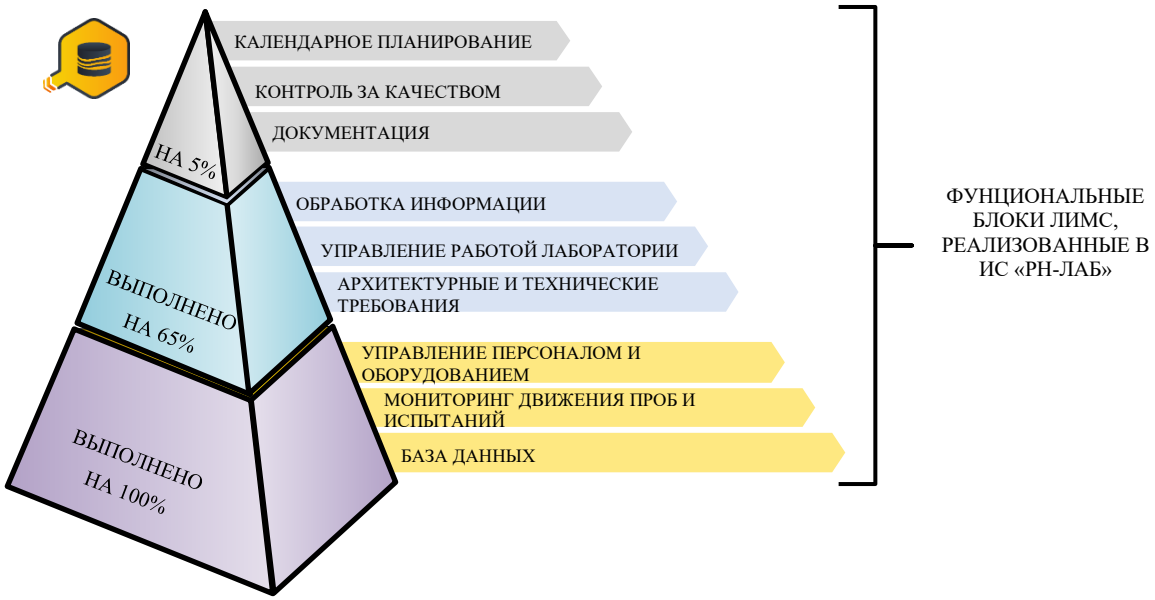


Рис. 1. Блок-схема ЛИМС

В рамках данной работы рассматривались процессы формирования протоколов испытаний, в которых фиксируются результаты исследований (испытаний) и измерений изучаемого объекта в соответствии с требованиями нормативных документов. Ежегодно сотрудниками ЦИК формируется не менее 1000 протоколов, что составляет не менее 500 чел-ч в год. Эти документы, являющиеся обязательными для аккредитованных лабораторий, по своей структуре типовые и формируются вручную в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58973-2020 «Оценка соответствия. Правила к оформлению протоколов испытаний».

Условно структуру протоколов можно разделить на две части:

– постоянная, которая не изменяется и является основой шаблона, его макет;

– изменяемая, наполнение которой варьируется в зависимости от методики, используемого оборудования, условий измерения и сотрудников, которые выполняли эти исследования. Причем информация по этим параметрам содержится в базе данных «РН-Лаб» и хранится в определенных сгруппированных по назначению блоках (рис. 2).

Для автоматизации процесса формирования протоколов в «РН-Лаб» был реализован функциональный модуль, работающий по следующем принципу: для каждого протокола были созданы шаблоны, в которых вместо изменяющихся параметров проставлены поля для автозаполнения (рис. 3). В эти поля подгружается информация из соответствующих блоков базы данных «РН-Лаб», в которых хранится актуальная информация.

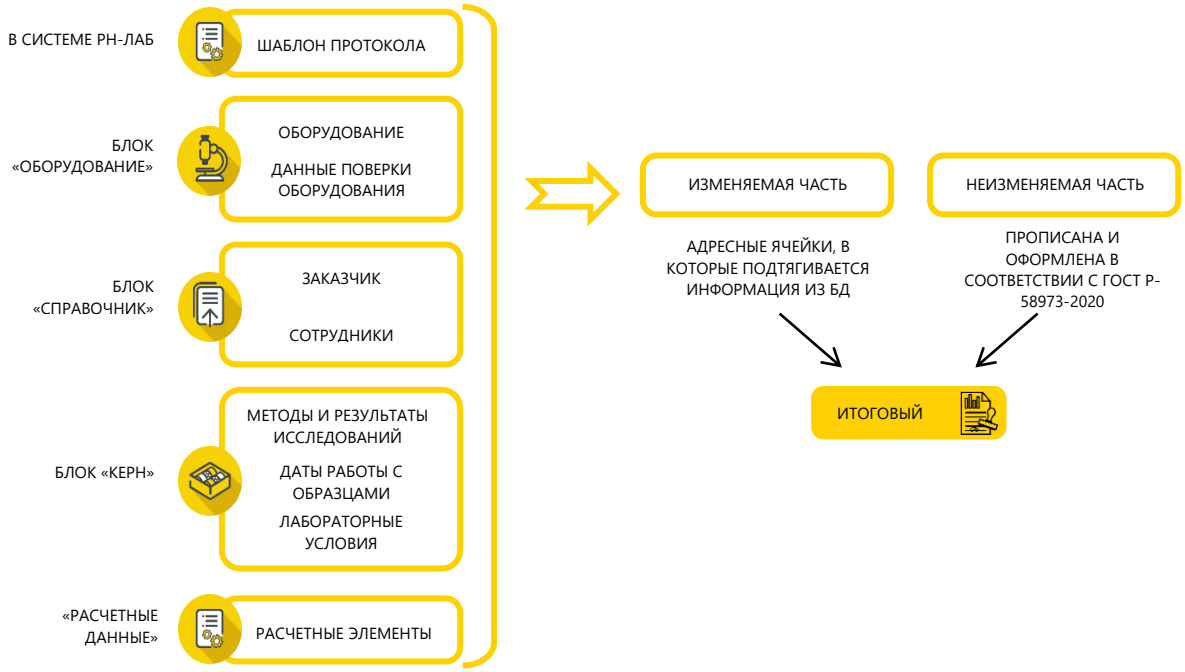


Рис. 2. Схема формирования протокола в ИС «РН-Лаб»

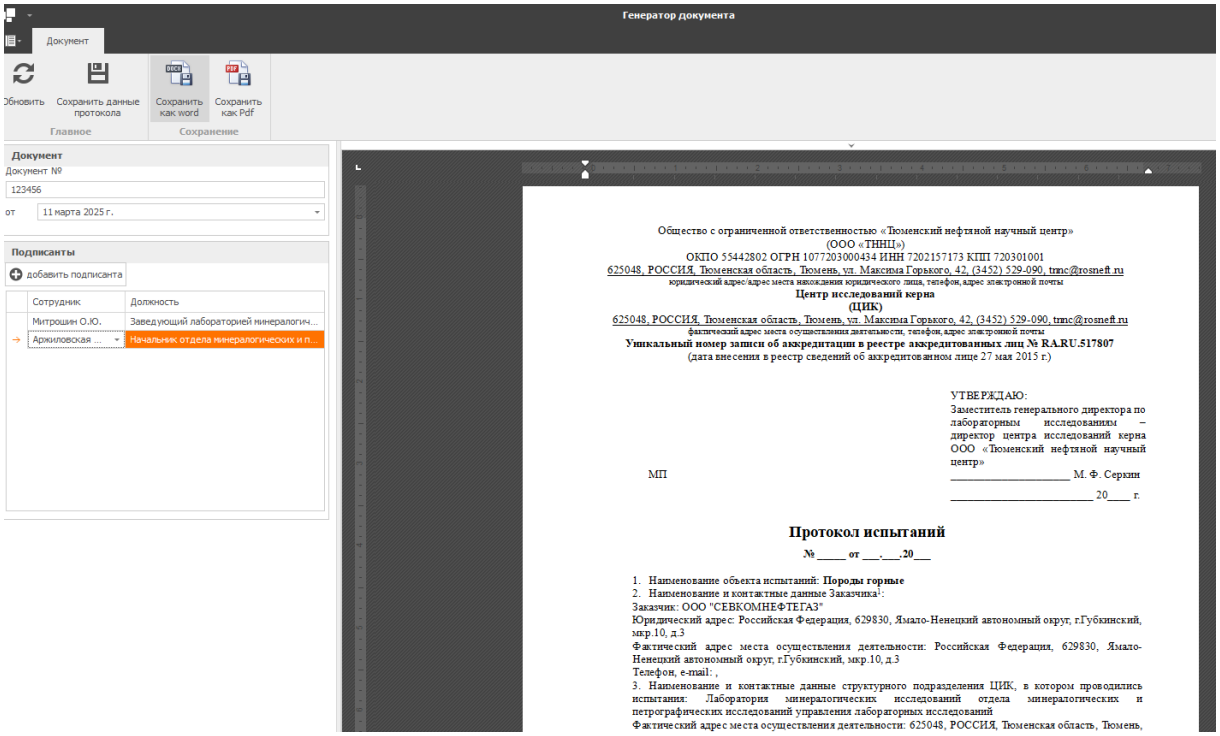


Рис. 3. Интерфейс в ПО «РН-Лаб» по предпросмотру и выгрузке протоколов испытаний

Данный блок позволяет сократить трудозатраты на оформление протоколов вручную на 96,6% – с 500 до 17 чел-ч. Учитывая то, что сам по себе именно процесс автоматизации формирования протоколов по результатам исследований является малой частью от общего количества цифровых инструментов ЛИМС, по оценкам экспертов ЦИК ожидаемый эффект составляет около 12 тыс. чел-ч ежегодно.

Уже сегодня ИС «РН-Лаб» позволяет оптимизировать трудозатраты и повысить эффективность работы лаборатории. На текущий момент разработки Системы авторы понимают значимость ее развития ввиду того, что автоматизация является лучшим инструментом повышения производительности лаборатории по исследованию керна и пластовых флюидов Одна из основных задач ООО «РН-ГИР» состоит в том, чтобы в дальнейшем развивать эту систему не только в периметре организации, но и в масштабах всей компании ПАО «НК «Роснефть».

Литература

1. *Аверьянова Е.А., Андрюшенко Р.А., Богдашов С.Н.* Готовимся к аккредитации вместе с ЛИМС // Аналитика. 2023. Т. 13, № 5. С. 380–388. https://doi.org/10.22184/2227-572X.2023.13.5.380.388

2. *Ермаков С.А., Яцына Ю.О.* Выбор программного обеспечения для испытательной лаборатории // Наука и образование. 2021. Т. 15, № 4. С. 96–102. https://doi.org/10.24412/2413-693X-2021-4-96-102

3. *Каширских Д.В., Вахрушева И.А., Паромов С.В.* Концепция цифровизации лабораторных центров ПАО «НК «Роснефть» на примере развития информационной системы «РН-Лаб» // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 79–83. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-2-79-83

4. *Каширских Д.В., Ческидов Р.Н., Вахрушева И.А.* Концепция автоматизированного планирования загрузки лабораторного оборудования и персонала на платформе ИС «РН-Лаб» с целью оптимизации производственного процесса // Нефтяная провинция. 2019. № 3(19). С. 212–223. https://doi.org/10.25689/NP.2019.3.212-223

5. *Магденко С.С., Жилин Д.И., Вахрушева И.А., Хамитов Д.Р.* Информационная система «РН-ЛАБ» как инструмент оптимизации деятельности метрологической службы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10(346). С. 93–98. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10(346)-93-98

Экономические последствия геополитической турбулентности и наложения санкций против РФ для нефтегазовой отрасли страны и передовые методы их смягчения на примере ТНК ПАО «Газпром»

Грошева А.А.
МГИМО МИД России, г. Москва, Россия
grosheva_a_a@my.mgimo.ru

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль России, нефтегазовая промышленность, санкции, нефтяные компании, ПАО «Газпром»

В период с 2022 по 2025 гг. в связи с геополитической турбулентностью против РФ было введено множество санкций, направленных на замедление экономического роста страны, в том числе ее нефтегазового комплекса. Эти ограничения повлекли за собой значительные изменения в структуре работы сферы. Актуальность исследования заключается в продолжающих оставаться проблемными для ведущих нефтегазовых компаний РФ отрицательных экономических эффектах санкций (несмотря на постепенную адаптацию комплекса к новым условиям) и в необходимости внедрения новых и повышения эффективности существующих методов борьбы с негативными последствиями ограничений. Целью работы является исследование: степени и характера влияния санкций на деятельность ПАО «Газпром», используемых методов борьбы с негативными последствиями, предложение вариантов их усовершенствования, нахождение новых способов устранения и смягчения отрицательных экономических эффектов.

Материалы и методы: в ходе работы над исследованием автором был выполнен анализ публикаций на тему санкционных ограничений в нефтегазовой отрасли. Эта проблема была подробно рассмотрена в работах [1–3]. В качестве теоретической основы исследования были использованы труды [1, 3, 4], в которых указывается на существенное влияние западных санкций на российскую углеводородную промышленность. Авторами описываются характер и последствия влияния санкционных ограничений на отечественный топливно-энергетический комплекс, а также методы борьбы компаний с их негативными эффектами, отмечается их эффективность, успешность и постепенность процесса адаптации компаний к новым реалиям функционирования отрасли, нахождении российской промышленности на пути к технологической независимости. В рамках исследования выполнен анализ официальных годовой и финансовой отчетностей ПАО «Газпром» [5], статистических данных котировок акций компании [6], сравнительный анализ таких экономических показателей ее деятельности, как объем чистой прибыли, выручки, инвестиций в НИОКР, добычи нефти и газа.

Нефтегазовый сектор РФ давно находится под санкционным давлением, но смог успешно адаптироваться к изменениям, возникшим вследствие введения ограничений в 2014 и 2017 гг. [1]. Однако в связи с обострением геополитической обстановки в мире с 2022 г. против России был введен ряд новых ограничений, в значительной степени отразившихся на экономических показателях сектора. Котировки акций ПАО «Газпром» с начала 2022 г. снизились на 63,31% [6], чистая прибыль компании не достигла прежнего уровня (в 2021 г. – 2093 млрд руб., в 2024 г. – 1218 млрд руб.) несмотря на превышение выручки компании в 2022 и 2024 гг. значений 2021 г. и предшествующих лет (11 673 млрд руб., 10 714 млрд руб. и 10 241 млрд руб., соответственно) и стабильный рост объемов добычи нефти и газового конденсата (рис. 1) [5].



Рис. 1. Прибыль ПАО «Газпром» в период с 2019 по 2024 гг. [5]

Рассмотрим основные виды примененных санкций и способы устранения их последствий.

Запрет на импорт российских нефти и газа со стороны западных стран повлек за собой потерю российскими компаниями значительной доли своего экспортного рынка, Европа была одним из основных рынков для «Газпрома». Снижение объемов поставок привело к значительным потерям в прибыли компании и потребовало крупных инвестиций в инфраструктуру и изменение логистических цепочек, увеличивая издержки. В качестве метода борьбы с последствиями ограничения компанией была эффективно использована переориентация на азиатский рынок (Китай, Сингапур, Иран и др.), которая, однако, не завершена полностью, поскольку не помогла в полной мере восполнить потери от ограничения доступа на западный рынок. Тем не менее, данный способ работает успешно в совокупности с повышением потребления углеводородов и реализации продукции на внутреннем рынке, в связи с чем дальнейшее расширение масштабов сотрудничества и освоение бóльшего числа рынков регионов России и дружественных стран ускорит адаптацию к новым условиям существования сферы [1, 5].

Ограничение цен на российскую нефть отразилось снижением прибыли компаний, но имело неоднозначный эффект в связи с наложением его влияния на предшествующие последствия сужения круга стран-импортеров. В ответ ТНК «Газпром» увеличила объемы добычи нефти и газового конденсата (с 69,74 млн т. в 2021 г. до 75,95 млн т. в 2024 г.), усилила активное продвижение своих ценовых интересов на альтернативных рынках посредством заключения новых зарубежных контрактов, что оказалось в меру успешным и эффективным решением [5].

Запрет на экспорт технологий для добычи и переработки энергетического сырья стал одной из наиболее результативных санкционных мер. Сложности, вызванные ограничением поставок необходимого базового и высокотехнологичного оборудования для добычи и транспортировки сырья, производства сжиженного природного газа (СПГ) и нефтепродуктов в условиях отсутствия отечественных альтернатив, вызвали замедление роста производства, увеличение затрат на поддержание оборудования, затруднение модернизации и обслуживания инфраструктуры. «Газпром» активно заключает соглашения с российскими конструкторскими организациями (например, контракт с концерном ВКО «Алмаз-Антей» на поставку подводных добычных

комплексов). С целью качественного ускорения процесса импортозамещения, развития отечественного нефтепромышленного комплекса, снижения издержек в долгосрочном периоде компания также увеличивает вложения в НИОКР для создания альтернативных и аналоговых технологий производства (например, новая методика ООО «Газпром Недра» по проведению 4D-сейсморазведки на шельфе, проект «Владивосток-СПГ»), укрепляет международное сотрудничество: объемы НИОКР, выполненных по заказу Группы Газпром, и количество полученных ею патентов стабильно растет с 2021 г. (24,6 млрд руб. и 281 патент в 2021 г., 32,2 млрд руб. и 451 патент в 2024 г.). Заинтересованность компании в инновационной деятельности продвигает ее в лидеры развития [2, 4, 5]. Однако для отрасли необходимо развитие технологий гидроразрыва пласта (ГРП) и многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) для избежания падения объемов добычи нефти, их разработка пока не реализована полностью [1].

Финансовые санкции, в частности ограничения иностранных инвестиций, доступа к международным финансовым рынкам и блокировка активов российских компаний привели к потере возможности привлечения зарубежных кредитов и вложений, что затруднило финансирование новых проектов и модернизацию существующих (приостановлен проект «Северный поток-2», отказ от продления контрактов с ПАО «Газпром» Болгарии и Польши), усложнило финансовые операции по росту зависимости от государственных банков. Переориентация на азиатские рынки частично помогает избегать негативных воздействий, однако ТНК необходимо продолжать поиск альтернативных способов финансирования, таких как привлечение большего объема инвестиций из дружественных стран, усиление сотрудничества с государством, предлагается рассмотреть эмиссию облигаций на незападных рынках [3, 5].

Санкции против российских нефтегазовых транснациональных корпораций (ТНК) и их дочерних компаний ухудшили их репутацию на международной арене и снизили привлекательность для иностранных инвесторов. Для улучшения общественного мнения о компании, постановки ее репутации, повышения уровня доверия к предприятию, узнаваемости руководителей в дружественных странах важно проведение публичных мероприятий, круглых столов, личных деловых встреч и переговоров. Стоит отметить, что АО «Газпром-Медиа Холдинг» является лидером среди медиахолдингов России и занимает 1-е место по совокупной доле телевизионной аудитории в сегменте 14–44 лет (25,3% в 2024 г.) и на рынке российского кинопроката (30%). Однако предлагается представление масштабных таргетированных зарубежных PR-кампаний для формирования положительного имиджа группы Газпром в странах потенциального и текущего партнерства [5].

Запрет на страхование и транспортировку перевозящих российскую нефть танкеров усложнил экспорт даже в страны, не поддерживающие ограничения, потребовал значительных инвестиций в инфраструктуру и изменение логистических цепочек, что также увеличило затраты и издержки производства. Исследование новых маршрутов поставок и расширение флота уже ведется компанией. Поиск альтернативных страховых компаний в дружественных странах предложен для дальнейшего снижения рисков в среднесрочном и долгосрочном периодах [5].

ПАО «Газпром» успешно справляется с запретом на экспорт в Россию программного обеспечения для нефтегазовой отрасли. Несмотря на изначально возникшие риски безопасности, потерю доступа к передовым технологиям, появившуюся необходимость в разработке альтернатив и инвестициях в замену программного обеспечения, группа «Газпром» начала активное внедрение в разработку IT-технологий. ПАО «Газпром» выступает в качестве корпорации-заказчика в

реализуемой в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 марта 2022 г. № 392 НИР «Иннопрактика» грантовой программе, по ее рекомендации в 2024 г. была создана автоматизированная система управления технологическими процессами для предприятий, что помогло снизить зависимость от иностранных разработок и достичь результативного импортозамещения через адаптацию существующих решений и создание новых продуктов [3, 5].

В результате проведенных исследований выявлено, что санкции сильно повлияли на углеводородную промышленность России, ударив по обеспеченности сектора необходимым для сложного производства оборудованием (особенно для ГРП и производства СПГ), географии экспорта и путей поставок энергетического сырья, объему иностранных инвестиций, имиджу российских компаний за рубежом, негативно сказываясь на текущих экономических показателях компаний и на долгосрочной перспективе изменения объемов добычи [1, 2]. ТНК успешно адаптируются к новым условиям, развивая и предприятия, и отечественные технологии, способствуя прогрессивному импортозамещению, хотя процесс полностью не завершен. ПАО «Газпром» еще не удалось вернуться к прежним показателям прибыли, что объясняется необходимостью наращивания инвестиций в разработку инфраструктуры, важной в долгосрочной перспективе, но вызвавшей рост издержек в краткосрочном и среднесрочном периодах [5]. С учетом кумулятивного характера санкций компании необходимо повысить эффективность применяемых методов посредством анализа результатов их применения, держа в поле зрения потенциальное усиление для России эффекта от введенных ограничений [1]. Предлагается расширение их перечня привлечением инвестиций из восточных стран, эмиссией облигаций на новых страновых рынках, проведением масштабных зарубежных регионально-ориентированных рекламных кампаний, поиском альтернативных вариантов страхования судов. Так, российская нефтегазовая промышленность стоит на пути адаптации к новым условиям деятельности углеводородного сектора мира.

Литература

1. *Салыгин В.И., Воронина К.А.* Функционирование нефтяной отрасли России в условиях санкционного давления // Инновации и инвестиции. 2023. № 10. С. 85–88. EDN GMSIYP

2. *Ответчиков А.В.* Импортозамещение в нефтегазовом комплексе России в условиях санкций // Kant. 2024. № 3(52). С. 50–55. EDN: EPFIAS

3. *Голяшев А., Некраш А., Курдин А.* и др. ТЭК России в условиях санкционных ограничений. М.: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, 2022. 19 с. (Энергетические тренды. Вып. 106). URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo106.pdf (дата обращения: 28.08.2025).

4. *Курилов Д.С.* Влияние санкционных ограничений на развитие нефтегазовой отрасли РФ // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 5: Экономика. 2024. № 4(350). С. 67–78. https://doi.org/10.53598/2410-3683-2024-4-350-67-78

5. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2024 год // Официальный сайт ТНК ПАО «Газпром». URL: https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2024/ (дата обращения: 28.08.2025).

6. Прошлые данные стоимости акций ТНК ПАО «Газпром» (GAZP) // Investing.com – котировки и финансовые новости. URL: https://ru.investing.com/equities/gazprom_rts-historical-data (дата обращения: 28.08.2025).

Особенности и подходы к управлению изменениями в российских компаниях нефтегазовой отрасли

Илянина А.О.
МГИМО МИД России, г. Москва, Россия
anastasia.true@gmail.com

Ключевые слова: управление изменениями, нефтегазовая отрасль, трансформация, корпоративная культура, цифровизация

Актуальность работы обусловлена принципиально новым уровнем рисков в нефтегазовой отрасли, где компании, особенно публичные, функционируют в условиях высокой волатильности мировых энергетических рынков, роста политических рисков, ужесточения экологических требований и норм раскрытия информации со стороны бирж, односторонних санкций и, одновременно, новых возможностей, обусловленных развитием цифровых технологий. Целью работы является анализ особенностей внедрения изменений и обзор подходов, применяемых для повышения эффективности процессов трансформации в нефтегазовых компаниях.

Вопросы управления изменениями были рассмотрены в работах У. Бриджеса [1], Л. Грейнера [2], Дж. Коттера [3], Э. Кюблер-Росс [4], К. Левина [5], компании McKinsey [6] и др.

Материалы и методы: в работе использованы методы сравнительного анализа, результаты исследований ведущих компаний российской нефтегазовой отрасли (табл. 1) а также контент-анализ публикаций, посвященных применению моделей управления изменениями (Бриджес, Грейнер, Коттер, Кюблер-Росс, Левин, McKinsey 7S и др.) (рис. 1).

Таблица 1. **Особенности управления изменениями в других крупных российских нефтегазовых компаниях**

Компания	Основные подходы к изменениям	Технологический фокус	Человеческий фактор	Экологический аспект	Примеры внедрения
Роснефть	Цифровая трансформация и модернизация добычи	Big Data, ИИ, автоматизация	Развитие компетенций, обучение персонала	Сокращение выбросов и экология	Внедрение цифровых платформ и энергоэффективных технологий
Газпром нефть	Интеграция цифровых решений, трансформация	IoT, автоматизация	Кадровое развитие, взаимодействие с вузами	Экологический контроль	Цифровые проекты мониторинга
Газпром нефть	Интеграция цифровых решений, трансформация	IoT, автоматизация	Кадровое развитие, взаимодействие с вузами	Экологический контроль	Цифровые проекты мониторинга
Лукойл	Инновации с международным партнерством	Цифровой двойник, ИИ	Гибкие методы управления	Устойчивое развитие	Автоматизация процессов
Сургутнефтегаз	Оптимизация процессов, стандартизация	Автоматизация контроля	Повышение квалификации	Безопасность и экология	Внедрение стандартов ISO



Рис. 1. Эволюция теорий управления изменениями

Российские нефтегазовые компании довольно чувствительны к внешним изменениям. Это связано с масштабом их деятельности, длительными инвестиционными циклами, высокими затратами и внешними вызовами (санкциями, колебаниями цен и геополитикой). Для сохранения устойчивости и конкурентоспособности нефтегазовым компаниям следует опираться на комплексные подходы, которые сочетают внедрение новых технологий, стратегическое видение и развитие компетенций сотрудников. Опыт российских нефтегазовых компаний показывает, что наибольший эффект достигается при одновременном обновлении всех составляющих.

Ключевым направлением для изменений становится цифровизация. В российских нефтегазовых компаниях создаются системы, объединяющие бизнес-процессы и повышение производительности при дальнейшем снижении затрат. Это помогает не только укрепить операционную устойчивость, но и сохранить конкурентоспособность на глобальном рынке.

Вместе с тем, процесс изменений остается непростым. Санкции влияют на устойчивость компаний, а сопротивление персонала замедляет внедрение новых практик. Для решения этих проблем используются программы обучения и формирования культуры открытости к переменам. Все большее значение приобретают такие модели управления, как McKinsey 7S, позволяющие рассматривать компанию как целостный организм и согласовывать стратегии, структуры и ценности. Большое значение имеет управление цепочками поставок, обеспечение технологической независимости, а также изменение цепочек маркетинга и сбыта на внешних рынках. Таким образом, важно отметить необходимость распространения ключевых требований к управлению

рисками и качеством на подрядчиков и контрагентов. Такой подход сделает трансформацию более мягкой и позволит российским нефтегазовым компаниям продолжить развитие в условиях внешних ограничений.

Литература

1. *Bridges W.* Managing Transitions: Making the Most of Change. Reading, MA: Addison-Wesley, 1991. 130 p.
2. *Greiner L.E.* Evolution and Revolution as Organizations Grow // Harvard Business Review, 1972. Vol. 50, No. 4. P. 37–46.
3. *Kotter J.P.* Leading Change. Boston, MA: Harvard Business School Press, 1996. 187 p.
4. *Kübler-Ross E.* On Death and Dying. New York: Macmillan, 1969. 289 p.
5. *Lewin K.* Frontiers in group dynamics // Human Relations. 1947. Vol. 1, No. 1. P. 5–41. https://doi.org/10.1177/001872674700100103
6. *Waterman R.H., Peters T.J., Phillips, J.R.* Structure is not organization // Business Horizons. 1980. Vol. 23, No. 3. P. 14–26. https://doi.org/10.1016/0007-6813(80)90027-0

Предпроектная оценка стоимости обустройства нефтегазовых месторождений с помощью ПК Ingenix Cost Manager

Кадырова С.Д.[1]*, Дубовицкая Е.А.[1,2]**
1 – ООО «Индженикс Груп», г. Москва, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*S.Kadyrova@ingenix-group.ru, **E.Dubovitskaya@ingenix-group.ru

Ключевые слова: оценка затрат, капитальные затраты, технико-экономическое моделирование стоимости, стоимостные модели, инструменты автоматизации концептуального инжиниринга

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью повышения точности предпроектной оценки стоимости обустройства нефтегазовых месторождений, поскольку традиционные методы расчета усредненных стоимостных показателей не обеспечивают требуемой достоверности и сопоставимости оценок на разных этапах реализации проектов. Это приводит к рискам существенного искажения показателей эффективности и необоснованным инвестиционным решениям как со стороны государства, так и нефтяных компаний.

Цель работы заключается в исследовании и развитии методологии предпроектной стоимостной оценки обустройства нефтегазовых месторождений с применением программного комплекса Ingenix Cost Manager (ICM), позволяющего преодолеть ограничения традиционных подходов и обеспечить качественно новый уровень точности и обоснованности инвестиционных решений в сфере недропользования.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3], в основе которых продемонстрирована актуальность тематики данной работы, а также детально описаны основные функции и преимущества программного комплекса Ingenix Cost Manager (ICM), подчеркнута необходимость улучшения текущего подхода к инвестиционной оценке нефтегазовых проектов на предпроектной фазе реализации, за счет увеличения точности и качественного сокращения неопределенности.

Методы предпроектной оценки обустройства нефтегазовых месторождений, рассматриваемые в данной работе, включают в себя:

– применение иерархических баз данных объектов-аналогов, предполагающее изучение накопленного опыта реализации проектов и определение стоимости на основе сходных технических и технологических параметров объектов обустройства;

– использование стоимостных моделей, подразумевающее детальный расчет стоимости объектов капитального строительства на основе физических объемов строительно-монтажных работ (СМР) и удельных стоимостных показателей, характерных для региона исследования;

– использование нормативной документации для формирования профилей операционных затрат и сводных сетевых графиков строительства, освоения и финансирования инвестиций;

– формирование финансово-экономической модели нефтегазовых проектов доходным способом.

Программный комплекс ICM представляет собой современное решение для оценки стоимости обустройства нефтегазовых месторождений. Система включает обширную базу данных с информацией о более чем 1800 объектах-аналогах в 18 регионах России, позволяет проводить сопоставительный анализ затрат на основе эталонных показателей, рассчитывать стоимость

строительства и эксплуатации скважин, линейных объектов инфраструктуры, а также оценивать экономическую эффективность проектов с учетом региональных особенностей.

Функционал ICM охватывает несколько ключевых модулей: стоимостное моделирование с детализацией затрат по видам работ, картографический модуль для привязки объектов к местности, календарно-сетевое планирование с распределением затрат по годам, а также модуль оценки экономической эффективности. Система позволяет рассчитывать управленческий резерв на непредвиденные расходы, формировать графики освоения месторождений и оценивать такие показатели эффективности, как чистый дисконтированный доход, срок окупаемости и внутреннюю норму доходности. ICM реализован с использованием современных ИТ-решений и зарегистрирован как российское ПО, при этом учитывает специфику ценообразования именно российской нефтегазовой отрасли.

Базы данных затрат в ICM содержат информацию о каждом объекте с детализацией до расшифровки технологических блоков и оборудования. Структура базы данных аналогов, реализованная в ПК ICM, представлена на рис. 1.

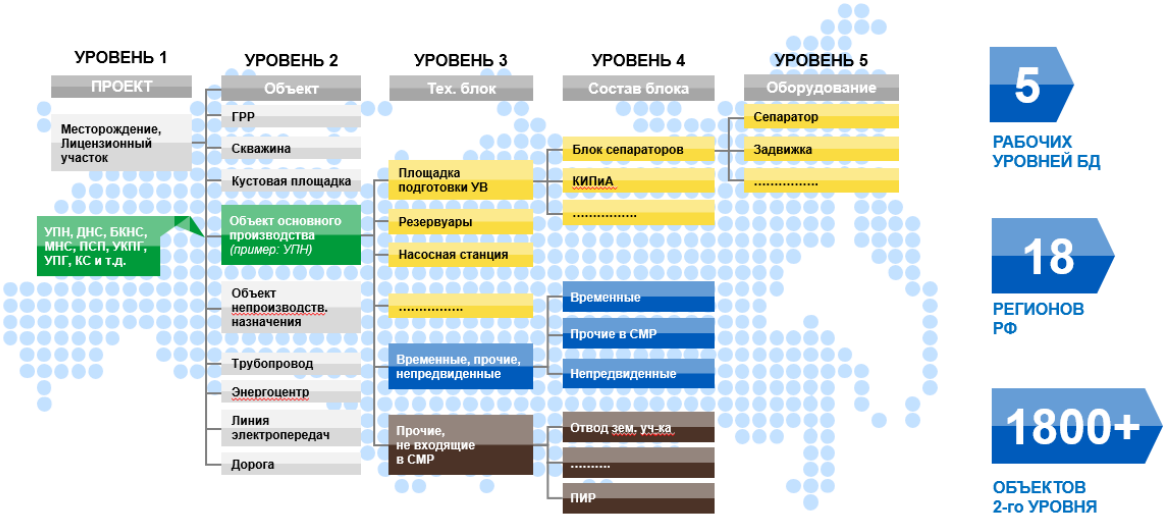


Рис. 1. Структура базы объектов-аналогов ICM

Стоимость объектов разбита по видам затрат на строительно-монтажные работы, материалы, оборудование и непредвиденные расходы. Данный подход позволяет пользователям понимать состав объектов и корректировать их стоимость в случае изменения технических условий

Стоимостные модели, интегрированные в ICM, используются для оценки затрат на строительство и эксплуатацию различных объектов нефтегазовой инфраструктуры, таких как трубопроводы, автодороги, линии электропередач, площадки кустов скважин, энергоцентры и объекты непроизводственного назначения.

Расчет капитальных затрат на строительство линейных и площадных объектов в ICM осуществляется следующим образом:

1. Производится сбор и обработка заданных пользователем исходных технических параметров (ввод информации о топографии может производиться с помощью ГИС модуля [4]).

2. При помощи модуля цифровых ГИС, описанного ниже в данной работе, производится размещение объектов на карте, привязка линейных объектов к инфраструктуре и получение топографических данных (рис. 2).

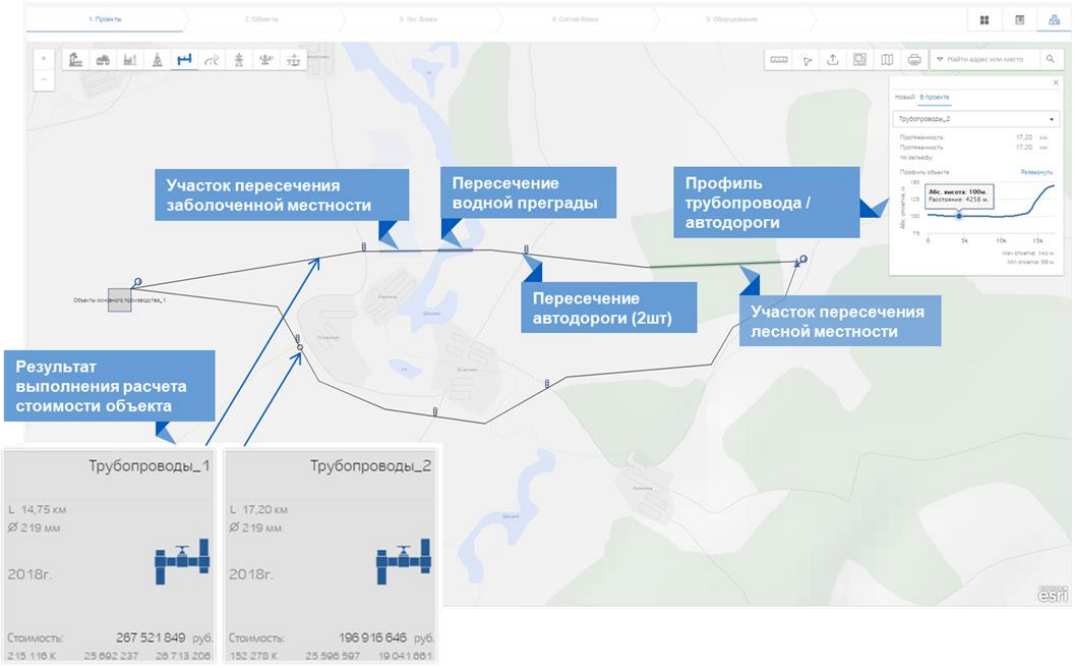


Рис. 2. Сравнение альтернативных вариантов трубопровода с учетом влияния топографии

Функционал, учитывающий реальную топографию участка, позволяет быстро сопоставить несколько альтернатив, что особенно важно на этапе концептуального планирования. На примере прокладки трассы трубопровода (см. рис. 2) можно увидеть, что вариант прокладки трассы трубопровода меньшей протяженности (14,75 км) является более дорогим (268 млн руб. по сравнению со 197 млн руб. в варианте протяженностью 17,2 км) за счет пересечения более сложных участков, требующих больших затрат: заболоченной и лесистой местностей, водной преграды и двух автодорог.

3. Рассчитываются технологические характеристики линейных и площадных объектов на основе их расположения и заданных ранее параметров эксплуатации.

4. Осуществляется стоимостное моделирование: определяются рекомендованные значения параметров объектов обустройства из базы данных затрат и выполняется оценка стоимости объектов с учетом видов затрат на строительно-монтажные работы, материалы, оборудование и прочее.

5. Функционал календарно-сетевого планирования позволяет параллельно с процессом моделирования стоимости распределять стоимость строительства по годам строительства объекта, что в дальнейшем участвует в формировании сводного календарно-сетевого графика обустройства месторождения.

Сравнение точности методик по оценке затрат на строительство трубопроводов показано на конкретном примере. В данном случае рассмотрены две методики: оценка по удельным показателям и оценка по стоимостным моделям:

1. Фактические значения. Из имеющейся базы данных фактически построенных объектов были выбраны 4 объекта одной классификации и в одном регионе, а именно – нефтесборный трубопровод диаметром 219 мм в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра. Фактически построенные трубопроводы имеют различную протяженность: от 2,7 до 17,7 км, поэтому для корректного сравнения оценок в табл. 1 приведены удельные показатели стоимости на 1 км, а трубопроводы расположены в порядке увеличения протяженности.

2. Стоимостная модель. Для выбранных фактических объектов с учетом их технических характеристик были получены оценки с использованием разработанной Ingenix Group стоимостной модели трубопроводов и рассчитаны удельные показатели на 1 км. При этом в моделировании учитывались только основные технические характеристики трубопроводов: классификатор, протяженность, диаметр.

3. Удельные показатели. Была рассчитана средняя удельная оценка на 1 км для четырех фактических объектов (19 600 тыс. руб./км) или (19,6 млн руб./км) и рассчитана ошибка, если бы данная удельная расценка применялась к стоимости фактического трубопровода.

Таблица 1. **Результаты оценки стоимости на основе средних и с использованием стоимостной модели**

	Трубо-провод 1	Трубо-провод 2	Трубо-провод 3	Трубо-провод 4	Среднее отклонение (по модулю)
Протяженность исходного объекта, км	2,7	11,48	12,573	17,66	
Фактическая стоимость, тыс. руб.	11 170	13 637	14 898	38 715	
Оценка на основе стоимостной модели, тыс. руб.	18 448	14 935	14 528	13 752	
Отклонение абс., тыс. руб.	7 278	1 298	-371	-24 962	8 477
Отклонение относ., %	65	3	-2	-64	34
Оценка по удельным средним показателям на основе факта, тыс. руб.	19 605	19 605	19 605	19 605	
Отклонение абс., тыс. руб.	8 435	5 968	4 707	-19 110	9 555
Отклонение относ., %	76	44	32	-49	50

Рассмотренный пример показывает, что среднеквадратическое отклонение при использовании стоимостной модели является минимальным.

Опыт Ingenix Group говорит о преимуществе использования системы оценки стоимости объекта капитального строительства (система технико-экономического моделирования), при которой на основе структурированной базы данных стоимостей типовых объектов-аналогов применяются следующие основные подходы:

– использование стоимостных моделей, обеспечивающих детальный расчет стоимости объектов капитального строительства на основе физических объемов СМР и удельных стоимостных показателей, характерных для региона исследования;

– корректировка абсолютных значений стоимости объектов-аналогов с использованием «гибких» стоимостных моделей.

Программный комплекс Ingenix Cost Manager удобен и прост в использовании и является одним из высокоэффективных средств для оценки капитальных затрат на строительство нефтегазовых объектов и анализа эффективности проектов.

Использование ICM для предпроектной оценки стоимости обустройства нефтегазовых месторождений позволяет повысить эффективность и качество планирования проектов, снизить риски и оптимизировать затраты, что особенно важно в условиях нестабильности мировой экономики и ужесточения требований государственных органов к качеству подготовки предпроектной документации.

Литература

1. *Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А.* Новый подход к оценке и управлению стоимостью нефтегазовых проектов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 9. С. 98–101. EDN: KOVEVJ

2. *Чижиков С.В., Дубовицкая Е.А., Ткаченко М.А*. Стоимостное моделирование: инструмент учета изменений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 64–68. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-64-68

3. *Дубовицкая Е.А., Пащенко А.Д., Чижиков С.В.* Проблемы оценки затрат на строительство нефтегазовых объектов в России и пути их решения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 9. С. 92–95. EDN: RBWCMZ

4. *Ахметов Р.Н., Юнусов И.Е.* Оптимизация стоимости строительства линейных объектов наземного обустройства с использованием цифровых геоинформационных систем и автоматизированных стоимостных моделей // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8. С. 90–93. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-90-93

Критическое оборудование СПГ-заводов и современные подходы к его техническому обслуживанию и ремонту

Комаров Д.А.*, Матвеев С.С.**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*komarovda@seznam.cz, **stepanmatveev@icloud.ru

Ключевые слова: завод по сжижению природного газа, критическое облуживание, ремонт

Актуальность работы определяется современными требованиями к безопасности объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК), повышению эффективности работ и ростом точности прогнозов в системах технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОиР). В то время как малотоннажные решения остаются востребованными для распределенной газификации, основной отраслевой тренд 2023–2025 гг. – развитие крупнотоннажных проектов по сжиженному природному газу (СПГ) (Арктик СПГ-2, Усть-Луга СПГ), что определяет выбор предмета настоящей работы. В отрасли уже существует нормативная опора: Минпромторг утвердил «Перечень критической промышленной продукции» для нефтегазового машиностроения, который задает номенклатурные рамки и ориентиры для участников рынка. Опираясь на этот контекст, данная статья фокусируется на практической стороне эксплуатации: формирует «рабочий» перечень критичного оборудования на уровне конкретных единиц и узлов для объектов нефтегазовой отрасли и увязывает его с методами обслуживания и диагностики, регламентами и данными мониторинга. Такой подход дополняет нормативную базу прикладными решениями – снижает риск отказов и повышает воспроизводимость процедур на площадке.

Рассматриваемый переход к техническому обслуживанию по состоянию стал возможен благодаря стремительному развитию технологий мониторинга и анализа жизненного цикла оборудования. Особенно актуально это для заводов по сжижению природного газа (СПГ-заводов), где остановка ключевых узлов ведет к значительным экономическим потерям и угрозам промышленной безопасности. Современные подходы в управлении активами уходят от регламентного планово-предупредительного ремонта (ППР) в сторону цифровых решений – таких как Интернет вещей (IoT), искусственный интеллект (ИИ), цифровые двойники. Эти технологии формируют новые способы организации ТОиР, где центральное место занимает предиктивная диагностика – раннее обнаружение признаков деградации оборудования на основе анализа данных с сенсоров. Для полноты контекста отметим, что состав узлов и холодильных циклов в малотоннажном СПГ (SMR, AP-X) обобщен в [1], в настоящей работе этот материал используется как фон, а предметом анализа выступают риски и методы ТОиР именно крупнотоннажных установок.

Для оценки критичности оборудования применяются методы анализа надежности и риска, в частности, построение деревьев отказов (FTA) (рис. 1). Такой анализ позволяет системно выявить комбинации событий, приводящие к критическим последствиям – например, остановке технологического контура. Это, в свою очередь, дает возможность целенаправленно модернизировать или усилить наиболее уязвимые узлы, минимизируя совокупный риск. Особенно

важна данная методика при проектировании систем на этапе жизненного цикла, а также при анализе существующих производств [2].

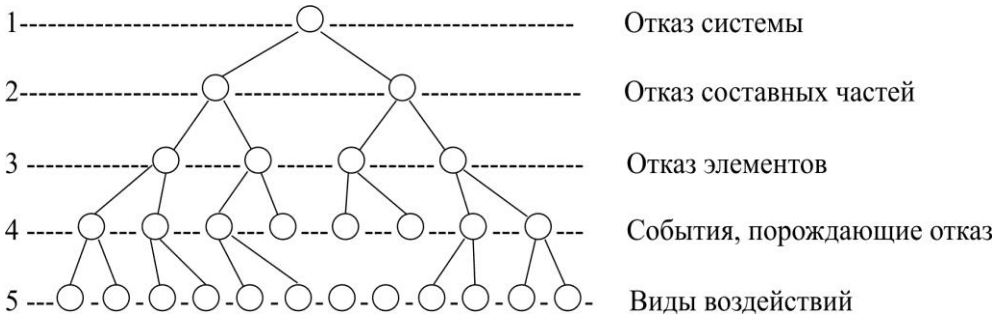


Рис. 1. Дерево отказов

На следующем этапе значительное внимание уделяется разработке предиктивных моделей. В отличие от статических систем такие модели обучаются на новых данных в реальном времени и адаптируются к изменяющимся условиям эксплуатации. Это обеспечивает высокий уровень готовности системы к потенциальным сбоям и позволяет реализовать проактивный подход к техническому обслуживанию, снижая вероятность внеплановых простоев.

Завершающим элементом цепочки повышения эффективности ТОиР выступает интеграция робототехнических платформ. Примером служит мобильный комплекс КДМЕ-23, разработанный студентами МГТУ им. Н.Э. Баумана [3] (рис. 2).

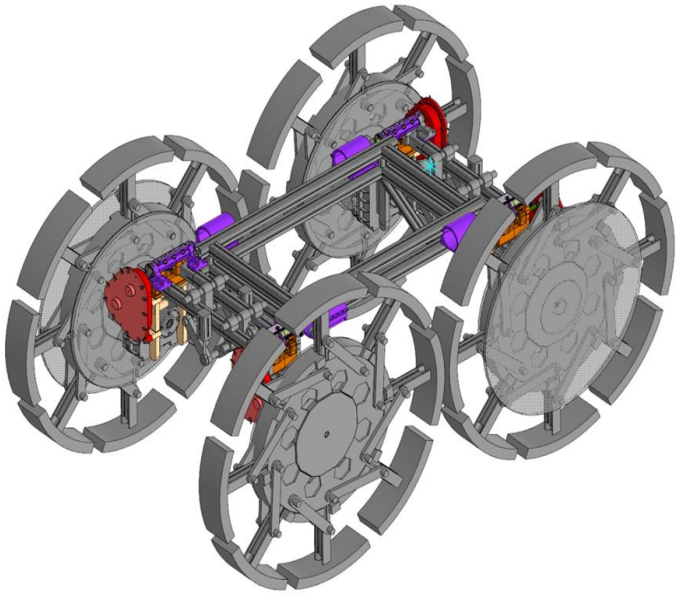


Рис. 2. Мобильный робототехнический комплекс КДМЕ-23

Комплекс способен работать в сложных условиях городской и промышленной инфраструктуры, преодолевая лестницы и другие препятствия, что делает его незаменимым инструментом при обследовании труднодоступных зон, а также в задачах мониторинга,

диагностики и спасательных операций [4]. Его применение расширяет арсенал технических средств для обеспечения надежности и безопасности объектов ТЭК, создавая потенциал для дальнейшего развития автоматизированных систем обслуживания.

Для обеспечения надежности и минимизации рисков отказов на СПГ-заводах необходимо учитывать не только тип оборудования, но и характер его отказов, а также применяемые методы технического обслуживания с соответствующими технологиями. Обобщенный перечень критического оборудования и подходов к его обслуживанию представлен в табл. 1.

Таблица 1. **Итоговый список оборудования СПГ-заводов и методы технического обслуживания и ремонта (систематизация по [5])**

№	Зона контроля	Основные риски	Методы ТОиР и применяемые технологии
1	Турбомашины и насосные агрегаты	Вибрации, перегрев, кавитация, износ	Предиктивная диагностика с использованием датчиков вибрации, температуры, давления; цифровые двойники
2	Теплообменное и криогенное оборудование	Потеря герметичности, загрязнение, обмерзание	Плановые проверки и контроль параметров с помощью сенсоров давления, расхода, визуальных осмотров и тепловизоров
3	Электротехнические и управляющие системы	Пробой изоляции, сбои АСУ ТП, деградация ПО	Адаптивный контроль и самодиагностика с применением систем резервирования, ИИ-алгоритмов и тестирования ПО
4	Арматура, клапаны, трубопроводная арматура	Заклинивание, коррозия, утечки	Регламентный осмотр, калибровка и замена с использованием автономных контроллеров
5	Труднодоступные и опасные зоны (наружные осмотры)	Коррозия, механические повреждения, утечки	Автономное обследование с применением наземных/летающих роботов (лидар, камеры, газоанализаторы)

В результате проведенных исследований предложено систематизированное распределение критического оборудования СПГ-заводов по типам отказов и методам обслуживания с учетом современных цифровых технологий. Это позволяет формировать более точные регламенты ТОиР, повысить надежность и снизить риски внеплановых остановов за счет предиктивной диагностики и автоматизированного мониторинга. Показательно, что для контура C3MR внедрение стратегии CBM в сочетании со 100% резервированием основного оборудования повышает доступность с 85,30% до 97,81% и дает прирост годовой прибыли ≈ 187,65 млн USD за счет сокращения простоев; такой уровень можно использовать как целевую планку доступности порядка 98% для сопоставимых объектов [6].

Литература

1. *Мельников Г.С., Лунькова Л.Г., Горлов И.В.* Основное оборудование, применяемое на малотоннажных СПГ-заводах // Научные междисциплинарные исследования: Сб. статей VII Международной научно-практической конференции. Саратов: Цифровая наука, 2020. С. 27–30. EDN: CNSZAY

2. *Гаврюшин С., Галахарь А.* Об определении назначенного срока службы эксплуатируемого объекта с учетом показателя безопасной эксплуатации // Проблемы машиностроения и надежности машин. 2018. № 4. С. 53–57. https://doi.org/10.31857/S023571190000547-2

3. *Морозов Е.П., Комаров Д.А.* Проектирование и первичный расчет многоцелевого мобильного робототехнического комплекса КДМЕ-23 // Сб. избранных тезисов работ лауреатов II Весенней научной сессии СНО НИЯУ МИФИ. М.: Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ, 2024. С. 13–14.

4. *Морозов Е.П., Комаров Д.А.* Проектирование и первичный расчет многоцелевого мобильного робототехнического комплекса КДМЕ-23 – подвеска Кристи // Виттевские чтения – 2024: Материалы XXIV Международного конгресса молодой науки. М.: Московский университет им. С.Ю. Витте, 2024. С. 1707–1720. EDN: DKTCJT

5. *Gidiagba J.O., Leonard J., Ogunjobi O.A.* et al. Securing LNG terminals reliability: A comprehensive literature review of reliability-centered maintenance strategies // Economic Growth and Environment Sustainability. 2023. Vol. 2, No. 2. P. 112–116. https://doi.org/10.26480/egnes.02.2023.112.116

6. *Gowid S., Dixon R., Ghani S.* Profitability, reliability and condition-based monitoring of LNG floating platforms: A review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015. Vol. 27. P. 1495–1511. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.10.015

Разработка прототипа системы раннего обнаружения аномалий в газосборных сетях

Коротченко Р.К.*, Максимова Ю.А., Коровкин М.В.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
*r97281198@gmail.com

Ключевые слова: газовые гидраты, осложнения, раннее обнаружение аномалий, статистическая модель, система сбора газа

Проблема осложнений, связанных с газовыми гидратами и ледяными пробками в системах сбора и подготовки газа, остается одной из острых и не имеющих окончательного решения проблем в нефтегазовой промышленности. На борьбу с этими осложнениями и их профилактику выделяются значительные ресурсы [1, 2]. К настоящему времени на большинстве газовых промыслов Крайнего Севера условия эксплуатации таковы, что образование такого рода осложнений исключить невозможно. Холодный климат, высокие значения давления в системе и наличие воды в неочищенном газовом потоке приводят к смещению равновесия в диаграмме фазового равновесия гидратообразования в зону наличия в трубопроводах гидратов и/или льда [3]. В этих условиях становится критически важным раннее обнаружение первых признаков наличия осложнения и своевременная реакция на него. В настоящее время мониторинг системы сбора и подготовки газа осуществляется персоналом газового промысла путем визуального контроля графиков расходов, давлений, температур, отображающих соответствующие показатели в некоторых точках системы. Первый шаг анализа состояния системы, выполняемый экспертом, – поиск аномалий в перечисленных трендах. Именно своевременное обнаружение ранних признаков аномальных изменений профилей анализируемых параметров позволяет оперативно отреагировать на потенциальную опасность. Учитывая, что данные, с которыми работает эксперт, представляют собой цифровые временные ряды (зависимости определенного параметра от времени), перспективной выглядит идея разработки системы автоматизированного мониторинга этих рядов для раннего выявления аномалий. Такая система станет заменой применяемому методу анализа, основанному на экспертных оценках. В этом заключается научная новизна предлагаемого подхода.

Цель данной работы – разработка прототипа системы раннего обнаружения аномалий в сетях сбора газа.

Задачи, которые необходимо решить для достижения цели:

1) разработать статистическую модель системы раннего обнаружения аномалий,
2) разработать на ее основе прототип рабочей программы,
3) выполнить экспериментальную проверку на данных, подобных реальным.

В качестве материала для анализа был выбран временной ряд давлений, так как именно в этом ряду определяются самые ранние признаки аномалий. Данные для ряда были симулированы с опорой на профили производственных трендов. Особенности данного ряда в том, что вследствие погрешности приборов и помех в каналах связи данные содержат большое

количество «шумов» и единичных ложных отклонений. Необходимо разработать надежный метод фильтрации шумов и подтверждения аномалии.

Для реализации модели были выбраны преимущественно статистические методы анализа, такие как метод скользящего окна, z-оценка, пороговый метод, двухэтапная верификация аномалии [4]. Такой выбор методов связан с тем, что чистое физико-математическое моделирование системы в реальных условиях не позволяет добиться приемлемого решения [2]. Система сбора и подготовки газа является сложной и динамичной, с большим количеством переменных и случайных факторов, которые невозможно учесть в чисто физико-химических расчетах. В ходе решения поставленных задач была разработана статистическая модель. Для ее экспериментальной проверки был создан программный код, реализованный в среде Python.

Статистическая модель раннего обнаружения аномалии определяет аномальные изменения давления в реальном времени с помощью многоступенчатого статистического анализа. В модели заданы следующие входные параметры (графическое отображение части параметров представлено на рис. 1):

T_{istr} – количество точек в историческом окне (длина окна);

T_{buf} – количество точек в буферной зоне (между текущей точкой и историческим окном);

L – окно подтверждения (количество точек, в которых подтверждается аномалия);

D – минимальное число подтверждающих точек в окне L ;

Z^{+}_{crit} – верхний порог Z – оценки;

Z^{-}_{crit} – нижний порог Z – оценки;

Δt_{clust} – окно кластеризации.

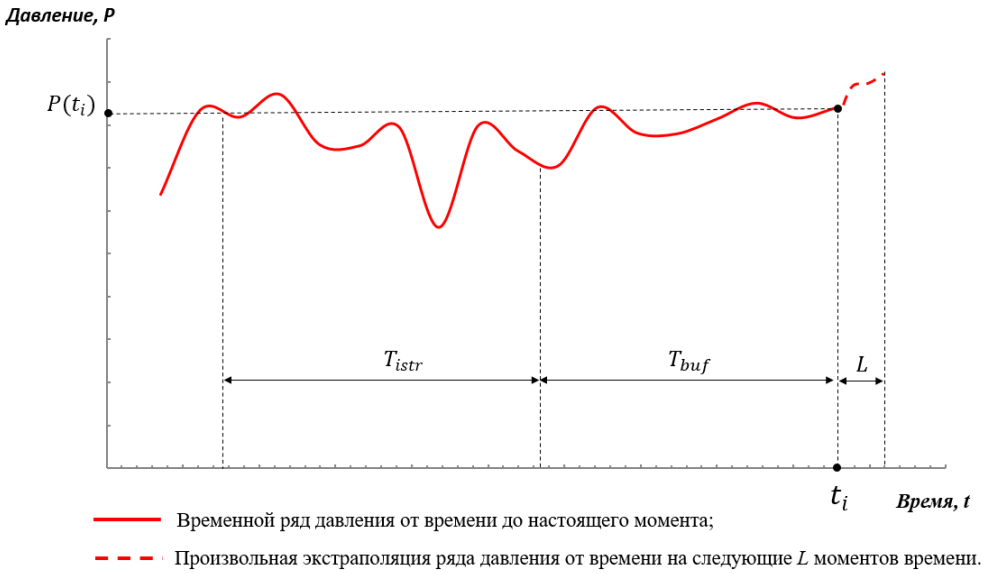


Рис. 1. Графическое отображение некоторых параметров модели

Краткое описание работы модели состоит в следующем.

Имеется временной ряд значений давлений: $\{P(t_1), P(t_2), \dots, P(t_i)\}$. Индекс i соответствует текущей временной точке (последнему имеющемуся значению P). Модель реализует поиск аномалий в 4 этапа:

– *Этап 1 – формирование скользящего окна и расчет статистических значений.*

Для текущей точки $P(t_i)$ формируется историческое скользящее окно (интервал T_{istr}), на котором рассчитывается Z – отклонение для точки $P(t_i)$ относительно скользящего окна. Интервал T_{buf} служит для обеспечения репрезентативности статистики.

– *Этап 2 – первичная проверка на аномалию.*

Выполняется обнаружение первичного признака аномалии путем сопоставления рассчитанной Z – оценки с пороговыми значениями Z^{+}_{crit} и Z^{-}_{crit}. При превышении одного из порогов детектируется первичный признак аномалии.

– *Этап 3 – подтверждение аномалии.*

В случае первичного обнаружения аномалии выполняется подтверждение путем анализа следующих L точек.

Если в следующих L точках минимум D точек имеют $Z_n > Z^{+}_{\text{crit}}$ – аномалия роста считается подтвержденной. Аналогично для аномалий падения. Индекс $n = 1, \dots, L$ – это индекс точек в интервале от i до L.

– *Этап 4 – кластеризация аномалий.*

Аномалии одного типа (рост или падение), идущие подряд с интервалом не более Δt_{clust}, объединяются в кластеры.

Экспериментальная проверка работы модели выполнялась в среде Python (рис. 2). Входными данными для теста являлся синтетический временной ряд давлений. Выходными данными являлся графический отчет и таблица кластеров аномалий.

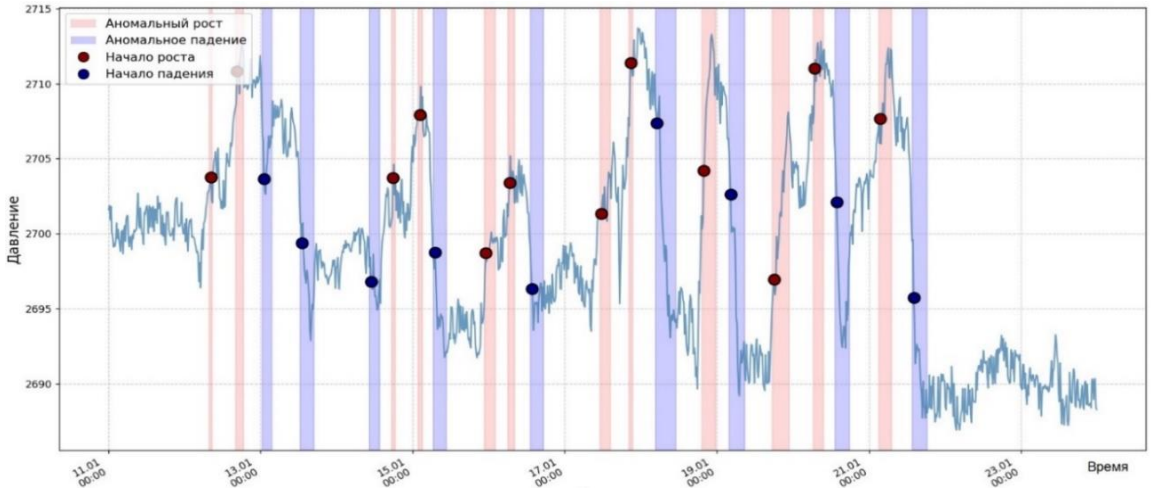


Рис. 2. Результаты экспериментальной проверки модели

В результате подбора релевантных параметров модели и проверки на временном ряде, представленном на рис. 2, был выявлен 21 интервал аномалий. Все обнаруженные диапазоны соответствуют реальным резким всплескам и падениям тренда давления. Скорость обнаружения первых признаков аномалии сопоставима со скоростью обнаружения и подтверждения аномалии экспертом и находится в диапазоне одного часа. В ходе тестов на иных синтетических данных средняя точность обнаружения аномалий составила более 90%. В реальных производственных условиях точность детектирования не является стопроцентной вследствие высокой

неопределенности, динамичности и сложности системы. В связи с этим полученный результат является вполне приемлемым.

Модель является адаптируемой под разные профили временных рядов, что позволяет внедрять ее на разнообразных газовых промыслах Крайнего Севера. Адаптивность достигается за счет возможности гибкой настройки параметров модели. Модель не требует больших вычислительных мощностей, проведения глубокой модернизации оборудования, использования сложных систем машинного обучения. В то же время предложенное решение может повысить качество своевременного обнаружения аномалий в системе, что снизит количество отказов оборудования. Эти факторы делают предложенную модель потенциально экономически целесообразной для внедрения. Ограничениями модели является ее узконаправленная сфера применения (мониторинг систем сбора и подготовки газа), невозможность на данном этапе определить конкретную причину обнаруженной аномалии «вручную» (над данным аспектом в настоящее время ведется работа).

В работе представлены результаты разработки автоматизированной системы раннего обнаружения аномалий в сетях сбора газа. Разработана статистическая модель, на основе которой реализован прототип автоматизированного мониторинга аномалий. Продемонстрированы результаты экспериментальной проверки модели. Показаны эффективность, возможности, перспективы и ограничения предлагаемого подхода.

Литература

1. *Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И.* Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: Справочное пособие: В 6 т. Т. 5. М.: Недра, 2003. 431 с.

2. *Sayani J.K.S., Lal B., Pedapati S.R.* Comprehensive review on various gas hydrate modelling techniques: prospects and challenges // Archives of Computational Methods in Engineering. 2021. Vol. 29, No. 4. P. 2171–2207. https://doi.org/10.1007/s11831-021-09651-1

3. *Истомин В.А., Квон В.Г.* Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: Газпром, 2004. 508 с. EDN: QMXZJJ

4. *Blázquez-García A., Conde A., Mori U., Lozano J.A.* A review on outlier/anomaly detection in time series data // ACM Computing Surveys. 2021. Vol. 54, No. 3. P. 56. https://doi.org/10.1145/3444690

Спотовый и краткосрочный рынок сжиженного природного газа: особенность сделок и их правовое оформление

Кулаева А.А.
МГИМО МИД России, г. Москва, Россия
kulaeva.mgimo@yandex.ru

Ключевые слова: сжиженный природный газ, договор купли-продажи, спотовый рынок

Актуальность работы обусловлена тем, что для России в современных условиях спотовый рынок – это не просто инструмент для максимизации прибыли, а стратегическая необходимость. Он обеспечивает гибкость, обход санкционного режима и диверсификацию рынков сбыта, что критически важно для поддержания доходов от газового экспорта после потери традиционного европейского рынка трубопроводного газа. Это ключевой элемент переориентации российского газового экспорта с Запада на Восток и на глобальные рынки. В связи с ростом купли-продажи сжиженного природного газа на спотовых и краткосрочных рынках появилась необходимость выявления и устранения проблем правового регулирования таких сделок в целях сокращения потенциальных рисков и обеспечения бесперебойных поставок сжиженного природного газа (СПГ) покупателям. Целью работы является проведение аналитического исследования, которое позволит представить основные особенности правового оформления сделок на спотовом рынке, а также выявить риски и возможные коллизии в договорах купли-продажи СПГ.

Данная проблема была рассмотрена в работах Е.А. Гаврилиной [1], М. Пшадского [2], П. Гриффина [3], В.И. Вишнякова [4], Ю.В. Макаровой [5], А.В. Пономарева [6].

Материалы и методы: логический, системный, статистический, сравнительно-правовой, формально-правовой методы.

Рынок сжиженного природного газа традиционно характеризовался долгосрочными контрактами, привязанными к цене на нефть. Однако в последнее десятилетие произошла настоящая революция: стремительный рост доли спотовых и краткосрочных сделок. Этот сегмент стал ключевым драйвером гибкости и ликвидности глобального газового рынка [2].

Покупка СПГ на спотовом рынке удобнее долгосрочных контрактов в первую очередь за счет гибкости и адаптивности к текущим рыночным условиям, позволяющим покупателю оперативно реагировать на колебания цен, выбирая оптимальные моменты для закупок без долгосрочных обязательств, что особенно выгодно при падении цен или избытке предложения [3]. Кроме того, спотовые сделки снижают риски, связанные с изменением спроса, технологий или геополитической обстановки, так как не привязывают покупателя к фиксированным объемам и ценам на годы вперед. Это также упрощает выход на новые рынки и тестирование поставщиков без сложных переговоров и многолетних обязательств.

Однако главный недостаток спотовых контрактов проистекает из их же гибкости – высокая волатильность и ненадежность. Цены могут резко взлетать в периоды дефицита или геополитической напряженности, что делает рыночные показатели непредсказуемыми. Кроме

того, в отличие от долгосрочных контрактов, спотовые сделки не могут обеспечить финансовую основу для строительства дорогостоящей инфраструктуры, такой как СПГ-заводы, так как инвесторам нужны гарантии окупаемости.

Существуют три вида торговых моделей на спотовом рынке: краткосрочные контракты, спотовые контракты, свопы [5]. Краткосрочные контракты заключаются на срок, не превышающий пяти лет. Спотовые контракты, как правило, заключаются в ситуации, когда освободился определенный объем сырья ввиду, например, наступления форс-мажорных обстоятельств в рамках другого контракта. Споты имеют место в ситуациях, когда продавцы производят обмен покупателями ввиду более удобной логистики поставок [1, с. 340–348]. Названные модели активно развиваются, но есть причины, мешающие полноценному росту спотового и краткосрочного рынков СПГ. Среди них: сложность привлечения инвестиций и кредитных средств для строительства терминалов для реализации сырья по спотовым и краткосрочным контрактам, отсутствие стандартов качества СПГ, что также затрудняет поставки в определенные терминалы, к тому же суда-газовозы совместимы не со всеми терминалами, где происходит регазификация.

Для правового оформления сделки обычно используют генеральное соглашение купли-продажи СПГ и уведомление о его подтверждении. Только вместе два этих документа образуют юридически обязательный контракт. Единого образца Генерального соглашения купли-продажи СПГ нет, однако крупные энергетические компании, такие как Trafigura и Eni, разработали свои модельные соглашения.

Ключевые разделы, требующие особого внимания, включают условие об отгрузке (FOB/DES), определяющее распределение рисков и затрат по фрахту и страховке; ценообразование, где прописывается формула привязки к спотовым индексам или указывается твердая цена; гарантии исполнения, такие как банковская гарантия или аккредитив, обеспечивающие оплату в условиях отсутствия долгосрочных отношений; ответственность сторон и форс-мажор, учитывающие риски срыва поставок из-за погодных условий, технических сбоев или геополитических событий; а также применимое право и арбитраж.

Существует риск непоставки или задержки поставки из-за логистических сбоев, погодных условий или технических проблем на терминалах, а также возможность отказа контрагента от исполнения обязательств при изменении рыночной ситуации. Юридические риски связаны с недостаточной проработанностью условий контракта, включая неточные формулировки по инспекции качества, пересмотру цены или форс-мажору.

При этом стоит обратить внимание на риск неисполнения обязательств в рамках купли-продажи СПГ на спотовом рынке, например, в случае отказа покупателя в приемке груза [3]. Как правило, Генеральное соглашение предусматривает положения о невыполнении покупателем обязанности по приему СПГ. Согласно данному положению, покупатель, понимая, что не сможет отобрать законтрактованный объем СПГ по ряду причин, обязан уведомить продавца. Стороны обычно стараются предпринять меры для согласования нового времени поставки или перенаправления груза в альтернативный пункт. Однако данная оговорка может отсутствовать и сторонам необходимо подать иск в соответствии с применимым правом для покрытия убытков.

Включение в соглашение положения о применимом праве критически важно, поскольку стороны заранее понимают, какая правовая система будет регулировать их отношения, толковать

условия контракта и восполнять возможные пробелы. Это снижает риски споров и судебных издержек, предотвращая ситуацию, когда каждая сторона пытается применить выгодное ей законодательство. В контрактах купли-продажи СПГ, как правило, применяется английское право или право штата Нью-Йорк [1]. СПГ-контракты часто заключаются между сторонами из разных юрисдикций (например, азиатский покупатель, американский или российский производитель, европейский трейдер). Выбор права одной из сторон автоматически ставит другую сторону в невыгодное положение. Право Англии и Нью-Йорка воспринимаются как нейтральные «международные стандарты». Ни одна из сторон не получает преимущества, что облегчает переговоры и повышает доверие к сделке.

В целях минимизации возникновения рисков неисполнения обязательств по контрактам необходимо тщательно прописывать условия поставки (FOB/DES), распределяя риски между продавцом и покупателем, а также требовать обеспечения исполнения обязательств в виде банковских гарантий или аккредитивов. Кроме того, следует включать в контракт детальные процедуры разрешения споров через международный арбитраж с выбором применимого права (английское или право штата Нью-Йорк).

Россия активно использует механизмы спотового рынка СПГ для минимизации воздействия санкций, применяя гибкие схемы торговли и логистической реорганизации. В условиях ограничений, наложенных на традиционные энергетические экспортные потоки, спотовые продажи позволяют оперативно перенаправлять объемы газа в обход прямых запретов, используя сложные цепочки перевалки и транзита.

Ключевым инструментом является изменение маршрутов поставок и применение схем смены владельца груза в нейтральных водах или на транзитных хабах, таких как порты Египта, Турции или стран Азии. Это позволяет скрыть конечного получателя и формально соблюсти санкционные требования, так как юрисдикция сделки часто привязана к третьим странам. Кроме того, активно используются суда без четкой юрисдикционной привязки, что осложняет отслеживание цепочек поставок.

Для дальнейшего обхода ограничений Россия наращивает мощности по перевалке СПГ в дружественных странах, где происходит смешивание с другими партиями газа, что позволяет изменять документальное происхождение товара [6]. Это создает правовые лазейки для формального соответствия нормам санкций, так как товар теряет прямое указание на российское происхождение после перевалки.

Правовое оформление таких операций осуществляется через международные посреднические компании, зарегистрированные в юрисдикциях, не присоединившихся к санкциям (например, в ОАЭ, Гонконге или странах СНГ).

Принимая во внимание вышеупомянутые факты, спотовый и краткосрочный рынок СПГ как трансформационный элемент глобальной газовой торговли, обеспечивает необходимую гибкость в условиях волатильности спроса и ценовой нестабильности. Правовое оформление базируется на принципах предсказуемости путем выбора применимого права и международного арбитража, как способа разрешения споров. Для дальнейшего развития рынка целесообразно унифицировать практику использования цифровых платформ для трейдинга, расширить применение смарт-контрактов для автоматизации поставок и разработать отраслевые стандарты для краткосрочных сделок с учетом ESG-требований. Реализация этих мер позволит усилить правовую определенность и стимулировать ликвидность рынка.

Спотовые контракты являются мощным инструментом для маневрирования, но их редко используют как основной источник снабжения. Надежная стратегия заключается в формировании сбалансированного портфеля, где спот служит для гибкости, а долгосрочные контракты – для стабильности [5].

Гибкость спотового рынка, отсутствие долгосрочных привязок к конкретным активам и возможность использования транзитных юрисдикций позволяют России сохранять экспортные доходы, несмотря на ограничения. Однако такие операции требуют высоких логистических издержек и создают репутационные риски для контрагентов, продолжающих сотрудничество. В долгосрочной перспективе эффективность этих мер будет зависеть от ужесточения контроля за соблюдением санкций и развития механизмов отслеживания происхождения энергоносителей.

Литература

1. *Гаврилина Е.А.* Система контрактов на мировых рынках СПГ: от месторождения до спотового рынка. М.: МГИМО-Университет, 2024. 402 с. EDN: MKOIAH

2. *Пшадский М.* Рынок СПГ: от сиюминутного спота до долгосрочных контрактов // Энергетическая политика. 2023. № 12(191). С. 6–13. EDN: XUUFGV

3. *Griffin P.* English law in the global LNG business/ international LNG sale and purchase – a relational arrangement // Journal of World Energy Law and Business. 2019. Vol. 12, No. 3. P. 216–245. https://doi.org/10.1093/jwelb/jwz011

4. *Вишняков В.И.* Мировой рынок сжиженного природного газа: конъюнктура и современные тенденции развития // Международный научно-исследовательский журнал. 2022. № 5-4(119). С. 142–150. https://doi.org/10.23670/IRJ.2022.119.5.133

5. *Макарова Ю.В.* Эволюция контрактных отношений на рынке СПГ как фактор повышения конкурентоспособности сектора // Современная конкуренция. 2018. Т. 12, № 2–3(68–69). С. 132–143. EDN: XQOLGX

6. *Пономарев А.В.* Перспективы развития СПГ в России // Вестник науки. 2021. Т. 4, № 12(45). С. 185–190. EDN: UDVKAO

Совершенствование методического инструментария формирования топливно-энергетического баланса в условиях низкоуглеродного развития экономики

Лемм Е.А.
Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, г. Москва, Россия
ekaterinalemm@yandex.ru

Ключевые слова: топливно-энергетический баланс, энергопереход, низкоуглеродное развитие

Целевые индикаторы Стратегии социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [1] подчеркивают важность «справедливого энергоперехода», что актуализирует вопросы поддержки принятия управленческих решений в области управления структурой топливно-энергетического баланса. Целью работы является разработка рекомендаций по совершенствованию методического обеспечения формирования топливно-энергетического баланса в условиях низкоуглеродного развития экономики.

Данная проблема была рассмотрена в работах [2–4].

В исследовании применялись методы: системный анализ, синтез, конкретизация, сравнение, моделирование бизнес-процессов.

Поскольку развитие топливно-энергетического комплекса требует учета множества взаимосвязанных факторов, включая экономические, технологические и экологические аспекты, эффективное управление этими процессами невозможно без методов и инструментов анализа. Таким образом, возникает потребность в создании систематизированного методического подхода, поддерживающего обоснованность управленческих решений при определении рациональных топливно-энергетических балансов на различных уровнях управления.

Автором предложен алгоритм принятия решений относительно изменения структуры топливно-энергетического баланса региона, основанный на принципах устойчивого развития и учете эффекта декаплинга – ситуации, при которой темпы экономического роста превышают темпы увеличения энергопотребления и объема выбросов парниковых газов [5]. Такой подход позволяет оценить общую эффективность выбранной стратегии энергоснабжения и определить возможность сохранения существующей структуры топливно-энергетического баланса (ТЭБ) либо необходимость ее трансформации.

Основные этапы предложенной методики:

Этап 1. Оценка эффектов декаплинга

Цель этапа – выявление наличия или отсутствия эффекта декаплинга на прогнозируемом горизонте планирования.

Последовательность шагов:

1) расчет прогнозных показателей валового регионального продукта (ВРП), потребления энергии и объемов выбросов парниковых газов,

2) сопоставление прогнозируемых значений с фактическими показателями предыдущих периодов,

3) определение наличия эффекта ресурсного и антропогенного декаплинга путем сравнения динамики роста экономики и энергоемкости.

Этап 2. Анализ текущих условий функционирования системы ТЭК

Цель этапа — оценка текущая ситуация в области энергетики и промышленности региона с целью выявления перспективных направлений государственного вмешательства.

Последовательность шагов:

1) определение основных целей региональной энергетической и промышленной политики согласно стратегическому документу (государственной программе);

2) формирование набора ключевых индикаторов для каждого выделенного направления (не менее двух, но не более шести);

3) определение соотношения указанных показателей;

4) расчет интегральной оценки, характеризующей степени соответствия стратегическому документу.

Этап 3. Риск-анализ и принятие итогового решения

Цель этапа – оценка возможных последствий изменений в структуре топливно-энергетического баланса и определение наилучшего сценария дальнейшего развития.

Последовательность шагов:

1) анализ риска наступления неблагоприятных событий в каждом сценарии развития (включая риски технологического отставания, экономических кризисов, климатических катаклизмов и др.);

2) опрос экспертов с целью оценки влияния факторов риска и потенциальных выгод;

3) принятие обоснованного управленческого решения о сохранении/изменении структуры ТЭБ региона.

Итерационное применение данного алгоритма, основанное на актуализируемых данных топливно-энергетического баланса, а также принимающее во внимание инвестиционные программы крупных промышленных компаний, позволит своевременно реагировать на изменение внешних условий, обеспечивая сбалансированное развитие региона в рамках низкоуглеродной повестки и принципов устойчивого развития.

Далее изложен методический подход, реализуемый в предложенном алгоритме.

Шаги 1–3 первого этапа работы алгоритма формализованы в виде формулы (1):

$$\begin{cases} T_{врп} > T_{потр} > 1 \\ T_{потр} > T_{лх} > T_{выб} \end{cases}, \quad (1)$$

где $T_{врп}$ – темп роста валового регионального продукта; $T_{потр}$ – темп первичного потребления топлива и энергии; $T_{лх}$ – темп роста лесного хозяйства; $T_{выб}$ – темп роста выбросов парниковых газов.

При выполнении системы неравенств оценке присваивается значение 1, иначе – 0.

Выделены ключевые направления реализации Стратегии социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.: ресурсоэффективность, управление потерями, развитие зеленой энергетики, технологическое развитие.

На основании Методических рекомендаций по разработке и корректировке стратегии социально-экономического развития субъекта Российской Федерации и плана мероприятий по ее реализации, результатов регрессионного анализа и проведенного исследования [6; 7] автором предложена модель оценки ТЭБ, представленная в табл. 1.

Таблица 1. **Модель оценки топливно-энергетического баланса региона во взаимосвязи со Стратегией социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов**

Блок ТЭБ	Направления реализации Стратегии с низким уровнем выбросов парниковых газов			
	Ресурсо-эффективность	Управление потерями	Развитие зеленой энергетики	Технологическое развитие
Приходная часть	$T_{произв} > T_{ввоза}$	–	$T_{изк} > T_{вск}$	$T_{инв} > T_{изн}$
Преобразование	$T_{взр} > T_{потр\ ээ}$	$T_{произв\ ээ} > T_{потерь\ ээ}$ $T_{произв\ тэ} > T_{потерь\ тэ}$	–	$DF_{e\ произв} > DF_{e\ потр}$
Расходная часть	$T_{об} > T_{потр\ ээ}$	–	–	

Примечание: $T_{потр}$ – темп роста первичного потребления энергии; $T_{изк}$ – темп роста первичного потребления энергии низкоуглеродных источников (природный газ, атомная энергия, гидроэнергия, биомасса); $T_{вск}$ – темп роста первичного потребления энергии высокоуглеродных углеродных источников (уголь, нефть, нефтепродукты); $T_{инв}$ – темп роста ввода основных фондов промышленных организаций; $T_{изн}$ – темп роста степени износа основных фондов промышленных организаций; $T_{взр}$ – темп роста использования вторичных энергетических ресурсов; $T_{об}$ – темп роста объема отгруженных товаров, работ, услуг промышленными организациями; $T_{потр\ ээ}$ – темп роста конечного потребления энергетической энергии; $T_{потр\ тэ}$ – темп роста конечного потребления тепловой энергии; $T_{потерь\ ээ}$ – темп роста потерь электроэнергии; $T_{потерь\ тэ}$ – темп роста потерь тепловой энергии; $DF_{e\ произв}$ – коэффициент энергетического декаплинга производителей энергии; $DF_{e\ потр}$ – коэффициент энергетического декаплинга потребителей энергии.

Предложенный алгоритм апробирован на примере Приморского края как быстрорастущего геостратегического региона, где планируется строительство новых городов. По результатам расчетов первого этапа: темп потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) вырастет на 100% к 2030 г. относительно 2020 г., темп роста выбросов парниковых газов составит 6% к 2030 г., что отражает возникновение относительного эффекта декаплинга. При этом абсолютные значения выбросов увеличиваются, что может негативно повлиять на достижение стратегических целей в области декарбонизации. Для определения прогнозного роста ВРП к 2030 г. использованы целевые значения, определенные Правительством Приморского края.

По оптимистичному сценарию рост ВРП к 2030 г. составит 43,4%, по базовому – 33,4%, что демонстрирует отставание темпа роста валового регионального продукта от темпа потребления энергоресурсов, эффект ресурсного декаплинга в данном случае отсутствует. Таким образом, эффекты устойчивого развития достигаются лишь частично (наблюдается эффект декаплинга воздействия), соотношение не соблюдается. Следовательно, на первом этапе оценки присваивается нулевое значение.

На втором этапе определен интегральный показатель оценки $M = 0{,}61$ как среднее арифметическое оценки модели (выполнение неравенства – 1, невыполнение – 0). Следовательно, регион может получить дополнительный эффект при изменении структуры топливно-энергетического баланса, при этом перспективным направлением является технологическое развитие и повышение ресурсоэффективности. Разработаны сценарии развития Приморского края, основанные на следующих допущениях: газификация Приморского края, строительство новых городов, развитие экономики замкнутого цикла. С точки зрения вероятности реализации данных инициатив могут быть выделены сценарии изменения структуры топливно-энергетического баланса региона. Оптимистичный сценарий ведет к достижению целевой доли природного газа

в топливно-энергетическом балансе (40%), а суммарная доля энергоресурсов из низкоуглеродных источников, включая атомную энергию, возобновляемые источники энергии, вторичные энергетические ресурсы составит более 60% общего потребления.

На третьем этапе на основе Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации определен перечень рисков реализации сценариев и оценен экспертной группой, состоящей из пяти экспертов, обладающих не менее чем 5-летним опытом работы в российских компаниях топливно-энергетического комплекса. Оптимистичный сценарий получил наименьшую оценку риска из предложенных экспертам трех сценариев развития, полученные результаты могут быть использованы при определении целевой структуры топливно-энергетического баланса.

В результате проведенных исследований предложен алгоритм принятия управленческого решения об изменении структуры топливно-энергетического баланса, способствующий определению рационального целевого топливно-энергетического баланса в условиях низкоуглеродного развития. Предложенный алгоритм применим также в других условиях, ведущих к поиску решений, направленных на структурно-технологические изменения в потреблении топлива и энергии. Данный алгоритм применим в региональных органах управления, организациях топливно-энергетического комплекса и смежных отраслях при выходе на новые рынки, обеспечивая комплексный подход к управлению развитием энергетики региона, ориентированный на достижение долгосрочной устойчивости.

Литература

1. Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р // Гарант.ру: информационно-правовой портал. URL: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/402894476/ (дата обращения: 08.08.2025).

2. *Быкова Е.В., Васильева И.В., Валеева Ю.С.* и др. Структура топливных энергетических балансов, динамика и опыт построения краткосрочных прогнозов ТЭБ // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2023. Т. 15, № 2(58). С. 186–203. EDN: OSZWEM

3. *Кокшаров В.А.* Комплексное управление энергопотреблением промышленного предприятия: монография Екатеринбург: Уральский государственный университет путей сообщения, 2024. 232 с. EDN: CAHBWX

4. *Горяинов М.В.* Проблемы формирования прогнозного топливно-энергетического баланса России // Микроэкономика. 2015. № 3. С. 18–22. EDN: TZXVIN

5. *Weizsäcker E.*, *Lovins A.B., Lovins L.H.* Factor Four – Doubling Wealth, Halving Resource Use: The New Report to the Club of Rome. London: Earthscan, 1997. 322 p.

6. Об утверждении Методических рекомендаций по разработке и корректировке стратегии социально-экономического развития субъекта Российской Федерации и плана мероприятий по ее реализации: Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 23.03.2017 года № 132 // Гарант.ру: информационно-правой портал. URL: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71542236/ (дата обращения: 10.08.2025).

7. *Лемм Е.А.* Декарбонизационные инициативы: эффекты внедрения и перспективы применения потребителями и производителями топливно-энергетических ресурсов // Вестник евразийской науки. 2024. Т.16, № S1. EDN: ZALNEJ

Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: внедрение беспилотных технологий на всех этапах жизненного цикла объектов

Переверзев В.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
vlad.pereverze@yandex.ru

Ключевые слова: беспилотные летательные аппараты, мониторинг, оптимизация.

Актуальность работы обусловлена необходимостью существенного снижения операционных затрат в нефтегазовой отрасли, оптимизацией расходов на техническое обслуживание и ремонт объектов нефтегазовой инфраструктуры, минимизацией трудозатрат персонала при проведении инспекций производственных объектов, сокращением временных издержек на сбор и обработку данных мониторинга, а также уменьшением финансовых потерь от простоев оборудования в процессе внедрения инновационных беспилотных технологий в производственные процессы нефтегазового сектора. Цель работы заключается в комплексном анализе и оценке потенциала внедрения беспилотных технологий на всех этапах жизненного цикла объектов нефтегазовой отрасли в рамках цифровой трансформации, а также в разработке практических рекомендаций по их эффективному применению.

Особое внимание уделяется сравнительному анализу эффективности использования беспилотных летательных аппаратов (БПЛА)по отношению к традиционным методам мониторинга.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3].

В современной нефтегазовой отрасли беспилотные летательные аппараты стали незаменимым инструментом для решения широкого спектра задач.

Дроны активно используются на всех этапах жизненного цикла нефтегазовых объектов. На начальной стадии они выполняют топографическую съемку территории, создавая детальные планы местности для будущих строительных проектов. Внедрение искусственного интеллекта в беспилотную авиацию позволяет формировать точные 3D-карты территорий для проектных работ. Эти модели помогают специалистам анализировать рельеф, выявлять характеристики участка и предсказывать природные риски: оползневые процессы, деформации грунта, затопления и образование карстовых пустот. Это позволяет значительно ускорить процесс подготовки к возведению объектов инфраструктуры.

Ключевым направлением применения БПЛА является всесторонний мониторинг производственных объектов. Дроны стали отличной заменой вертолетам типа МИ-8 за счет своих габаритов и маневренности. Дроны позволяют осуществлять видеосъемку в режиме реального времени и делать фотографии высокого качества [1]. Беспилотники регулярно проводят инспекцию нефтехранилищ и трубопроводных систем, выявляя потенциальные проблемы и предотвращая аварийные ситуации. Благодаря высокой маневренности и современному оборудованию, они способны обнаруживать даже незначительные повреждения и утечки.

Инспектирование объектов капитального строительства является распространенным направлением использования дронов не только в нефтегазовой, но и во многих других сферах производства. Регулярное проведение фото- и видеосъемки, составление на их основе 3D-моделей позволяет контролировать сроки строительства, своевременно выявлять отклонения от проектной документации, контролировать качество строительно-монтажных работ [2].

Важной функцией дронов является охранная деятельность. Они эффективно патрулируют территорию объектов, обеспечивая защиту от несанкционированного доступа и предотвращая возможные инциденты.

Применение БПЛА различных типов существенно улучшает и ускоряет процесс сбора данных. Наиболее популярными являются БПЛА самолетного и вертолетного типов. Данные типы БПЛА представлены на рис. 1.



а б

Рис. 1. Типы БПЛА: а – самолетного типа; б – вертолетного типа

Применение беспилотных летательных аппаратов обладает как рядом преимуществ, так и рядом недостатков перед традиционными методами мониторинга. Сравнительный анализ современных беспилотных технологий и классических методов контроля в нефтегазовой отрасли представлен в табл. 1.

Представленные показатели демонстрируют существенное преимущество беспилотных технологий в сравнении с традиционными методами мониторинга по ключевым параметрам эффективности.

Практические рекомендации по применению БПЛА в нефтегазовом секторе:

1. Организационные рекомендации:
   1.1 Создание специализированного подразделения по работе с БПЛА внутри компаний;
   1.2 Разработка регламента использования беспилотных систем;
   1.3 Обучение персонала работе с БПЛА;
   1.4 Формирование базы данных для хранения и анализа полученных результатов.
2. Выбор типа БПЛА:
   2.1 Для локальных инспекций – компактные модели с тепловизором;
   2.2 Для масштабных обследований – профессиональные системы с расширенным функционалом.

Таблица 1. **Сравнительный анализ традиционных методов мониторинга в нефтегазовой отрасли и современных беспилотных технологий (составлено автором на основе самостоятельного анализа данных, взятых из открытых источников)**

Критерии сравнения	Преимущества беспилотных технологий в сравнении с классическими методами		Недостатки
	Традиционные методы	БПЛА	
Темп выполнения работ	Значительно замедленный процесс, обусловленный необходимостью наземной инспекции	Высокая скорость обследования (до 50 км/ч при детальном анализе территории)	Ограниченное время автономной работы (1-2 часа). Зависимость от погодных условий. Необходимость получения разрешений на полеты
Затраты на персонал	Высокая потребность в персонале (10-15 специалистов на участок)	Минимальная потребность в оперативном персонале (2-3 квалифицированных оператора БПЛА)	Высокие затраты на обучение операторов. Необходимость регулярного технического обслуживания оборудования. Риск потери дорогостоящего оборудования
Доступ к объектам	Существенные ограничения при работе с труднодоступными локациями	Всесторонний доступ к объектам, включая заболоченные и горные территории	Сложность при работе в плотной растительности. Необходимость соблюдения правил полетов
Безопасность	Повышенные риски для персонала при работе в опасных зонах	Максимальные показатели безопасности, исключающие присутствие человека в опасных участках	Риск потери управления. Возможность повреждения оборудования
Оператив-ность	Многоступенчатый процесс обработки данных. Время обработки данных: 72–96 часов на участок площадью 10 км^2	Мгновенная передача и обработка информации. Время обработки данных: 4–6 часов на участок площадью 10 км^2	Зависимость от качества связи. Необходимость специализированного программного обеспечения
Экономи-ческая эффектив-ность	Существенные затраты на логистику и техническое оснащение	Снижение операционных расходов на 40–60% по сравнению с традиционными методами	Высокие капитальные затраты на приобретение оборудования. Расходы на обслуживание и модернизацию
Пространстве нный охват	Ограниченный локальный мониторинг отдельных участков. Площадь охвата за смену: до 10 км^2	Масштабный охват территорий (сотни километров за один вылет). Площадь охвата за смену: до 50–100 км^2	Ограничение по дальности действия. Зависимость от заряда батареи
Адаптив-ность к условиям среды	Ограниченная работоспособность в зависимости от метеорологических условий	Высокая адаптивность к различным погодным условиям	Невозможность работы при сильном ветре (более 15м/с), осадках, экстремальных температурах
Частота мониторинга	1-2 раза в месяц	Ежедневно при необходимости	Необходимость планирования полетов. Необходимость получения разрешения на полеты. Соблюдение правил использования воздушного пространства

Становится очевидным, что для сохранения и надежной работы трубопроводов и нефтегазодобывающей промышленности, обойтись без применения БПЛА в качестве средств для дистанционного мониторинга невозможно [3].

В результате проведенных исследований выявлено, что применение БПЛА позволяет существенно оптимизировать производственные процессы за счет: сокращения временных затрат на обследование объектов, снижения операционных расходов на 40–60%, повышения безопасности работ, увеличения точности получаемых данных.

Установлено, что беспилотные системы обеспечивают: доступ к труднодоступным территориям, возможность круглосуточного мониторинга, автоматизированную обработку данных, мгновенную передачу информации.

Доказано, что традиционные методы мониторинга уступают современным беспилотным технологиям по следующим параметрам: скорость проведения обследований, экономическая эффективность, качество получаемых данных, безопасность персонала.

Автором разработаны практические рекомендации по применению БПЛА в нефтегазовом секторе.

Рекомендуется дальнейшее расширение применения БПЛА в нефтегазовой отрасли, что позволит повысить эффективность производственного контроля, оптимизировать расходы на мониторинг, улучшить качество принимаемых управленческих решений, обеспечить более высокий уровень промышленной безопасности.

Таким образом, внедрение беспилотных технологий является перспективным направлением развития системы мониторинга в нефтегазовой отрасли, способствующим повышению эффективности производственных процессов и снижению операционных затрат.

Литература

1. *Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Рахматуллина Ю.А*. Внедрение цифровых технологий в нефтегазовую отрасль России // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 4. С. 24–28. EDN: RLBFQC

2. *Борисов Д.М., Гончарова Н.Л.* Направления эффективного регионального использования беспилотных летательных аппаратов в нефтегазовой отрасли России // Журнал правовых и экономических исследований. 2024. № 2. С. 162–171. https://doi.org/10.26163/GIEF.2024.65.12.023

3. *Прохоров А.В., Носков И.В.* Мониторинг магистральных нефтегазопроводов при помощи беспилотных летательных аппаратов // Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14, № 6. С. 71. EDN: TNBGJI

Путь к оптимизации профиля добычи газа на этапе проектирования системы сбора

Петров А.Е.[1,2]
1 – ООО «РН-Проектирование Добыча», г. Томск, Россия
2 – Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
ayaalpetrov@inbox.ru

Ключевые слова: профиль добычи, система сбора, разработка месторождения газа

Актуальность работы обусловлена необходимостью постоянного повышения экономической эффективности разработки месторождений газа и реализации комплексного подхода к разработке. Целью работы является поиск возможностей оптимизации проектных профилей добычи газа на основе комплексного подхода к разработке месторождений и налаживания коммуникации между службами разработки недр и проектирования поверхностного обустройства.

Комплексный подход к разработке подразумевает поиск оптимальной стратегии разработки на основе изучения взаимовлияния всех задействованных элементов, включая пласт, скважины, систему сбора и систему подготовки. Однако в настоящее время профили добычи составляются службами разработки без участия служб проектирования поверхностного обустройства. Об этом свидетельствуют источники [1–3].

На рис. 1 приведен вид системы сбора газа, построенной в среде «PIPESIM», на котором выделена исследуемая кустовая площадка (КП) 4.

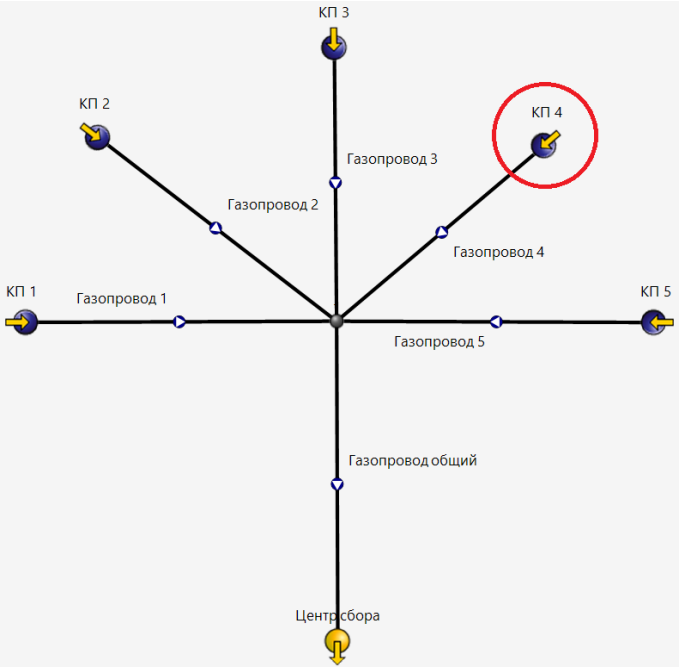


Рис. 1. Модель системы сбора газа в среде «PIPESIM» (красным контуром выделена исследуемая КП 4)

Смоделированная система сбора газа объединяет 5 КП в общий газопровод, по которому газ транспортируется в центр сбора.

В табл. 1 приведен сокращенный перечень расчетных стадий, составленный путем случайного подбора чисел в среде «Excel». Общее количество расчетных стадий составило 100 единиц.

Таблица 1. **Расчетные стадии**

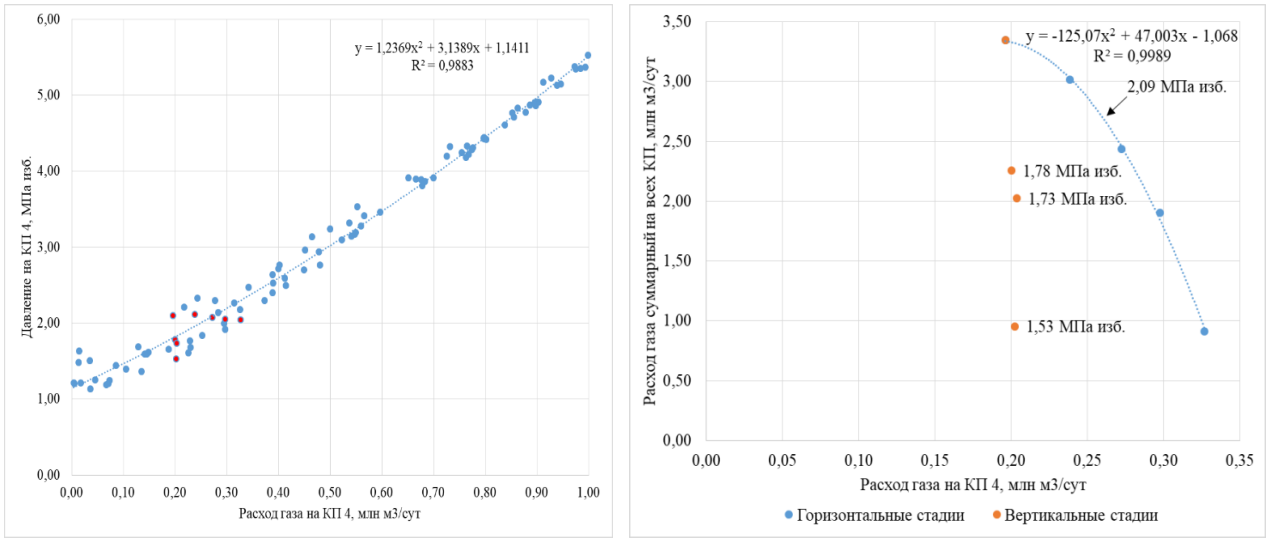
Стадия		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	…	100
Расход газа, млн $м^3$/сут	КП 1	0,47	0,16	0,10	0,54	0,29	0,11	0,02	0,72	0,31	0,19	…	0,38
	КП 2	0,17	0,20	0,54	0,50	0,60	0,82	0,70	0,89	0,41	0,13	…	0,35
	КП 3	0,73	0,32	0,84	0,32	0,51	0,41	0,39	0,75	0,59	0,05	…	0,22
	КП 4	0,94	0,55	0,95	0,80	0,68	0,80	0,90	0,46	0,09	0,33	…	0,90
	КП 5	0,75	0,86	0,38	0,60	0,08	0,23	0,28	0,94	0,66	0,21	…	0,95

Данные расчетные стадии были загружены в модель при помощи разработанной в АО «ТомскНИПИнефть» информационной системы (ИС) «Поток». Данная ИС позволяет обмениваться данными между «Excel» и «PIPESIM», способствуя значительному ускорению рутинных процессов по загрузке расчетных стадий, проведению расчетов и выгрузке результатов, что позволило провести анализ, результаты которого представлены в данной работе.

На рис. 2а приведены результаты постадийного расчета. Построен полиноминальный тренд, согласно которому, чем выше расход газа на КП, тем выше на нем давление. Однако при расходе газа от 0,0 до 0,6 млн $м^3$/сут отклонение точек от линии тренда больше, чем в диапазоне от 0,6 до 1,0 млн $м^3$/сут. Это означает, что в нижнем диапазоне к получению одного значения давления может привести более широкий, чем в верхнем диапазоне, спектр значений расхода газа. Причиной этому является влияние соседних КП, объединенных с исследуемой КП-4 общим газопроводом, по которому транспортируется добываемый газ, влияние снижается с ростом расхода газа на рассматриваемом КП.

На рис. 2б представлена зависимость суммарного расхода газа на всех КП от расхода газа на КП 4 для исследуемых стадий, разделенных на две группы: горизонтальные и вертикальные стадии. Видно, что при одном значении расхода газа возможны различные значения давления в зависимости от суммарного расхода газа на смежных КП. Также видно, что возможно достижение одного значения давления несколькими вариациями расхода на КП и суммарного расхода всех КП. Общий вид построенного полиномиального тренда прослеживается при анализе других наборов точек, не показанных в данной работе ввиду большого объема.

Таким образом, определены возможности корректировки профилей добычи газа на основе предоставления обратной связи службами проектирования наземного обустройства. Наибольшее взаимовлияние КП, объединенных в одну ветку, наблюдается при низких расходах газа и выражается в изменении значений давления на КП. С ростом расхода взаимовлияние заметно снижается. Данный факт может быть использован для увеличения или снижения загрузки участков системы сбора газа путем внесения точечных корректировок в профиль добычи.



а б

Рис. 2. Результаты постадийного расчета
а – зависимость давления от расхода газа на КП 4 по расчетным стадиям (красной заливкой выделены исследуемые стадии); б – зависимость суммарного расхода газа на всех КП от расхода газа на КП 4

Наибольшее практическое значение работа имеет на ранней стадии освоения месторождения газа, что является наиболее экономически позитивным раскладом, так как более быстрая реализация добытого газа и возврат вложенных в разработку месторождения инвестиций сильнее повысит экономическую эффективность проекта. В дальнейшем планируется анализ практических кейсов и создание методики формирования и корректировки профилей добычи газа и нефти.

Литература:

1. *Дымочкина М.Г., Киселев П.Ю., Пислегин М.Н.* и др. Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее // PROнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 3(9). С. 18–23. EDN: GBSZFK

2. *Melnikov S.I., Vershigora N.V., Groo A.A.* et al. Optimization of surface infrastructure for a large gas field using integrated modeling // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021. Paper SPE-206572-MS. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

3. *Холкина Ю.Д., Кузив К.Б., Лознюк О.А., Архипов Ю.А.* Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7, № 4(28). С. 147–162. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-147-162

Факторы, влияющие на экспортную выручку российского ТЭК в современных геополитических условиях

Савин Ф.Г.
МГИМО МИД России, г. Москва, Россия
fedor.savin@mail.ru

Ключевые слова: санкции, нефть, экспорт, Европейский союз, страны «Большой семерки»

Актуальность работы обусловлена тем, что экспортная выручка нефтегазового комплекса Российской Федерации традиционно занимает ключевое место в формировании доходной части федерального бюджета и обеспечивает значительную часть валютных поступлений страны. В условиях глобализации и усиливающейся конкуренции на мировых энергетических рынках на динамику экспортной выручки оказывают влияние не только внутренние экономические параметры, но и комплекс внешних факторов.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1, 2].

Материалы и методы: для анализа применялся аналитический обзор текущей геополитической ситуации и санкционных ограничений, введенных ЕС и странами «Большой семерки» (G7), а также методов адаптации российского нефтегазового комплекса к новым условиям. Основным статистическим методом был корреляционный анализ для оценки влияния валютного курса на экспортную выручку, который показал слабую взаимосвязь между этими показателями. В работе также проведен сравнительный анализ динамики добычи и изменения экспортных рынков с целью выявления влияния санкций и геоэкономических факторов на экономический потенциал нефтегазового сектора России.

В 2021 г. доля нефтегазового сектора в структуре валового внутреннего продукта (ВВП) РФ составляла 17,4%, индекс физического объема валовой добавленной стоимости нефтегазового сектора был зафиксирован на уровне 108,2%. На период конца 2021 г. доля отечественного экспорта товаров, относящихся к категории минерального топлива, нефти и продуктов их перегонки, составляла 43% общего объема экспорта. Вышеприведенная статистика подчеркивает значимость нефтяного сектора для развития отечественной экономики. После начала специальной военной операции в 2022 г. увеличилось санкционное давление со стороны стран Европейского союза (ЕС), что было выражено в активном снижении импорта отечественных продуктов нефтегазовой отрасли, что, в свою очередь, оказало негативное влияние на выручку отрасли. В связи с вышеперечисленным факторами актуально проанализировать, как нестабильная геополитическая ситуация оказывает влияние на экономический потенциал страны и объемы выручки отечественного нефтегазового комплекса. Цель данной работы – проанализировать влияние валютного курса и геоэкономических факторов на экспортную выручку нефтегазового комплекса РФ.

Для реализации поставленной цели необходимо решить определенные задачи:

– изучить сущность введенных санкций со стороны стран ЕС по отношению к отечественному нефтегазовому комплексу;

– определить уровень существенности нефтегазовой отрасли для экономики России;

– проанализировать экономическую взаимосвязь курсов валют и выручки нефтегазового комплекса и перспективы развития.

Европейский союз ввел жесткий запрет на импорт российской сырой нефти, перевозимой морскими путями, а также на очищенные нефтепродукты. Это решение оказалось чрезвычайно чувствительным для России, так как около половины всех ее экспортных поставок нефти приходилось именно на европейский рынок. В 2021 году страны ЕС приобрели у России нефти и нефтепродуктов на 71 млрд евро – 48 млрд сырой нефти, а еще 23 млрд продуктов нефтепереработки. Россия лишилась критически важного и доходного рынка сбыта, что резко ударило по бюджету страны, который существенно зависит от поступлений от нефтяного экспорта. Кроме самого эмбарго, союзники по G7 и их партнеры согласовали ценовые ограничения на российские нефтяные поставки. Эти меры направлены на дальнейшее уменьшение нефтяных доходов России и одновременно способствуют стабилизации ситуации на мировых энергетических рынках. Суть ограничений заключается в том, что, если цена на российскую нефть или нефтепродукты превышает установленные пределы, европейским компаниям запрещено предоставлять связанные услуги – например, страхование и транспортировку. На данный момент действуют три основных ценовых лимита на экспорт из России [3]:

- сырая нефть, доставляемая морем – максимум $60 за баррель;
- нефтепродукты, такие как дизель, керосин, бензин – максимум $100 за баррель;
- нефтепродукты, такие как мазут, лигроин – максимум $45 за баррель.

Помимо этого, для борьбы с так называемым «теневым флотом», который Россия использует для обхода санкций, страны-участницы коалиции ужесточили контроль за продажей танкеров в третьи страны и наложили запреты на обслуживание подозрительных судов. Это должно затруднить России поиск новых способов транспортировки нефти и дополнительного заработка за рубежом.

США и другие западные государства столкнулись с тем, что современная нефтяная инфраструктура России становится все более самостоятельной и независимой от внешних партнеров. Российские компании смогли наладить собственную перевозку нефти, организовать альтернативные схемы страхования и создать сеть посредников, необходимую для экспорта без опоры на Запад. По словам экспертов, теперь, когда эти каналы налажены, отменить их практически невозможно [1].

Примерно 90% всей экспортируемой нефти в 2024 г. было направлено в Китай и Индию, а дополнительные объемы нефтепродуктов были ориентированы на потребителей из стран Ближнего Востока и Латинской Америки. На фоне политических решений ЕС по снижению импорта российского газа, ответных ограничений по газопроводу «Ямал-Европа» со стороны России и повреждений газопровода «Северный поток» торговые связи с Европой заметно ослабли. В этих условиях Россия начала менять стратегию: увеличивать производство и экспорт сжиженного природного газа (СПГ), а также переориентировать трубопроводные поставки газа на рынки за пределами Евросоюза, прежде всего в Турцию, Китай и государства постсоветского пространства. Объемы вывоза угольной продукции за рубеж снизились, а направление экспорта весьма изменилось: если ранее значительная часть угля шла в Европу, то теперь главным образом поставки увеличились в Китай и Индию, а европейский рынок практически перестал получать российский уголь — эти объемы были перераспределены между другими странами [4].

Несмотря на введенные ограничения, только за период с весны по октябрь 2023 г. поступления от продажи нефти, которые облагаются налогами и отражаются в бюджете, почти удвоились. Например, в октябре прибыль государства от нефтяной торговли достигла 11,3 млрд долларов — это примерно треть всех бюджетных поступлений за месяц (рис. 1). Этот результат стал крупнейшим за последние полтора года и даже превысил финансовые показатели, которые Россия имела до 2022 г. [5].

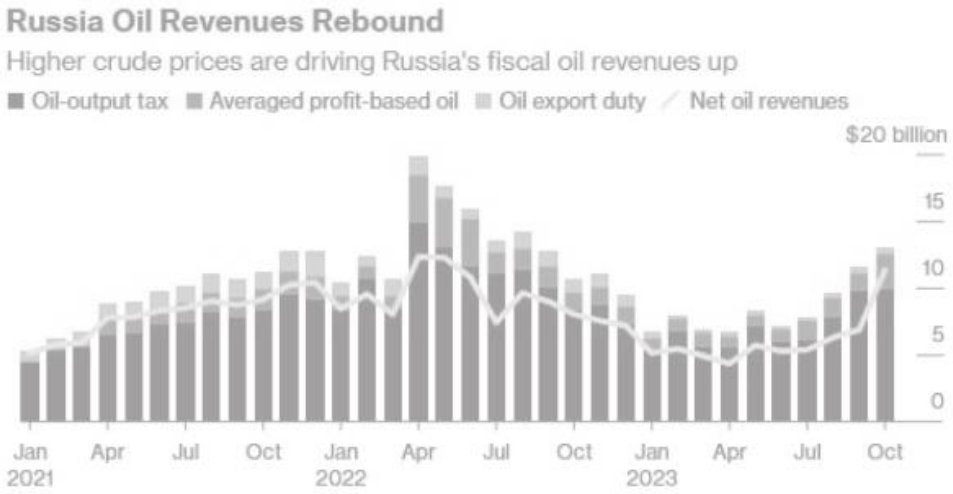


Рис. 1. Доходы России от продажи нефти [2]

Нефтегазовая отрасль является одним из источников роста отечественной экономики. По объемам добычи нефти в 2022 г. Россия уступала лишь США и Саудовской Аравии, обеспечивая почти каждую десятую тонну мировой добычи (примерно 492,9 млн т, что соответствует 10,9% глобального показателя). На начало 2023 г. подтвержденные запасы нефти Российской Федерации оценивались в 31,4 млрд т. География добычи внушительна: ведется активная эксплуатация 2 377 месторождений, в то время как еще почти тысяча находится в стадии разведки.

В 2020 г. нефтегазовая отрасль обеспечила 15,2% ВВП России. Для федерального бюджета поступления из этого сектора были еще значимее – порядка 28% всех доходов. В структуре товарного экспорта доля топлива и сырья для энергетики составляла примерно 45%. К 2023 г., по сведениям Росстата, доля нефтегаза в структуре экономики выросла до 16,5%. Финансовый вес отрасли подтверждается данными о доходах: по оценке Минфина, за 2023 год нефтегазовые поступления составили порядка 8,82 трлн руб. [6].

Существует также анализ динамики развития нефтегазовой отрасли в России, подчеркивающий ее негативный сценарий. В 2023 г. страна добыла примерно 530 млн т нефти и газового конденсата, что оказалось на 1% ниже показателя предыдущего года. По газу ситуация выглядела еще более заметно: общий объем добычи составил 636,7 млрд куб. м – это падение на 5,5% по сравнению с 2022 г. Объем добычи угля увеличился на 1 млн т, достигнув 438 млн т.

Далее необходимо проанализировать курс валюты, как один из факторов, который оказывает влияние на отечественную экспортную выручку нефти. В табл. 1 представлена

динамика среднего курса доллара за декабрь 2023 г. – январь 2025 г. и экспортная выручка нефти России за аналогичный временной период в млрд. долларах США [7].

Таблица 1. **Динамика курса доллара США и экспортной выручки нефти России [8]**

Год	Выручка, млрд долларов	Курс доллара
дек.23	16,2	90,81718636
янв.24	16,4	88,6802875
фев.24	15,8	91,518255
мар.24	17,9	91,73163333
апр.24	16,9	92,95856667
май.24	16,5	90,60715263
июн.24	15,7	87,75688
июл.24	16,4	87,49165
авг.24	14,8	89,16016087
сен.24	14	91,234505
окт.24	15,4	96,16022609
ноя.24	14,5	100,68745
дек.24	14,8	102,2596476
янв.25	15,8	100,412125

На основе вышеприведенных рядов динамики был проведен корреляционный анализ, чтобы определить наличие взаимосвязи между данными двумя элементами. Коэффициент корреляции составил -0,36, что говорит о наличии слабой взаимосвязи между показателями. На рис. 2 видно, что гипотеза подтверждается, точки рассеивания отдалены от основной линии тренда.

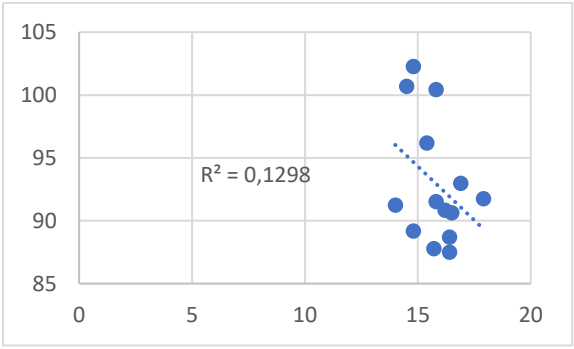


Рис. 2. Динамика курса доллара США и экспортной выручки нефти России [9]

Санкции Европейского союза и стран «Большой семерки» оказали существенное влияние на экспортную выручку нефтегазового комплекса России, и это воздействие можно объяснить тремя основными каналами.

Во-первых, потеря европейского рынка не была полностью компенсирована поставками в Азию. До 2022 г. именно Европа занимала почти половину российского экспорта нефти и нефтепродуктов: в 2021 г. на нее приходилось порядка 71 млрд евро закупок. После введения эмбарго и ценовых ограничений поставки в ЕС резко сократились, и Россия была вынуждена переориентироваться на Китай и Индию. Эти страны действительно нарастили импорт и стали крупнейшими покупателями, но они не обладают сопоставимой емкостью рынка.

В краткосрочном периоде это выразилось в снижении общих объемов экспорта примерно на 12% по сравнению с уровнем 2021 г. В долгосрочной перспективе Китай и Индия сохранят значимость, однако в силу роста собственной добычи и диверсификации энергопоставок они вряд ли смогут обеспечить России полную замену европейского спроса. Таким образом, экспортная выручка уже структурно сократилась и не вернется к прежним масштабам.

Во-вторых, изменилась география транспортировки, что немедленно вызвало рост издержек. Доставка нефти в Европу занимала около недели, в то время как путь в Китай или Индию требует до полутора месяцев. Фрахт танкеров для российских поставок подорожал на 30–50%, а дополнительные расходы возникли из-за необходимости обслуживать так называемый «теневой флот» и обходить западные страховые ограничения. В краткосрочном периоде это снизило чистую экспортную прибыль и сделало поставки более затратными. В долгосрочном плане Россия действительно развивает собственный танкерный парк и страховые механизмы, что должно снизить зависимость от западных сервисов. Тем не менее географический фактор остается неизменным: логистика в Азию всегда будет дороже и сложнее, чем прежние поставки в Европу, поэтому расходы закрепятся на более высоком уровне.

В-третьих, против России был использован ценовой инструмент в виде дисконта на нефть сорта Urals. С конца 2022 г. российская нефть торговалась со скидкой в 25–35 долларов за баррель по отношению к Brent. Это стало главным фактором падения валютной выручки: при экспорте сотен миллионов тонн ежегодные потери исчислялись десятками миллиардов долларов. В 2024–2025 гг. дисконт сократился до 15–20 долларов, но полностью он не исчезнет, поскольку ключевые покупатели в Азии прекрасно понимают зависимость России от их рынков и будут использовать переговорное преимущество для сохранения льготных условий. Таким образом, дисконт закрепляется как структурный элемент, и Россия вынуждена продавать энергоресурсы дешевле, чем в условиях отсутствия санкций.

В совокупности эти три эффекта дают следующую картину. В краткосрочном периоде, то есть в 2022–2023 г., санкции привели к резкому падению валютной выручки, которое можно оценить в 20–30% относительно докризисного уровня, что связано одновременно с потерей европейского спроса, дорогой логистикой и рекордным дисконтом. В долгосрочной перспективе, на горизонте до 2030 г., российский нефтегазовый сектор сумел частично адаптироваться: были развиты альтернативные маршруты поставок, создан собственный танкерный флот, дисконт сократился до умеренных значений. Тем не менее прежних доходов отрасль достичь уже не сможет. Потери в будущем, скорее всего, составят порядка 10–15% от «нормального» уровня экспортной выручки, который был бы возможен в отсутствие санкций, а ключевым фактором доходности останется ценовая конъюнктура на мировом рынке нефти.

Литература

1. *Santamarta S., Singh R., Forbes P.* How digital will transform the upstream oil ecosystem // Boston Consulting Group. 2017. 10 August. URL: https://web-assets.bcg.com/img-src/BCG-How-Digital-Will-Transform-the-Upstream-Oil-Ecosystem-Aug-2017_tcm9-167570.pdf (дата обращения: 21.08.2025).

2. *Воробьева О.* Анализ расходов организации: как провести по данным бухгалтерской отчетности // Управляем предприятием. 2021. 20 сентября. URL: https://upr.ru/article/analiz-

raskhodov-organizatsii-kak-provesti-po-dannym-bukhgalterskoy-otchetnosti/ (дата обращения: 21.08.2025)

3. Oil Market Report // International Energy Agency. 2025. 13 August. https://www.iea.org/reports/oil-market-report-august-2025 (дата обращения: 21.08.2025).

4. What importance does the fuel and energy complex have to Russia? URL: https://www.ispionline.it/en/publication/what-importance-does-the-fuel-and-energy-complex-have-to-russia-166793 (дата обращения: 21.08.2025).

5. *Швырева О.И.* Релевантность финансовой информации о доходах и расходах организаций как предмет учета, анализа и аудита // Экономика и предпринимательство. 2020. № 11 (124). С. 800–808. https://doi.org/10.34925/EIP.2020.124.11.157

6. Нефтегазовое производство: что это и для чего нужно. URL: https://www.rbc.ru/base/09/10/2024/67066e8d9a7947790ffde790 (дата обращения: 21.08.2025).

7. Санкции США и ЕС в отношении российского нефтегазового сектора. URL: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Санкции_США_и_ЕС_в_отношении_российского_нефтегазового_сектора (дата обращения: 21.08.2025)

8. *Соколова Ю.Д.* Развитие экспорта регионов России в условиях геополитической напряженности: случай переходных климатических рисков // Стратегии развития социальных общностей, институтов и территорий: Материалы X Международной научно-практической конференции. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2024. С. 95–96. EDN: NPCLNV

9. *Трифонова Е.Н.* Оценка факторов, влияющих на экспорт продовольствия российских регионов // Экономика региона. 2023. Т. 19, № 4. С. 1209–1223. https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2023-4-19

Интегративный подход к управлению сопротивлением персонала цифровой трансформации в нефтегазовых компаниях

Саяпова А.И.[1]*, **Саяпов И.Р.**[2]**, **Мухаметшина Г.С.**[3]***
1 – Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», г. Москва, Россия
2 – Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), г. Москва, Россия
3 – Бирский филиал Уфимского университета науки и технологий, г. Бирск, Россия
*adel.bikbauva2002@yandex.ru, **saiapovildar@gmail.com, ***gulnarabikbauva@yandex.ru

Ключевые слова: управление изменениями, сопротивление инновациям, цифровая трансформация, нефтегазовый комплекс

Актуальность работы обусловлена высоким уровнем риска при реализации проектов цифровой трансформации в нефтегазовом комплексе, вызванных сопротивлением персонала. По данным Deloitte и Harvard Business Review [1], до 70% таких проектов не проходят трансформацию именно по этой причине, а на преодоление сопротивления уходит до 25% бюджета [2]. Целью работы является анализ подходов к нейтрализации сопротивления и разработка интегративного алгоритма для его эффективного преодоления.

Материалами исследования выступили данные международных исследований (Deloitte, CEB, HBR) и известные модели управления изменениями (Коттера, Левина, ADKAR, McKinsey 7S [2]). Методология работы включала сравнительный анализ существующих подходов, их систематизацию и синтез на основе выявленных преимуществ и недостатков. Для разработки алгоритма применялось моделирование процессов.

В результате исследования систематизировано более 25 подходов к управлению изменениями. Выявлено, что ключевыми проблемами являются: разрыв между стратегией и операционным уровнем, недооценка человеческого фактора и отсутствие гибкости. На основе синтеза сильных сторон моделей ADKAR [3] (работа с осознанием и мотивацией персонала), Agile (гибкость реализации) и McKinsey 7S (системное закрепление изменений) разработан трехфазный фреймворк (шаблон) решения поставленной задачи управления изменениями:

Фаза 1 (Подготовка) фокусируется на создании сети лидеров изменений и анализе разрывов.

Фаза 2 (Управление) предполагает реализацию циклических действий по принципу ADKAR для каждой целевой группы.

Фаза 3 (Закрепление) направлена на фиксацию результатов и масштабирование с помощью модели 7S.

Фреймворк на 2-й фазе представлен на рис. 1.

Проведенное исследование демонстрирует, что для нейтрализации сопротивления в нефтегазовых компаниях необходим комплексный подход, сочетающий работу с восприятием сотрудников, гибкие методы реализации и системное закрепление результатов. Предложенный интегративный фреймворк позволяет структурировать процесс управления изменениями, минимизируя риски и финансовые потери. Практическая значимость заключается в возможности его применения для повышения эффективности цифровой трансформации. Направлением будущих исследований является апробация и валидация фреймворка в реальных проектах.

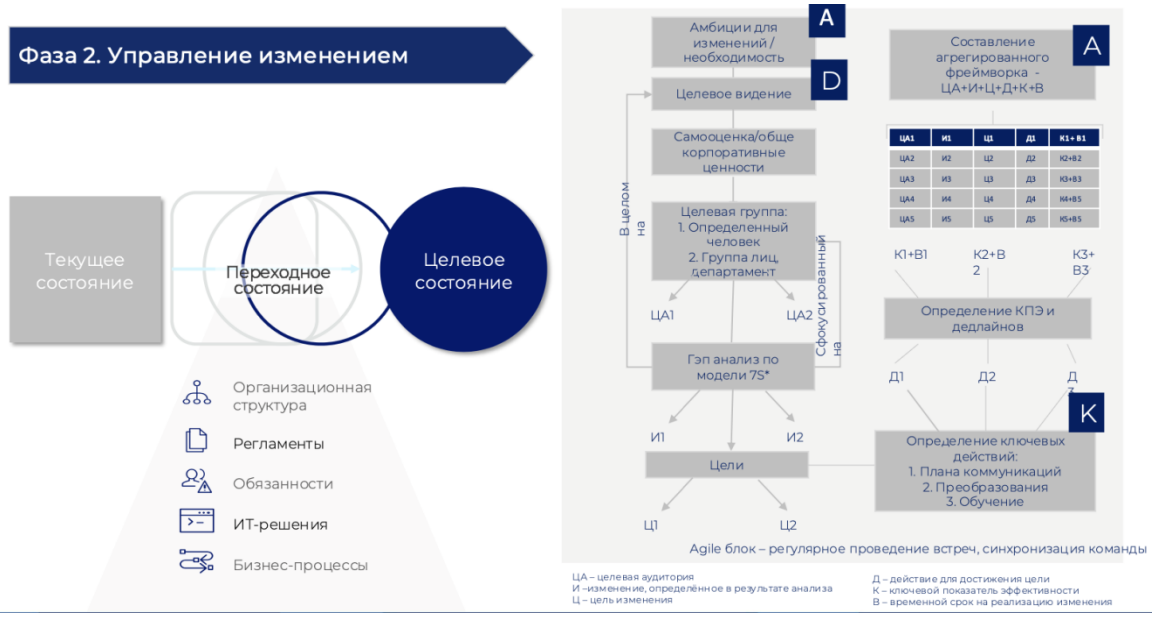


Рис. 1. Фаза 2. Управление изменением

Литература

1. Do you really know the financial impacts of your digital transformation? // Harvard Business Review. 2023. 20 April. https://hbr.org/sponsored/2023/04/do-you-really-know-the-financial-impacts-of-your-digital-transformation (дата обращения: 15.04.2025).

2. Enduring Ideas: The 7-S Framework // McKinsey Quarterly. 2008. 1 March. URL: https://www.mckinsey.com/capabilities/strategy-and-corporate-finance/our-insights/enduring-ideas-the-7-s-framework (дата обращения: 15.04.2025).

3. The Prosci ADKAR Model. URL: https://www.prosci.com/methodology/adkar (дата обращения: 15.04.2025).

Правовые аспекты цифровизации нефтяной отрасли: цифровые двойники

Семина Д.Д.*, Шабаева Е.В.**
МГИМО МИД России, г. Москва, Россия
*seminadaria78@gmail.com, **e.v.shabaeva@mail.ru

Ключевые слова: цифровизация нефтегазовой отрасли, цифровые двойники, инновации в России и зарубежных странах

Актуальность работы обусловлена масштабной цифровой перестройкой нефтегазовой отрасли. Структурные сдвиги в сторону автоматизации и исключения человеческого участия в производственных процессах в значительной степени обусловлены появлением и экспансией функций искусственного интеллекта, в том числе – технологии цифровых двойников. Так, мировой топливно-энергетический комплекс (ТЭК) уже претерпел изменения в сфере поиска новых ресурсов, бурения скважин и менеджмента операций.

Целью работы является проведение анализа правовых аспектов внедрения цифровых двойников в ТЭК, а также выявление правовых пробелов, сопряженных с рисками их использования.

Проблематику адаптации современного права к феномену цифровых двойников ранее в своих работах рассматривали российские [1] и зарубежные [2, 3] авторы.

Методологическая основа данного исследования представляет собой совокупность диалектического, системно-структурного, и логико-юридического методов познания.

Цифровой двойник (Digital Twin, DT, ЦД), как ему впервые дал определение ученый из Мичиганского университета Майкл Гривз в начале 2000-х гг., – это набор виртуальных информационных конструкций, наиболее полно описывающих потенциальный или реальный физически производимый продукт от микроатомного до макрогеометрического уровня.

Примерами цифровых двойников в плоскости нефтегазового сектора могут служить виртуальные копии процессов или физических объектов, например: нефтяных скважин, месторождений, нефтеперерабатывающих заводов и обслуживающей его инфраструктуры. Посредством данной технологии становится возможным в реальном времени моделировать, производить мониторинг и оптимизировать работу оборудования и технологических процессов, что, в свою очередь, ведет к повышению экономической эффективности и безопасности на каждой стадии производства.

Цифровизация к настоящему моменту стала повсеместным явлением в области ТЭК и говорить об успешном внедрении технологий крупнейшими игроками нефтегазового рынка уже не приходится. Сейчас фокус постепенно перемещается на результаты проведенной ранее цифровой интеграции. Пионерами в области использования цифровых двойников по праву можно назвать компании Shell, BP plc, Chevron CVX, ExxonMobil XOM и TotalEnergies TTE.

Особенно примечательны результаты десятилетнего сотрудничества Британской нефтяной компании BP с производителем программного обеспечения Palantir Technologies PLTR.

Совместными усилиями BP и PLTR создали цифрового двойника глобальной нефтегазовой инфраструктуры BP, которая включает в себя операции в ключевых районах добычи и объединяет данные с более чем двух миллионов датчиков. Таким образом, BP владеет информацией о всех своих физических активах в режиме реального времени и располагает ресурсом для оперативного принятия решений на основе оперативных данных, снижая процент ошибок. В BP отмечают, что аналитические разработки, основанные на искусственном интеллекте, меняют все – от графиков бурения до контроля выбросов, и Palantir играет центральную роль в этой эволюции нефтедобычи.

Российский ТЭК тоже не остался в стороне от инноваций: именно в России был разработан и принят первый в мире ГОСТ Р 57700.37-2021 на цифровые двойники. Согласно п. 3.24 данного национального стандарта, цифровой двойник изделия (ЦД) есть система, состоящая из цифровой модели изделия и двусторонних информационных связей с изделием (при наличии изделия) и (или) его составными частями. В свою очередь, цифровая модель изделия представляет собой систему математических и компьютерных моделей, а также электронных документов изделия, описывающих структуру, функциональность и поведение вновь разрабатываемого или эксплуатируемого изделия на различных стадиях жизненного цикла.

Несмотря на это, по оценкам экспертов, в настоящее время Россия все еще не достигла той точки, в которой возможно использование полного потенциала цифровых двойников. Это обусловлено, в частности, малым покрытием территории сигналами автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) и их недостоверностью; высокой долей человеческого участия для загрузки данных вручную; недостаточным уровнем доверия кадров энергетических компаний к данной технологии.

Так, И. Аникина, доцент ВШАиТЭ Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, в интервью [4] отметила, что цифровые двойники в России, (именно по смыслу упомянутого ГОСТа – *прим. авт.*), в лучшем случае, используются на 10% генерирующих объектов. Тем не менее, по ее мнению, в 5–10-летней перспективе ситуация может измениться в сторону значительного увеличения использования ЦД. Эксперт также отметила пока еще высокую степень зависимости России от внешних факторов в области технологий, делая отсылку к коррективам в показателях, которые были внесены пандемией 2019–2021 гг. и общим осложнением геополитической ситуации в мире.

Идея о необходимости реализации мер для уменьшения упомянутой зависимости и постепенного достижения технологической и энергетической самодостаточности России была озвучена на высоком уровне в рамках конференции «Цифровая индустрия промышленной России» (ЦИПР), проходившей в июне 2025 г. в Нижнем Новгороде.

А. Дюков, глава «Газпром нефти», сделал заявление о том, что перед компанией стоит амбициозная задача – реализация проекта «КиберТЭК», который предполагает создание цифрового двойника отрасли, позволяющего моделировать и оптимизировать решения в масштабе государства [5]. Проект призван стать инструментом для повышения эффективности работы ТЭК за счет повышения транспарентности его функционирования, гибкого налогообложения, оптимизации процессов и оперативного распространения наилучших технологий и практик. Планируется, что проект будет реализован во исполнение Распоряжения Правительства РФ от 12 апреля 2025 года № 908-р об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 г.

Обратим внимание на то, что ранее в отечественной доктрине был сделан акцент на необходимости создания специализированных центров по разработке и цифровых двойников, отечественных программно-технических комплексов, центров сопровождения бурения и строительства и др., в частности, [6]. Так, с 2006 г. в соответствии с ранее упомянутым ГОСТом, в России уже ведется активная работа над другим инновационным проектом – платформой по разработке и применению цифровых двойников – CML-Bench [7].

Цифровые двойники, несмотря на их двадцатилетнюю историю с момента первого теоретического объяснения, для юриспруденции все еще являются относительно новым феноменом, который провоцирует определенные риски. Решая задачу их минимизации, сообщество юристов выделяет новые аспекты правового регулирования, связанного с цифровыми двойниками.

Во-первых, возникает вопрос права собственности на данные: часто остается неясным, кто является правообладателем – тот, кто передает данные, или владелец модели ЦД.

Сейчас организации, участники и отдельные лица, вносящие данные в общую базу, подпадают под действие законодательства об авторском праве. Так, в случае конфликта интересов разумным может стать установление режима совместного владения данными. Однако как именно будут распределяться права и обязанности таких «совладельцев», пока неясно. Можно предположить, что последние смогут самостоятельно установить их посредством дополнительных договорных условий.

Также важно учитывать, что на включение в ЦД материалов, защищенных правом интеллектуальной собственности, влияют методы хранения и обновления материалов ЦД. Иными словами, необходимо либо постоянно обновлять систему, чтобы соответствовать требованиям авторского права, либо через договорные обязательства позволять ЦД функционировать в рамках разрешенного использования.

Во-вторых, появляется неопределенность в вопросе обеспечения конфиденциальности, обусловленная потенциальными рисками утечки данных, несанкционированного доступа к системе, несоответствия нормативным требованиям и нарушения информационной целостности в результате кибератак. Регулирование защиты конфиденциальности данных зависит от их категории и метода сбора. В настоящий момент сохраняется риск неэтичной передачи данных от объекта к субъекту, что подчеркивает необходимость разработки эффективных механизмов подотчетности и контроля обработки данных о структуре, функциях и инфраструктуре ЦД.

Для упрощения управления данными и осуществления государственного контроля за данными, представляющими охраняемую законом тайну, представляется возможным ввести лицензирование деятельности по созданию и модификации ЦД.

В-третьих, остро встает вопрос ответственности за ошибки в результате переустановки и комбинирования данных ЦД из нескольких источников. На данный момент законодательство не содержит информации о том, чьи действия и на каком основании можно квалифицировать как вредоносные для функционирования ЦД. Здесь же стоит отметить, что массивное количество данных и многослойность их структуры привносит свои трудности в определение виновного лица и противоправности его действий. На нормативном уровне также пока не разрешен вопрос компенсации ущерба за вред, причиненный в результате ошибки или иных действий, направленных на вывод ЦД из режима нормального функционирования [3].

Таким образом, очевидно, что правовое регулирование ЦД на данный момент находится на первой ступени своего развития. В 2022 г. специалисты относили разработку базовых стандартов, положений нормативно-технической базы, способствующих обеспечению возможности перехода и применению наилучших доступных практик в отрасли, включая нефтегазодобычу, к первоочередным задачам модернизации законодательства в сфере ТЭК [8]. На данный момент специальных норм по их использованию (помимо ГОСТ Р 57700.37-2021) все еще нет, а указания по особенностям применения общих норм по отношению к ним законодателем пока не изданы.

Исходя их проанализированных данных, потенциал ЦД в ТЭК колоссален, поэтому оставлять ситуацию его регулирования на откуп одной лишь правоприменительной практике представляется весьма недальновидным. Нефтегазовая отрасль является не только внушительным сектором экономики, но и сферой национального интереса, в связи с чем в ближайшей перспективе необходимо заполнить пробелы отечественного законодательства, сопряженные с рисками использования данной технологии.

Литература

1. *Линник Ю.Н., Кирюхин М.А.* Цифровые технологии в нефтегазовом комплексе // Вестник университета. 2019. № 7. С. 37–40. https://doi.org/10.26425/1816-4277-2019-7-37-40

2. *Grieves M., Vickers J.* Digital Twin: Mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems // Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems / Ed. by F.-J. Kahlen, S. Flumerfelt, A. Alves. Cham, Switzerland: Springer, 2016. P. 85–113. https://doi.org/10.1007/978-3-319-38756-7_4

3. *Bhandari M., Sarkar Ghosh D., Mishra P.* Digital twins: Legal and regulatory perspectives – Emerging trends and challenges // Impact of Digital Twins in Smart Cities Development / Ed. by I. Vasiliu-Feltes. 2022. Hershey, PA: IGI Global. P. 1–23. https://doi.org/10.4018/978-1-6684-3833-6.ch001

4. Задача со звездочкой. Готова ли энергетика к внедрению цифровых двойников? // Энергетика и промышленность России. 2025. № 5–6(505–506). URL: https://www.eprussia.ru/epr/505-506/1654023.htm (дата обращения: 06.08.2025).

5. РФ может создать цифрового двойника нефтяной отрасли для повышения эффективности // ТАСС. 2025. 3 июня. URL: https://tass.ru/ekonomika/24122599 (дата обращения: 06.08.2025).

6. *Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С.* Нормативно-правовое обеспечение при внедрении инновационных разработок в нефтегазовой отрасли // Нефтепромысловое дело. 2021. № 4(628). С. 51–58. https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-4(628)-51-58

7. Цифровая платформа по разработке и применению цифровых двойников CLM-Bench. URL: https://cml-bench.ru/ (дата обращения: 04.09.2025).

8. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е*. Регулирование и стандартизация для применения цифровых технологий в нефтегазовом комплексе // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2022. № 2(583). С. 6–16. https://doi.org/10.33285/2782-604X-2022-2(583)-6-16

Определение затрат на малотоннажную доставку сжиженного природного газа в отдаленные регионы России

Серкибаев Р.Е.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
baiserke98@mail.ru

Ключевые слова: сжиженный природный газ, изотермические резервуары, автономная газификация, экология, экономическая эффективность

Актуальность работы обусловлена отсутствием централизованного газоснабжения в отдаленных регионах России, таких как Арктическая зона и Дальний Восток. Традиционные решения (дизельные генераторы, уголь) экономически не эффективны и экологически опасны. Альтернативой выступают системы на основе сжиженного природного газа (СПГ), обеспечивающие гибкость поставок и снижение углеродного следа. Целью работы является анализ существующих подходов в сфере транспорта углеводородов и оценка, как экологической, так и экономической эффективности резервуарных СПГ-решений для автономной газификации.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1, 2], которые отражают экономическую неэффективность традиционных решений в газоснабжении, что подтверждается исследованиями, где подчеркивается рост затрат на транспортировку топлива в условиях вечной мерзлоты. Далее детально показаны экологические риски дизельных генераторов, включая выбросы сажи и SO_2, авторы также приводят данные о превышении предельно допустимых концентраций (ПДК) в 2-3 раза в северных поселках. В итоге общие исследования сходятся в очевидности применения СПГ-технологий, которые рассматриваются как ключевое решение для автономной газификации. В источниках также отмечается, что модульные установки сжижения газа мощностью до 3 т/ч уже используются в Якутии, сокращая затраты на энергообеспечение на 35%. Проект «Арктик СПГ 2» демонстрирует инновационный подход: гравитационные платформы и «арктический каскад» для сжижения газа, что снижает капитальные затраты на 20% по сравнению с традиционными методами [3]. Высокие затраты на дизельное топливо и его экологические риски делают актуальным поиск альтернатив, таких как гибридные системы (ДЭС + ВИЭ), которые снижают расход топлива на 3–50% [4].

В исследовании применялись аналитический метод, технико-экономическое моделирование.

Основой исследования служит системно-структурный анализ, который учитывает взаимосвязь параметров перевозок: объема груза, расстояния, типа транспортного средства и климатических условий. Технико-экономические модели строятся на данных о себестоимости перевозок, включая переменные (топливо, зарплата) и постоянные расходы (амортизация, страховка). Регрессионный анализ позволяет выявить зависимости между ключевыми факторами, такими как интенсивность перевозок (от 20 до 5000 т/сут), расстоянием (20–2000 км), и итоговой стоимостью доставки. Автоцистерны и танк-контейнеры остаются основным

способом доставки СПГ на короткие и средние расстояния (до 500 км). Ключевым преимуществом автомобильного транспорта является гибкость: мультимодальные перевозки с использованием полуприцепов позволяют комбинировать доставку по дорогам, железнодорожным путям и морским маршрутам. Однако ограничением служит грузоподъемность: даже крупные цистерны вмещают не более 30 м³ СПГ, что делает этот метод нерентабельным для масштабных поставок. Средняя стоимость перевозки варьируется от 6,9 до 7,6 руб. за тонно-километр, при этом 46% затрат приходится на топливо, 11% – на амортизацию техники, а 10% – на заработную плату водителей (рис. 1).

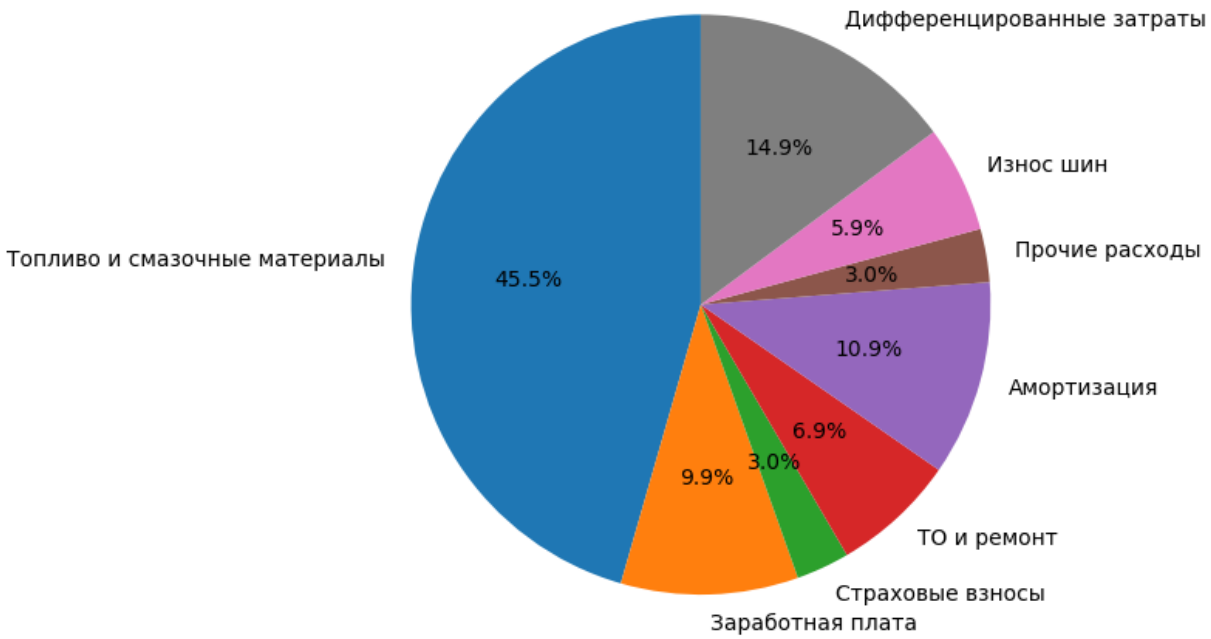


Рис. 1. Структура затрат на перевозку СПГ автомобильным транспортом

Железнодорожный транспорт используется для доставки СПГ на расстояния свыше 500 км, особенно в регионах с развитой инфраструктурой, таких как Урал и Сибирь. Очевидно, что перевозка сжиженного природного газа железнодорожным транспортом в малотоннажном формате сопряжена с комплексом затрат, включая капитальные вложения в специализированный подвижной состав, например, криогенные танк-контейнеры стоимостью 25–30 млн руб. за единицу, и модернизацию терминальной инфраструктуры для обеспечения безопасной перевалки груза. Значительную долю операционных расходов формируют тарифы ОАО «РЖД», которые в 2024 г. достигли 35–40% от общей стоимости перевозки из-за индексации на 10,75% [5]. Дополнительные издержки связаны с энергопотреблением для поддержания температуры -160 °С, регламентным обслуживанием вагонов (до 8% расходов), а также потерями от испарения (0,1–0,3% в сутки), которые критичны для малых партий. Не менее важны логистические расходы: оформление разрешений на транспортировку опасных грузов, страхование и сопровождение, что увеличивает итоговую стоимость на 15–20% (рис. 2).

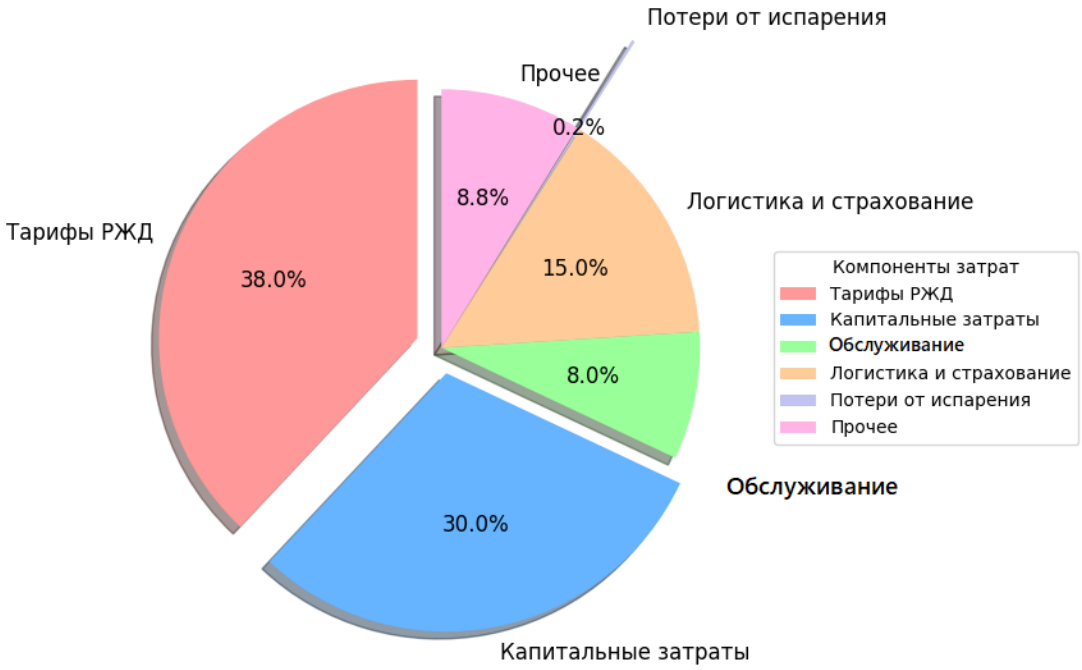


Рис. 2. Структура затрат на перевозку СПГ железнодорожным транспортом

Результаты показывают, что в автомобильной транспортировке наибольшее влияние на себестоимость оказывают топливная составляющая (46–50%) и амортизация оборудования (11–15%). Для снижения расходов компании внедряют энергоэффективные технологии, такие как криогенные насосы с КПД 95% и вакуумно-многослойную изоляцию резервуаров, сокращающую потери СПГ на 0,1–0,3% в сутки. Например, использование автономных газификаторов мощностью 2000 м³/ч позволяет отказаться от внешних источников энергии в удаленных поселках, снижая операционные затраты на 25%.

В результате проведенных исследований предложено использовать разработанные модели и технико-экономические расчеты для планирования логистических цепочек. Например, при выборе между автомобильной и железнодорожной доставкой в регионы Крайнего Севера ключевым критерием становится расстояние: при дистанции свыше 800 км ж/д перевозки оказываются на 15–20% дешевле, несмотря на более высокие тарифы. Другой пример – оптимизация маршрутов бункеровки судов в портах Дальнего Востока, где применение танк-контейнеров снижает простои судов на 30% за счет сокращения времени на погрузку. Несмотря на прогресс, остаются нерешенные проблемы: высокая стоимость строительства криогенных терминалов (от 2 млрд руб. за объект), дефицит квалифицированных кадров и необходимость адаптации международных стандартов безопасности к российским условиям. Однако к 2030 г. ожидается рост рынка малотоннажного СПГ в 3-4 раза, чему способствует запуск проектов, таких как плавучих автоматических заправочных станций в акватории Северного морского пути и создание сети мини-заводов по сжижению газа в Якутии и на Камчатке. Направлениями будущих исследований являются: выбор оптимальной изоляции изотермических резервуаров и применение такой изоляции в различных условиях строительства с учетом экономической

эффективности и экологической безопасности, выбор наиболее подходящих объемов хранения СПГ в отдаленных регионах России и оптимизация технологий строительства изотермических резервуаров.

Литература

1. *Воронов В.А., Любин Е.А., Загороднева Е.Ю.* Экологические аспекты использования дизельного топлива в Арктике // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. № S7. С. 759–767. EDN: UQGEJT

2. *Климентьев А.С.* Автономная газификация на СПГ: перспективы и проблемы // Dprom.online. 2022. 14 октября. URL: https://dprom.online/mtindustry/avtonomnaya-gazeefeekatseeya-na-spg/ (дата обращения: 04.08.2024).

3. «Проект «Арктик СПГ 2» // Нефтегазовая промышленность. 2023. 15 декабря. URL: https://nprom.online/popular/arkteek-spg-2-vsyo-o-proyektye/ (дата обращения: 5.08.2024).

4. *Елистратов В.В.* Энергоснабжение в Арктике с использованием ВИЭ // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 1(133). С. 74–79. EDN: HNRUJB

5. Индексация тарифов ОАО «РЖД» в 2024 году // Транспортная компания Brylov-Logistics. URL: https://tk-logistic.ru/news/rzhd-povyshenie-tarifov-i-novaya-sistema-indeksaczii/ (дата обращения: 07.08.2025).

Анализ перспектив Северного морского пути и энергетических проектов по сжижению природного газа

Терешков Н.Д.*, **Косачук Р.А.****
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*tereshkov777@bk.ru, **r.kosachuk@mail.ru

Ключевые слова: Северный морской путь, сжиженный природный газ, арктическая логистика, конкурентоспособность, экономика

Актуальность работы обусловлена необходимостью российской экономики адаптироваться к постоянно меняющимся условиям ведения бизнеса с иностранными партнерами. В настоящее время Северный морской путь (СМП) обретает новую роль и значение. Активизация его эксплуатации открывает значительные экономические перспективы для России, способствуя укреплению ее статуса крупного поставщика энергоресурсов на мировые рынки. В табл. 1 показана динамика грузооборота по СМП.

Таблица 1. **Грузооборот по СМП, млн т** [1]

Год	Значение	Изменение
2024	37,893	4,52%
2023	36,254	6,26%
2022	34,117	-2,10%
2021	34,850	5,70%
2020	32,97	510,56%
2015	5,4	0

Грузооборот по Северному морскому пути показывает стабильно растущую динамику последние 5 лет, снижение показателя было зафиксировано только в 2022 г., это произошло из-за введения санкционных ограничений со стороны Европейского Союза и возникших трудностей с экспортом энергоносителей. Однако в последующие годы произошло восстановление грузооборота по причине завершения перестройки логистики основных экспортных товаров и развития партнерских отношений со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

Бурный рост грузооборота, начавшийся во второй половине 2010-х гг., обусловлен развитием проектов по сжижению природного газа (СПГ) и в настоящее время более половины грузооборота приходится на проект «Ямал СПГ», реализованный на базе Южно-Тамбейского месторождения, расположенного около порта «Сабетта». По статистике за 2022 г. основная доля грузопотока в акватории Северного морского пути приходится на сжиженный природный газ, его доля составляет 61% в общем объеме перевозок [2].

Ресурсная база Ямало-Ненецкого автономного округа составляет 26,5 трлн куб. м, что составляет 70% общероссийских запасов природного газа. Полуостров Ямал имеет выход только в Северный Ледовитый океан и единственным морским способом доставки СПГ является перевозка товарной продукции по Северному морскому пути.

В настоящее время беспрепятственно функционирует только «Ямал СПГ» и с определенными сложностями работают 2 линии «Арктик СПГ-2». Для достижения годового уровня производства 100 млн т согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 г., утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 № 908-р, будут реализованы: третья линия «Арктик СПГ-2», «Обский СПГ», «Балтийский СПГ», «Мурманский СПГ» и «Арктик СПГ-1». Из этих проектов (за исключением «Балтийского СПГ») все находятся на маршруте, который составляет Северный морской путь [3].

Северный морской путь – это кратчайший судоходный маршрут для перевозки грузов между Европой и странами Азиатско-Тихоокеанского региона. Под акваторией СМП понимается водное пространство, прилегающее к северному побережью Российской Федерации, охватывающее внутренние морские воды, территориальное море, прилежащую зону и исключительную экономическую зону РФ и ограниченное с востока линией разграничения морских пространств с США и параллелью мыса Дежнева в Беринговом проливе, с запада – меридианом мыса Желания до архипелага Новая Земля, восточной береговой линией архипелага Новая Земля и западными границами проливов Маточкин Шар, Карские Ворота, Югорский Шар. Путь через российскую Арктику почти в два раза короче: от Мурманска до портов Японии около 6 тыс. миль, если идти через Суэцкий канал – более 12 тыс. миль. В зависимости от ледовой обстановки судно потратит на этот переход 18 дн., а через Средиземное и Красное моря – около 37 дн.

Для обеспечения бесперебойного, экономически оправданного и независимого от недружественных иностранных партнеров экспорта важнейших для российской экономики товаров, государство назначило инфраструктурного оператора. В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 27.12.2018 № 525-ФЗ инфраструктурным оператором Северного морского пути назначен «РосАтом». Согласно закону «РосАтом» наделен правом реализовывать проекты по строительству инфраструктуры, проводить гидрографическую и топографическую проводку, обеспечивать навигацию судов в акватории Северного морского пути и выдавать разрешения на плавание судов в акватории СМП [4].

В настоящее время в эксплуатации находится 8 атомных ледоколов: «Ямал», «50 лет Победы», «Таймыр», «Вайгач», «Арктика», «Сибирь», «Урал» и «Якутия», однако по прогнозам «РосАтома» для обеспечения достижения цели в 100–150 млн т грузооборота необходимо 15–17 ледоколов.

Стратегия развития Северного морского пути, утвержденная Распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2022 № 2115-р (далее – Стратегия), предусматривает необходимость строительства: головного ледокола проекта №10510 «Лидер» со сроком спуска на воду в 2027 г., пятого и шестого универсальных атомных ледоколов проекта № 22220, а также вспомогательного флота [5].

Важнейшую роль в обеспечении безопасности и устойчивости арктических перевозок играет Минобороны России. В рамках навигационно-гидрографического обеспечения проводятся комплексные океанографические исследования, включая гидрометеорологические и геофизические работы, которые позволяют оценивать ледовую и метеообстановку. Силами гидрографической службы Северного флота продолжается развитие системы навигационного оборудования – только за последний период построены два новых навигационных знака. Все это позволяет своевременно доводить до мореплавателей критически важную информацию, обеспечивая безопасность плавания в суровых условиях Арктики.

Не менее значимым является создание надежной системы аварийно-спасательного реагирования. В западном секторе Арктики действуют Северный и Архангельский филиалы Морской спасательной службы, в восточном – Камчатский, Сахалинский и Приморский. Координацию их работы обеспечивают спасательно-координационные центры в Мурманске и Диксоне, а также подцентры в Архангельске, Тикси и Певеке. На сегодняшний день в распоряжении службы находится более 75 специализированных судов, а в ключевых точках Арктики развернуты пункты передового базирования, укомплектованные оборудованием для оперативного реагирования на разливы нефти и другие чрезвычайные ситуации.

Также для развития грузооборота необходимо реализовать мероприятия по улучшению транспортной инфраструктуры. Согласно Стратегии, планируется строительство объектов федеральной собственности терминала сжиженного природного газа и газового конденсата «Утренний» в порту Сабетта, строительство объектов федеральной собственности терминала «Бухта Север» для проекта «Восток Ойл», строительство морского перегрузочного комплекса сжиженного природного газа в Камчатском крае, строительство морского перегрузочного комплекса сжиженного природного газа в Мурманской области. Параллельно с развитием портовой инфраструктуры будет выполняться строительство железнодорожных магистралей, связывающих Северный морской путь. Такими проектами будет Северный широтный ход «Обская – Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево» [5].

Исходя из вышесказанного, развитие энергетических проектов в Арктической зоне Российской Федерации неминуемо приведет к развитию Северного морского пути, поскольку именно через него проходит экспорт данного вида энергоресурсов. Также и развитие СМП будет способствовать развитию проектов по сжижению газа в российском сегменте Арктики, поскольку недропользователи будут уверены в своевременной и безопасной доставке готовой продукции. Благодаря совместной работе недропользователей, представителей государства и инфраструктурного оператора будет обеспечено выполнение запланированных мероприятий для выполнения Поручений Президента Российской Федерации. Несмотря на сложную политическую и экономическую ситуацию в мире, развитие СМП является приоритетной задачей Российской Федерации в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Чекунков: к 2030 году грузооборот Севморпути достигнет 100 млн тонн // РБК Мурманск. 2025. 1 сентября. URL: https://murmansk.rbc.ru/murmansk/01/09/2025/68b56b9a9a794774274d7cff (дата обращения: 01.09.2025).

2. Путин заявил о возможности перераспределения запасов газа на Ямале // РБК. 2022. 24 января. URL: https://www.rbc.ru/business/24/01/2022/61ee9b599a794713f6d294de (дата обращения: 01.09.2025).

3. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 № 908-р // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202504140013 (дата обращения: 01.09.2025)

4. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон от 27.12.2018 № 525-ФЗ // Консультант Плюс: справочно-правовая система. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_314658 (дата обращения: 01.09.2025).

5. Об утверждении Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 01.08.2022 № 2115-р. URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202208040008 (дата обращения: 01.09.2025).

Системы продвинутого контроля технологического процесса на объединенном береговом технологическом комплексе проекта «Сахалин-2»

Упоров А.И.
ООО «Сахалинская Энергия», г. Южно-Сахалинск, Россия
dron-u@mail.ru

Ключевые слова: оптимизация, алгоритмизация, цифровизация, система усовершенствованного управления технологического процесса

Актуальность данной работы обусловлена вводом в работу в 2023 г. дожимной компрессорной станции (ДКС) в составе участка комплексной подготовки газа – объединенного берегового технологического комплекса ОБТК), который входит в состав интегрированной газовой цепочки проекта «Сахалин-2». Ввод ДКС был реализован в соответствии с требованиями разработки Лунского нефтегазоконденсатного месторождения в связи с естественным снижением пластового давления в процессе разработки и добычи газа и необходимостью обеспечения расчетных экспортных возможностей и технических характеристик товарного газа ОБТК. После ввода в работу ДКС встал вопрос оптимизации технологического процесса для снижения энергозатрат на единицу выпускаемой продукции, повышения надежности производства и снижения участия человека для минимизации риска человеческого фактора.

Целью работы явилась разработка многопеременного регулятора технологического процесса для решения поставленных выше задач.

Общая технологическая схема ОБТК после интеграции ДКС приведена на рис. 1.

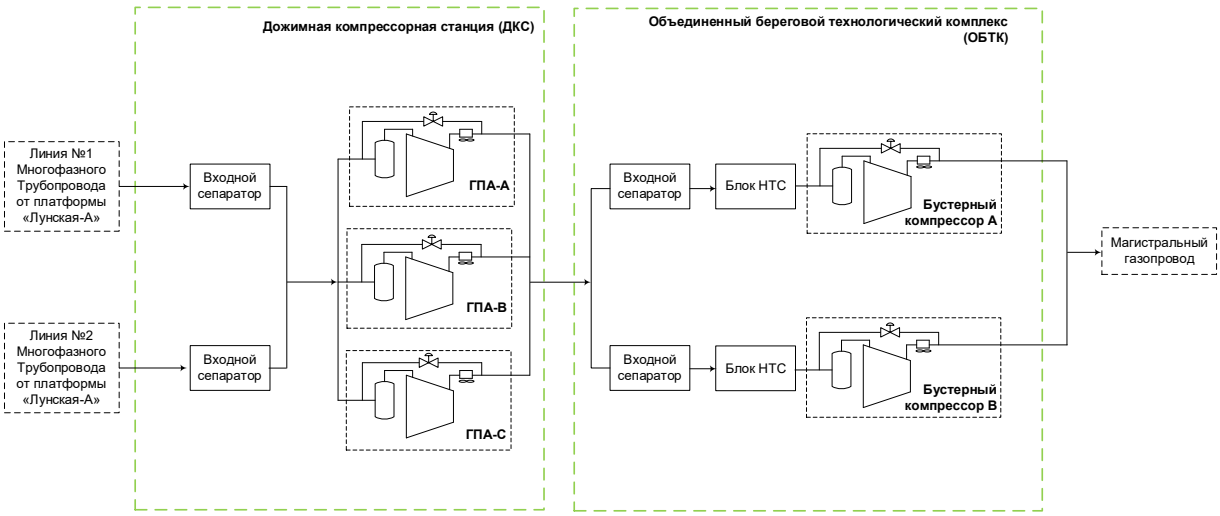


Рис. 1. Упрощенная схема ОБТК в интегрированной газовой цепочке проекта «Сахалин-2»

Основное оборудование, входящее в состав ДКС, можно разделить на несколько групп (см. рис. 1):

– входные сооружения, включающие два входных трехфазных сепаратора для разделения газоконденсатного потока, поступающего по мультифазному трубопроводу от платформы «Лунская-А»;

– три газоперекачивающих агрегата (ГПА), состоящих из газовой турбины, смонтированной на едином валу с компрессором.

Основное оборудование для подготовки газа, входившее в состав ОБТК до интеграции ДКС, можно разделить на несколько групп (см. рис. 1):

– входные сооружения, включающие два входных трехфазных сепаратора (до интеграции ДКС применялись для разделения потока от платформы «Лунская-А»);

– две установки низкотемпературной сепарации для отделения части жидких углеводородов посредством метода низкотемпературной сепарации путем сброса давления газа через клапан Джоуля-Томпсона и обеспечения спецификации по товарному газу;

– два бустерных компрессора, оборудованных электромоторами, для нагнетания давления товарного газа для его транспортировки по трубопроводу на завод по сжижению природного газа.

Для достижения оптимизации и улучшения энергоэффективности измененного технологического процесса было решено прибегнуть к концепции системы усовершенствованного управления технологического процесса (СУУТП). Данная система представляет собой программно-аппаратный комплекс, который является надстройкой над базовой системой – автоматизированной системой управления технологическим процессм (АСУТП) и предназначен для повышения эффективности технологического процесса за счет улучшения качества управления и осуществления непрерывной оптимизации технологического процесса по заданным экономическим критериям.

Преимущества работы приложения СУУТП перед базовым – АСУТП:

– регистрация возмущающих воздействий и выработка упреждающего управляющего воздействия;

– осуществление многопеременного управления технологическим процессом, учитывая взаимовлияние параметров;

– использование виртуальных анализаторов, что позволяет реализовать контуры управления по показателям качества продуктов;

– использование предиктивной функции определения значения технологической переменной в будущем на основе математической модели и заложенных в ней параметров переходного процесса.

Задача по разработке СУУТП на ОБТК была разбита на следующие этапы:

– Разработка и постановка цели и задач регулирования.

– Составление философии управления технологическим процессом, определение управляющих и контролируемых переменных.

– Создание программы пошаговых тестов и их выполнение на реальном технологическом процессе. Данный этап необходим для получения данных динамической зависимости между связанными переменными для их последующего анализа и интерпретации.

– Анализ собранных технологических данных по итогам пошаговых тестов, выполнение идентификации моделей переходного процесса. Выполнение оцифровки зависимости между технологическими переменными по типу модели переходного процесса.

– Построение математической модели в многопеременном регуляторе и создание самой структуры контроллера. Итогом стало построение математической модели типа «вход – выход» между взаимозависимыми переменными с параметрами переходного процесса, полученными на предыдущем этапе.

– Выполнение симуляции и оффлайн-настройки многопеременного регулятора СУУТП.

– Подготовка конфигурации в распределенной системе управления для работы многопеременного регулятора в онлайн-режиме.

– Пусконаладка и настройка на реальном технологическом процессе.

– Подготовка материалов и проведение обучающих сессий для персонала отдела эксплуатации.

По завершении данного проекта была введена в работу СУУТП на базе многопеременного регулятора, выполняющая основные задачи по контролю критических технологических параметров, таких как:

– давление в мультифазном трубопроводе от платформы «Лунская-А» на ДКС (данный параметр определяет давление пласта и позволяет обеспечить рациональную разработку месторождения без снижения добычи);

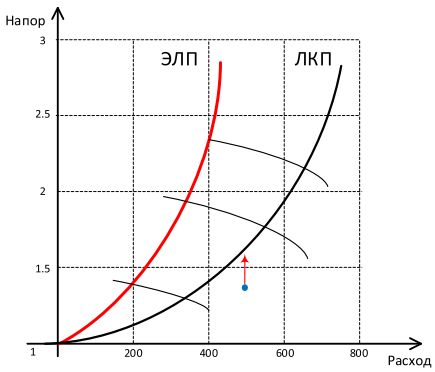
– рабочая точка ГПА, определяющая близость к линии контроля помпажа и, соответственно, сохранение определенной безопасной границы до начала предпомпажного состояния;

– допустимая нагрузка бустерных компрессоров;

– рассчитанное значение криконденсермы (точки росы) экспортного газа.

Основным назначением уровня СУУТП является поддержание технологических параметров на требуемом уровне, а также реализация оптимизационных функций. Оптимизационной задачей было определено обеспечение максимальной загрузки ГПА. Максимальная загрузка ГПА позволяет обеспечить запас мощности или минимизировать загрузку бустерных компрессоров ОБТК. Это, в свою очередь, позволяет обеспечить качество товарного газа при сокращении энергопотребления на единицу товарной продукции.

Задача оптимизации сводится к тому, чтобы сместить рабочую точку от кривой противопомпажного регулирования (рис. 2). Достижение поставленной задачи возможно посредством создания противодавления клапаном Джоуля-Томпсона на стороне установки низкотемпературной сепарации. Также одним из механизмов создания высокого противодавления является давление на линии приема бустерных компрессоров.



ЛКП – линия контроля помпажа;
ЭЛП – эквивалентная линия помпажа

Рис. 2. Расположение рабочей точки системы противопомпажного регулирования

В результате применения описываемого решения были достигнуты следующие количественные показатели:

1. Экономический эффект от реализации данного решения в денежном эквиваленте составил ~ 58 млн руб. в год.

2. Сокращено количество потребляемой мощности бустерными компрессорами до 8%.

3. Сокращено количество вмешательств операторов центрального пункта управления (ЦПУ) на 3,15 действия в час, что эквивалентно 4 ч/сут.

Процесс интеграции ДКС в состав ОБТК ООО «Сахалинская Энергия» сыграл важную роль в рамках проекта «Сахалин-2» и подтвердил способность Общества к самостоятельному освоению технологий.

Своевременный и успешный пуск ДКС обусловлен тем, что проблемы, возникавшие во время интеграции, своевременно анализировались и решались посредством применения эффективных схем управления. Одним из ключевых изменений явилась разработка СУУТП, которая позволила:

– Достичь более точного, быстрого, надежного и автономного регулирования технологического процесса существующей АСУТП, что повысило стабильность технологического процесса, а также облегчило поддержание качества производимой продукции на требуемом уровне.

– Оптимизировать работу ГПА за счет смещения рабочей точки относительно кривой противопомпажного регулирования, что позволило обеспечить запас по мощности и минимизировать загрузку дожимных компрессоров ОБТК, что, в свою очередь, позволило обеспечить поддержание качества товарного газа, обеспечив максимальные мощности производства.

– Снизить количество воздействий оператора ЦПУ, необходимых для поддержания стабильного технологического процесса.

– Увеличить надежность и стабильность производственного процесса за счет уменьшения возмущающих воздействий со стороны процесса, а именно при внеплановых остановах ГПА или одной из двух технологических линий.

– Обеспечить экономию ресурса оборудования путем контроля возможности перегрузки компрессоров, что, в свою очередь, увеличивает срок службы и сокращает частоту возможных отказов оборудования.

Автоматизация взаимодействия стадий жизненного цикла АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти с использованием онтологий

Шишенков М.А.
ООО «НИИ Транснефть», г. Москва, Россия
shishenkovma@gmail.com

Ключевые слова: интероперабельность, жизненный цикл, онтология, автоматизированная система управления технологическим процессом, транспорт нефти

Актуальность работы обусловлена потребностью в надежном обмене структурированными данными между различными стадиями жизненного цикла (ЖЦ) автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) объектов трубопроводного транспорта нефти. Форматы разметки, в частности XML, являются широко распространенным стандартом для структурированного представления данных, однако процессы формирования XML-файлов, строго соответствующих схемам (XSD) систем-потребителей на разных стадиях ЖЦ (проектирование, разработка программного обеспечения, ввод в эксплуатацию, эксплуатация, реконструкция), характеризуются высокой сложностью. Ручное создание XML или использование шаблонов без глубокой семантической валидации сопряжено с риском ошибок, приводящих к несоответствиям между данными и ожидаемой схемой потребителя. Это приводит к увеличению числа итераций согласования, увеличивает временные затраты на подготовку данных для интеграции между стадиями ЖЦ, создает риск использования недостоверной информации, повторного ввода. Для АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти существует потребность в разработке технологии, упрощающей задание схем данных, но гарантирующей корректность данных и автоматизирующей их генерацию в требуемом формате для обеспечения бесперебойного обмена между стадиями ЖЦ. Целью работы является разработка и программная реализация подхода, основанного на формальных онтологических моделях, для автоматизации формирования XML-документов, обеспечивающих надежный и семантически согласованный обмен данными между различными стадиями жизненного цикла АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3]. Потребность в применении онтологий для автоматизации и централизации обработки информации об АСУТП объектов трубопроводного транспорта нефти показана в работе [1]. Использование онтологической модели предметной области в совокупности с моделью желаемой схемы данных для формализации и автоматизации процессов выгрузки, преобразования и загрузки данных описано в работе [2]. Пример применения онтологической модели для автоматизации формирования программного обеспечения систем автоматизации показан в работе [3]. В работе [4] рассмотрена онтологическая модель верхнего уровня, позволяющая вести структурированное описание АСУТП. В работе [5] подробно раскрыто, что применение онтологических моделей для связи различных стадий жизненного цикла автоматизированных систем является одним из методов снижения ошибок, вызванных интерпретацией результатов предыдущих стадий жизненного цикла и повторным вводом информации.

Методология: организация информационного обмена между стадиями ЖЦ и платформы для хранения данных с использованием совокупности формальных онтологических моделей (OWL, RDFS) в качестве единой спецификации целевого XML-формата. Онтологии явно задают структуру и семантику генерируемого XML-документа, кодируя в понятиях классов, связей и атрибутов требования систем-потребителей на разных стадиях ЖЦ. Заполнение данными осуществляется через специализированные интерфейсы с валидацией на соответствие онтологическим ограничениям. После валидации выполняется автоматическое преобразование данных, хранящихся в онтологии, в валидный XML-документ с использованием разработанного алгоритма на Python и программной библиотеки Owlready2 [6]. В ходе автоматического преобразования онтологии в XML-документ осуществляется проверка кардинальности связей и логических ограничений схемы данных, зафиксированных в онтологии.

Результаты: схема взаимодействия программного обеспечения (ПО) – системы автоматизации проектных работ (САПР), среды разработки кода программируемого логического контроллера (ПЛК) и текстового редактора – применяющегося на различных стадиях ЖЦ АСУТП с использованием онтологических моделей, и обмена XML-представлениями содержания моделей представлена на рис. 1.

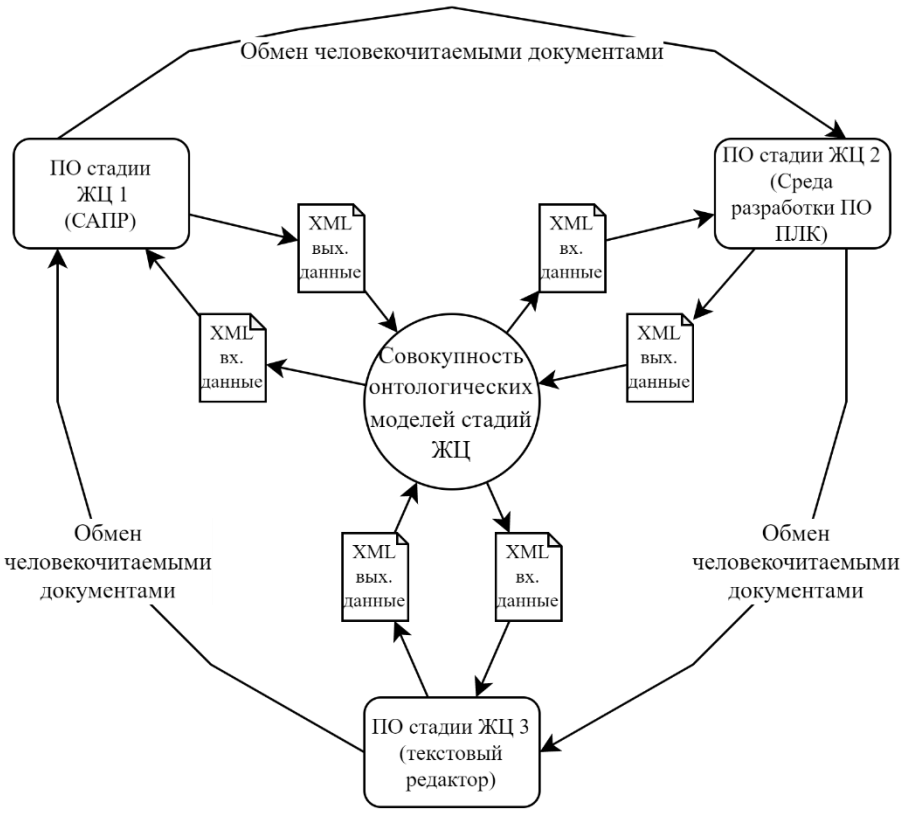


Рис. 1. Схема взаимодействия стадий жизненного цикла с использованием автоматически интерпретируемых с помощью совокупности онтологических моделей XML-представлений данных

Применение предлагаемого подхода для автоматизации взаимодействия стадий ЖЦ АСУТП обеспечивает предварительную валидацию информации на уровне онтологии, исключающую

синтаксические и семантические несоответствия в схеме данных потребителя. Генерация XML-файлов из представленных в онтологической модели верифицированных данных позволяет исключить человеческое участие в информационном обмене между ПО различных стадий ЖЦ. Гибкость и адаптивность информационного обмена обеспечивается централизацией в онтологической модели описания и изменения требований к XML-схемам представления данных без необходимости изменения алгоритмов генерации и чтения XML-документов на стороне ПО стадий ЖЦ. Онтология задает общую семантическую прослойку, облегчающую преобразование данных из различных источников стадий ЖЦ в целевой XML-формат.

В работе предложена технология применения совокупности онтологических моделей в качестве единой спецификации формата данных для обмена между стадиями ЖЦ АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти и хранилища экземпляров для последующей автоматизированной генерации XML-файлов. Разработан обеспечивающий соответствие данных спецификациям Python-алгоритм формирования валидных XML-документов из онтологии. Предложен процесс стандартизированного информационного обмена между стадиями ЖЦ АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти с использованием онтологий. Интеграция онтологического моделирования с автоматизированной генерацией XML представляется перспективным методом повышения надежности и эффективности подготовки данных для взаимодействия стадий жизненного цикла АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти.

Литература

1. *Шишенков М.А.* Применение онтологий для автоматизации обработки информационных ресурсов объектов транспорта нефти // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2024. С. 394–396. EDN: EYLUWN

2. *Skoutas D., Simitsis A.* Designing ETL processes using semantic web technologies // Proceedings of the 9th ACM International Workshop on Data Warehousing and OLAP – DOLAP ’06. New York: Association for Computing Machinery, 2006. P. 67–74. https://doi.org/10.1145/1183512.1183526.

3. *Dubinin V., Vyatkin V., Yang C.-W., Pan, C.* Automatic generation of automation applications based on ontology transformations // Proceedings of the 2014 IEEE Emerging Technology and Factory Automation (ETFA), Barcelona, Spain, 16–19 September 2014. https://doi.org/10.1109/etfa.2014.7005293

4. *Шишенков М.А., Чужинов Е.С.* Онтологическое описание автоматизированных систем управления технологическим процессом // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2025. № 1(618). С. 15–24. EDN: ROIMHP

5. *Куликова А.А.* Методы и средства формирования и использования онтологий проектов в процессе проектирования автоматизированных систем: Дис. … канд. техн. наук. Ульяновск, 2022. 207 с. EDN: JYNPBT

6. *Lamy J.B*. Owlready: Ontology-oriented programming in Python with automatic classification and high-level constructs for biomedical ontologies // Artificial Intelligence in Medicine. 2017. Vol. 80. P. 11–28. https://doi.org/10.1016/j.artmed.2017.07.002

СЕКЦИЯ 5.
Геотехнологии в альтернативной энергетике: водород, геотермальная энергия, гидроминеральные ресурсы

Геоминеральные ресурсы юга Тюменской области

Гуляева Ю.В.
Тюменский индустриальный университет, Нефтегазовый институт, г. Тюмень, Россия
bespalova_y@mail.ru

Ключевые слова: йод, бром, термальные воды, промышленные воды

Актуальность работы обусловлена интенсивной эксплуатацией ресурсов минеральных подземных вод в связи с развитием санаторно-курортной деятельности и туристического бизнеса. Горячие минеральные источники являются одним из наиболее востребованных туристических направлений в Тюменской области. Гидроминеральные ресурсы подземных вод юга Тюменской области характеризуются высокими концентрациями солей и минералов, наиболее ценными из которых считаются йод и бром.

Гидроминеральное сырье региона обладает и высокой промышленной ценностью. Йод, содержащийся в водах, является ценным сырьем для химической промышленности. Он используется в производстве лекарств, дезинфицирующих средств, фотоматериалов и других продуктов. Бром в подземных водах – важный ресурс для производства антипиренов, буровых растворов, химреагентов, дезинфектантов и фотоматериалов. Бромидные воды применяются в бальнеологии. Кроме медицины и химии, йодобромные воды используются в сельском хозяйстве в качестве удобрений и водоподготовки.

В исследуемом районе термальные минеральные воды заключены в отложениях готерив-баремского водоносного горизонта, который входит в состав неокомского гидрогеологического комплекса в пределах мезозойского бассейна Западно-Сибирского мегабассейна [1, 2]. Залегает комплекс на глубинах от 300 до 1800 м, реже более, имеет мощность от 200 до 1000 м. Исследуемые подземные воды относятся к зоне затрудненного водообмена. В настоящее время ионно-солевой состав изучаемых вод сбалансирован, воды обогащены йодом и бромом, перешедшими в них из морских осадков стадии седиментогенеза, а также из элизионных вод, отжатых из битуминозных глинистых пород на стадии катагенеза. Химический состав природных вод отражает природные ландшафты, на которых развиваются процессы взаимодействия неживого и живого вещества биосферы Земли [3]. Температура пластовых вод варьирует от 20 до 95°С. При вскрытии скважинами воды самоизливаются, избыточные напоры превышают уровень поверхности земли на 20–60 м. В ряде скважин при длительном самоизливе температура воды достигает 65–70 °С (Колпашево, Омск, Тобольск и др.). Коэффициент водопроводимости составляет в среднем 35,4 $м^2$/сут. Дебиты скважин при самоизливе измеряются десятками и сотнями $м^3$/сут. при удельных дебитах – 0,03–100 л/сек. Подземные воды готерив-барремских отложений характеризуются высокими избыточными давлениями на устьях скважин, нередко достигающими 6–7 атм (в среднем 4–6 атм). Уклон пьезометрической поверхности водоносных горизонтов готерив-барремских отложений изменяется от 0,4 м/км на крайнем юго-западе бассейна до 0,05 м/км в центральных районах.

Подземные воды исследуемого комплекса имеют хлоридный натриевый ионно-солевой состав с минерализацией от 8,2 до 26,5 г/дм^3. Воды содержат незначительное количество сульфатов и на большей площади распространения являются практически бессульфатными.

В неокомском гидрогеологическом комплексе минерализация термальной воды увеличивается с юга на север в направлении общего потока подземных вод глубоких горизонтов бассейна: от 1–3 г/л на юге и востоке (Ипатово, Колпашево и др.) до 15–25 г/л на севере (Омск, Тобольск, Тара, Сургут и др.). Состав вод также изменяется от азотного гидрокарбонатного натриевого до метанового хлоридного натриевого. В отложениях неокома преимущественно распространены бромные, йодобромные и йодобромные борные минеральные воды, причем в краевых частях бассейна, в основном, развиты бромные (район г. Тюмени) и йодобромные воды. Содержание йода в водах неокомских отложений по направлению от обрамления к центральным частям бассейна увеличивается от 0 до 27–33 мг/дм^3, повышаясь пропорционально увеличению общей минерализации вод. Температура в пласте составляет +48–56 °С, на устье скважины +37–42–°С. Газонасыщенность вод увеличивается к центру артезианского бассейна от 0,01 до 1,0 и более при метановом и азотно-метановом составе.

Неокомский гидрогеологический комплекс подстилает юрский, залегающий на складчатом фундаменте. Мощность юрского комплекса колеблется от 100 до 1000 м и более. Юрские отложения имеют весьма слабую водообильность: расходы скважин при самоизливах составляют чаще всего 20–100 м^3/сут. и лишь в отдельных пунктах достигают 300–400 м^3/сут. (скв. № 7-П – Центр реабилитации «Тараскуль»; скв. № 13-Б – санаторий «Сибирь»). Почти на всей площади развития юрский комплекс заключает метановые хлоридные натриевые термальные воды, минерализация которых изменяется от 5–10 г/л на периферии до 50 г/л, редко более в центре. Йодобромные воды, приуроченные к юрским отложениям, имеют весьма ограниченное распространение и приурочены в том числе к Тюменскому району. Характерно, что независимо от величины минерализации наблюдается увеличение содержания йода от краевых к центральным частям бассейна. Большее распространение имеют йод-бром-борные, йод-бром-кремнистые и бром-кремнистые воды. Максимальные значения концентрации йода 16–21 мг/дм^3. Содержание брома в Тюменском районе не превышает 30–50 мг/дм^3. Воды термальные. Температура вод в пласте составляет +56–70 °С, на устье при максимальном дебите – +42–56 °С. Для юрского водоносного комплекса отмечается увеличение газонасыщенности вод и изменение состава газов от азотных до метановых от обрамления к центру бассейна. Подземные воды юрских отложений используются для бальнеолечения в Центре реабилитации «Тараскуль» (скважина № 7-П).

По состоянию на 01.01.2023 г. на Государственном балансе РФ на территории юга Тюменской области числятся 43 месторождения (участка) минеральных подземных вод с общими запасами: балансовыми – 13,213 тыс. м^3/сут. (кат. А – 2,508 тыс. м^3/сут., кат. В – 10,213 тыс. м^3/сут., кат. $С_1$ – 0,492 тыс. м^3/сут., кат. $С_2$ – 0 тыс. м^3/сут.) и забалансовыми – 0,5 тыс. м^3/сут. Из общего количества месторождений 23 находятся в распределенном фонде недр. В 2022 г. действовало 22 лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу или разведку и добычу минеральных подземных вод месторождений. Объем минеральной воды, добытой в 2022 г., составил 1,333 тыс. м^3/сут. – это 10% от общих запасов минеральных вод по Тюменской области.

Наиболее крупными месторождениями юга Тюменской области по балансовым запасам категорий $A+B+C_1+C_2$ являются: Тюменское-Центральное – 1,673 тыс. $м^3$/сут. и Молчановское – 1,460 тыс. $м^3$/сут. Наибольший объем минеральных подземных вод в 2022 г. добыт из Сосновоборского – 0,355 тыс. $м^3$/сут. и Тараскульского – 0,301 тыс. $м^3$/сут. месторождений.

Среди промышленных вод региона следует отметить Тюменское месторождение йодных вод – крупнейшее в России по запасам йодных вод: содержит 46,8% общероссийских запасов. Месторождение было открыто и изучено в период с 1958 по 1975 гг. [4]. Запасы йодных вод месторождения учитываются в нераспределенном фонде недр и на 01.01.2021 г. составляли (в сумме по участкам): категория A+B+C1 – 174,8 тыс. $м^3$/сут., категория C2 – 9,5 тыс. $м^3$/сут.

В гидрогеоэкологическом аспекте одной из наиболее актуальных проблем при пользовании недрами для добычи подземных минеральных вод на юге Тюменской области является удаление использованных послепроцедурных вод. Недропользователь вынужден либо разбавлять минеральную воду пресной, что создает дополнительную цепочку проблем (требуемый для разбавления объем пресной воды не может быть получен из городского водопровода, здесь необходимо бурение водозаборных скважин, получение лицензии, постановка запасов на баланс, проектная документация, бурение наблюдательной скважины, мониторинг), либо устанавливать высокопроизводительное опреснительное оборудование [5]. Разливы геотермальных вод приводят к засолению почв водосборов и нарушению гидорохимического режима рек вблизи фонтанирующих скважин, например Молчановской 5-Б, Черкашинской №36-РГ [6]. Оптимальным вариантом с точки зрения природоохранного законодательства является утилизация использованных послепроцедурных вод в глубокие водоносные горизонты. Данная практика широко применяется на территориях нефтедобывающих предприятий при размещении излишков попутных вод, невостребованных системой поддержания пластового давления [5]. Для целей размещения послепроцедурных вод подобная утилизация подлежит оценке и обоснованию.

Таким образом, термальные минерализованные воды на территории Тюменской области распространены повсеместно, характеризуются специфическими особенностями, обусловленными геологическими условиями, спецификой химического и газового составов и другими показателями. Неоднократно подтвержденная экономическая целесообразность эксплуатации гидроминеральных ресурсов региона, обусловленная повышенным содержанием ценных компонентов (йода и брома), определяет необходимость проведения дальнейших комплексных исследований.

Литература:

1. *Матусевич В.М.*, *Абдрашитова Р.Н.* Геодинамическая концепция в современной гидрогеологии на примере Западно-Сибирского мегабассейна // Фундаментальные исследования. 2013. № 4-5. С. 1157–1160. EDN: PXMLET

2. *Смокотина И.В.* Биостратиграфия нижней юры в опорных разрезах юго-западной части Сибирской платформы (обзор) // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Научные материалы V Всероссийского совещания. Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013. С. 205–208. EDN: XSGZBR

3. *Чистякова Н.Ф.*, *Кочуров Б.И.* Термальные йодо-бромные воды юга Западной Сибири: состав и распространение // Проблемы региональной экологии. 2024. № 1. С. 50–56. https://doi.org/10.24412/1728-323X-2024-1-50-56

4. Промышленные воды // Тюменский филиал Территориального фонда геологической информации по Уральскому федеральному округу. URL: http://tmntfgi72.ru/Promislinie_vodi (дата обращения: 22.08.2025).

5. *Павленко О.Л.* Гидрогеологические вопросы позиционирования Тюмени в качестве термальной столицы России // Гидрогеология 2021: Труды I Всероссийской научно-практической конференции по поиску, разведке и эксплуатации подземных вод. М.: Перо, 2021. С. 78–87. EDN: JOCAAE

6. *Александров А.С., Бешенцев В.А., Альжанова А.С.* Временная изменчивость химического состава вод скважины Черкашинской № 36-РГ (Тобольский район Тюменской области) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024. № 1(163). С. 30–41. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2024-1-30-41

Методические эксперименты по оценке биопроизводства водорода штаммом *Thermotoga caldifontis*

Мельник А.Д.[1]*, **Подосокорская О.А.**[2]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
2 – Федеральный исследовательский центр «Фундаментальные основы биотехнологии» РАН, г. Москва, Россия
*14amelnikd@gmail.com

Ключевые слова: водород, темное брожение, микробные биотехнологии, газоконденсат

Водород рассматривается как одно из ключевых экологически чистых топлив будущего благодаря высокой энергетической плотности и отсутствию выбросов CO_2 при его использовании. Темное брожение – комплексный биотехнологический процесс, при котором анаэробные микроорганизмы расщепляют органические субстраты с терминальным образованием водорода, и попутным образованием углекислого газа и летучих жирных кислот [1]. В контексте применения данного процессе в отработанных месторождения нефти особый интерес представляют гипертермофильные бактерии рода *Thermotoga*, способные эффективно функционировать при температурах 70–90 °C, что делает их адаптированными к условиям глубоких нефтяных резервуаров. Выведенные из эксплуатации нефтяные и газовые месторождения представляют собой богатую органическим углеродом среду с высокими температурами и давлением, что делает их перспективными подземными биореакторами для биопроизводства водорода. Исследования показали, что штаммы *Thermotoga* могут разлагать нефть и н-гексадекан с образованием водорода, а добавление эмульгаторов и сахаров повышает выход газа в несколько раз [2]. В таких условиях ключевым фактором является подавление конкурирующих процессов, например метаногенеза, снижающего концентрацию водорода. Высокая буферная емкость карбонатных пород и возможность регулировать солевой состав среды открывают дополнительные перспективы оптимизации процесса. Производство водорода может стать альтернативным методом использования отработанных месторождений. Однако для промышленного внедрения технологии требуется разработка методов масштабирования процессов ферментации и повышения их стабильности. Таким образом, интеграция микробиологических и инженерных подходов делает разработку устойчивых биоплатформ для производства водорода в истощенных месторождениях крайне актуальной.

Культивирование штамма *Thermotoga caldifontis* проводили в течении 7 дней в герметичных флаконах объемом 50 мл, (20 мл среды) при температуре 80 °C. В качестве питательных субстратов использовали декстрозу и ксилан, отдельные пробы содержали порядка 1% газоконденсата. Для культивирования использовали анаэробно приготовленную модифицированную среду Пфеннига [3], включающую следующие основные компоненты: $MgCl_2 \cdot 2H_2O$; $CaCl_2 \cdot 6H_2O$; KCl; NH_4Cl; KH_2PO_4; NaCl (концентрация 0,33 г/л), а также NaCl (5 г/л). Полученный раствор доводили до кипения в атмосфере азота. После охлаждения вносили $Na_2S \cdot 9H_2O$ – 0,3 г/л и дрожжевой экстракт – 0,1 г/л. На 1 л дистиллированной воды добавляли

по 1 мл концентрированных растворов витаминов [4] и микроэлементов [5]. pH среды доводили до значения 7,5 растворами 6N HCl либо 1N NaOH. Нерастворимый субстрат вносили до стерилизации в концентрации около 1–2 г/л (табл. 1).

Таблица 1. **Результаты измерений концентрации H_2 в различных экспериментальных культурах и контрольных опытах**

№	*Thermotoga*	Газо-конденсат	Субстрат	Конц-я H_2 (%)	ppm	ln(ppm)
Контроль 1	-	-	-	0,001	10,2	2,32
Контроль 2	-	+	-	0,004	41,7	3,73
Опыт 1	+	-	-	0,536	5362,7	8,59
Опыт 2	+	+	-	0,370	3701,6	8,22
Опыт 3	+	-	+	6,098	60976,3	11,01
Опыт 4	+	+	+	5,420	54201,3	10,90

Исследования концентрации водорода в пробах газовой фазы накопительных культур выполнялись на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000» (ЗАО СКБ «Хроматэк», Йошкар-Ола) (рис. 1).

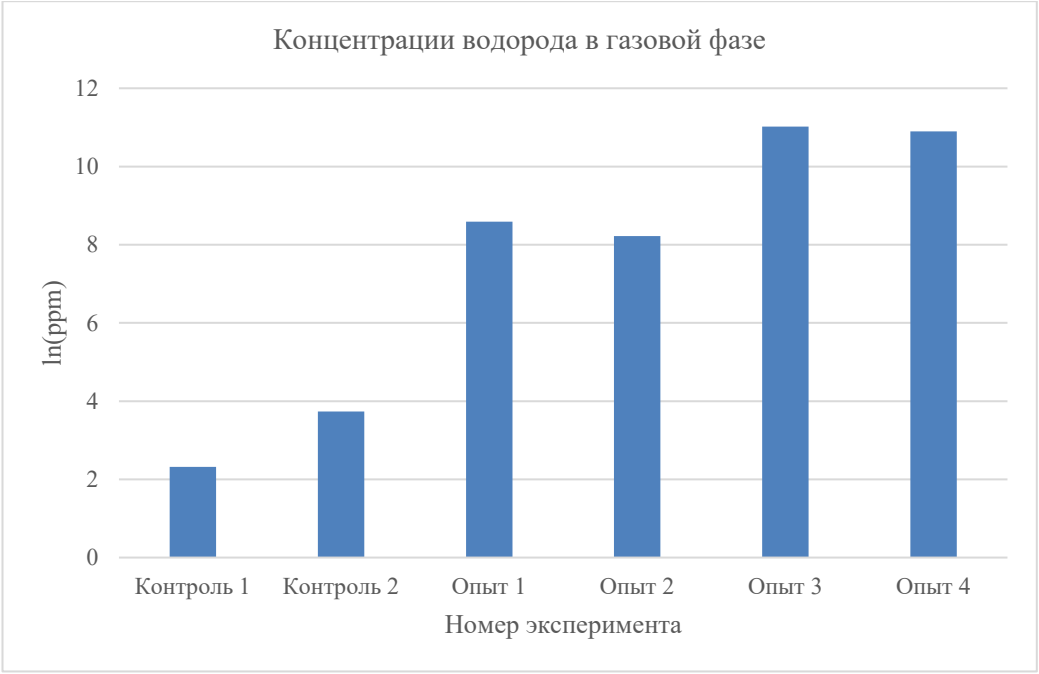


Рис. 1. Сопоставление натуральных логарифмов концентраций водорода в разных экспериментальных условиях

В лабораторных экспериментах штамм *Thermotoga caldifontis* показал приемлемую продуктивность водорода при ферментации сахаров, достигая концентрации более 60 000 ppm в газовой фазе. Присутствие газоконденсата не оказывало значительного ингибирующего эффекта

на рост культуры и образование водорода, а добавление сложных субстратов повышало выход газа.

Полученные данные подтверждают потенциал гипертермофильных бактерий рода *Thermotoga* для биоконверсии углеводородов в водород в условиях нефтегазовых месторождений. Лабораторные эксперименты по культивированию штамма *Thermotoga caldifontis* показывают, что биопродуктивность штамма в присутствии газоконденсата снижается незначительно. Дальнейшие исследования будут направлены на моделирование пластовых условий (высокое давление, соленость, состав нефти) и поиск штаммов, лучше адаптированных к экстремальным условиям, что позволит разработать устойчивые биотехнологические подходы для использования выведенных из эксплуатации месторождений как подземных биореакторов.

Литература

1. *Hawkes F.R., Hussy I., Kyazze G.* et al. Continuous dark fermentative hydrogen production by mesophilic microflora: principles and progress // International Journal of Hydrogen Energy. 2007. Vol. 32, No. 2. P. 172–184. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.08.014

2. *Veshareh M.J., Nick H.M., Feilberg K.L.* et al. The light in the dark: In-situ biorefinement of crude oil to hydrogen using typical oil reservoir Thermotoga strains // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, No. 8. P. 5101–5110. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.118

3. *Pfennig N.* Anreicherungskulturen für rote und grüne Schwefelbakterien // Zentralblatt für Bakteriologie, Parasitenkunde, Infektionskrankheiten und Hygien. Abteilung: Allgemeine, landwirtschaftliche und technische Mikrobiologie. 1965. Bd. 1. S. 503–504.

4. *Wolin E.A., Wolin M.J., Wolfe R.S.* Formation of methane by bacterial extracts // Journal of Biological Chemistry. 1963. Vol. 238, No. 8. P. 2882–2886. https://doi.org/10.1016/S0021-9258(18)67912-8

5. *Кевбрин В.В., Заварзин Г.А.* Влияние соединений серы на рост галофильной гомоацетатной бактерии *Acetohalobium arabaticum* // Микробиология. 1992. Т. 61, № 5. С. 812–817.

Оценка упругих характеристик песчаников при хранении водорода совместно с метаном

Сафарова Е.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
safarova@ipng.ru

Ключевые слова: водород, упругие характеристики, песчаник, фильтрационно-емкостные свойства

Водород обладает высокой способностью мигрировать в пористой среде и способен вступать в реакции с породообразующими минералами. В случае хранения в осадочных породах, таких как песчаник, минералогические превращения из-за присутствия водорода могут изменить пористую структуру породы, ее устойчивость, а также повлиять на герметичность резервуара хранения. Фактически окислительно-восстановительные реакции, вызванные водородом, могут изменить минеральную ассоциацию породы и модифицировать растворение и осаждение минералов [1]. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЭС) пород могут варьировать в результате этих минералогических преобразований. В случае хранения водорода в осадочных породах ожидаются изменения пористой структуры породы, и это может повлиять на емкость подземного хранения газа.

Научный подход к изучению физико-механических свойств песчаников при заданных термобарических условиях основан на предшествующем экспериментальном опыте [2] по оценке ФЭС и химического состава песчаников под воздействием водорода. В данной работе давление водорода составляло 0,6–0,7 МПа, и эксперимент длился всего лишь 7 сут. В результате после воздействия водородом пористость и проницаемость снизились на 4,6% и 7,9%, соответственно. Изменение химического состава пород до и после воздействия водородом незначительно. По мнению авторов, снижение пористости и проницаемости связано с ослаблением пород при воздействии водорода. При этом исследователи отмечают необходимость проведения эксперимента на более длительных временах.

Таким образом, в целях дальнейшего развития представлений о трансформации упругих свойств песчаников были проведены эксперименты для проверки возможности минеральных превращений в присутствии водорода в газовой фазе как для высушенных (экстрагированных) образцов песчаников, так и для «сохраненного» керна в состоянии влагонасыщенности, приближенной к пластовым условиям, с моделированием термобарических условий хранилища. Исследование направлено на оценку воздействия водорода на физико-механические характеристики песчаника в условиях естественного хранения водорода совместно с метаном [3].

В рамках исследований по оценке степени преобразования физико-химических свойств песчаников при взаимодействии с метано-водородными смесями (МВС) были проведены экспериментальные работы на керновом материале. В работе использовались песчаники и пробы пластовых вод Касимовского пластового хранилища газа (ПХГ) из пласта-коллектора щигровского горизонта (D3sc).

В развитие представлений о трансформации упругих свойств песчаников были проведены эксперименты для проверки возможности минеральных превращений в присутствии водорода в газовой фазе как для высушенных (экстрагированных) образцов песчаников, так и для «сохраненного» керна, который содержался в состоянии, близком к максимальной молекулярной влагоемкости.

Образцы песчаников подвергались длительной выдержке в автоклавах (рабочее давление 8 МПа, температура 24 °С) на 2,5 мес. с закачанной водород-метановой смесью (20% – H_2, 80% – CH_4).

Ультразвуковое сканирование образцов проводилось с помощью импульсного динамического метода. Определение скоростей и упругих свойств образцов проводится путем многократного ультразвукового зондирования образца при помощи комплекта аппаратуры, состоящего из генератора-приемника ультразвуковых сигналов «Olympus 5072 PR» (производство США) и пар датчиков *P* и *S* волн «Panametrics» (производство США). Для исследования образцов использовались датчики с собственной частотой колебаний 5 МГц и диаметром 6 мм. В каждом из образцов измерения скоростей упругих волн проводились в трех направлениях: вдоль оси образца, и по двум взаимно ортогональным пересекающимся диаметральным трассам на уровне середины высоты образца. Для каждой из трасс определялись времена пробега продольной волны и поперечных волн, поляризованных перпендикулярно оси образца и параллельно оси образца. Для улучшения точности определения скоростей каждое измерение проводилось 5 раз, результаты осреднялись.

На основе известных волновых свойств и плотности образцов вычислялись динамические упругие характеристики породы – модуль Юнга ($E_д$) и коэффициент Пуассона ($\mu_д$) на основе следующих зависимостей:

$$E_д = Vs^2 \rho \frac{3Vp^2 - 4Vs^2}{Vp^2 - Vs^2}, \quad (1)$$

$$\mu_д = \frac{(\frac{Vp^2}{Vs^2} - 2)}{2(\frac{Vp^2}{Vs^2} - 1)}, \quad (2)$$

где $E_д$ – модуль Юнга; $\mu_д$ – коэффициент Пуассона; ρ – плотность породы; $V_р$ и V_s – скорости продольной и поперечной волн, соответственно.

Результаты определения скоростей прохождения упругих волн приведены в табл. 1. Из данных таблицы следует, что скорость распространения продольных волн звуковых колебаний $V_р$ после хранения в МВС в «сухих» образцах выросла в среднем на 7%, скорость распространения поперечных волн звуковых колебаний V_s увеличилась в среднем на 8%. В результате воздействия МВС на образец «сухого песчаника» показатели скорости продольных и поперечных волн возросли, что говорит об уплотнении породы. Такое уплотнение породы стало следствием нарушения прочности межзерновых контактов. Рост модулей упругости не отразился на спектрах рентгеновской дифракции из-за малого изменения плотности, вызванного уплотнением цемента при образовании новых химических соединений-примесей, которые образовались в микротрещинах и дислокациях частиц кварца. В случае влагонасыщенного керна оказывает влияние комплекс «пленки связанной воды+пищевой субстрат (ОК)+микробиологическая составляющая», в результате чего порода теряет в упругих характеристиках.

Таблица 1. **Результаты расчетов упругих характеристик образцов «сухих» и «сохраненных» песчаников до/после воздействия МВС**

№ обр.	до воздействия МВС						после воздействия МВС					
	V_p, км/с	V_s, км/с	ρ, г/см^3	$E_д$, ГПа	$\mu_д$, д.е.	G, ГПа	V_p, км/с	V_s, км/с	ρ, г/см^3	$E_д$, ГПа	$\mu_д$, д.е.	G, ГПа
«Сухой» керн												
355-2	1,62	0,96	2,52	5,94	0,229	2,32	1,74	1,02	2,62	6,77	0,238	2,73
358-1	2,45	1,58	2,5	11,90	0,144	6,24	2,57	1,69	2.63	16,82	0,119	7,51
361	2,18	1,43	2,52	9,77	0,122	5,15	2,40	1,56	2.6	14,45	0,134	6,33
«Сохраненный» керн												
1757	1,81	1,15	2,59	7,96	0,162	3,43	1,55	0,95	2,56	5,54	0,199	2,31
1758	1,89	1,25	2,58	8,99	0,111	4,03						
1774	1,83	1,12	2,51	6,93	0,201	3,15	1,12	0,91	2,5	4,87	0,221	1,09
1775	1,14	0,74	2,47	3,22	0,136	1,35						
1780	1,28	0,85	2,54	4,14	0,106	1,84						
1781	2,28	1,40	2,55	12.16	0,197	5,00						
1783	1,07	0,67	2,53	2.74	0,178	1,14						
1784	1,21	0,70	2,56	3,92	0,248	1,25	1,17	0,66	2,51	2,76	0,267	3,38
1789	1,35	0,88	2,55	4.54	0,131	1,97						
1790	1,79	1,20	2,45	7,09	0,092	3,53	1,75	1,16	2,41	7,49	0,108	2,00

Модуль упругости увеличивается в случае сухого керна и в случае влажного, наоборот, уменьшается. Коэффициент Пуассона возрастает в случае сухого и уменьшается в случае влажного (рис. 1).

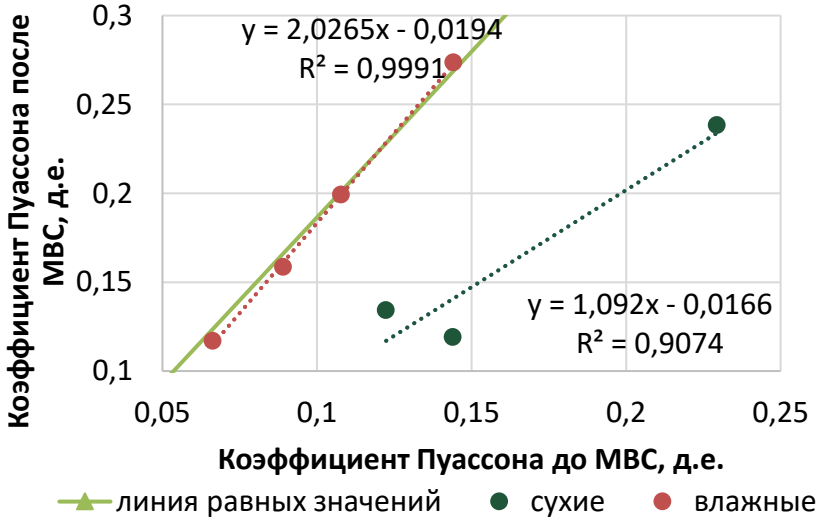


Рис. 1. Соотношение значений коэффициента Пуассона до/после выдержки в МВС

Модуль сдвига и плотность увеличиваются в случае сухого керна и в случае влажного, наоборот, уменьшаются (рис. 2). В результате закачки МВС в «сухие» экстрагированные образцы

песчаников установлен сопряженный рост скоростей прохождения упругих волн через образцы песчаников и упорядоченность кремниевых структур.

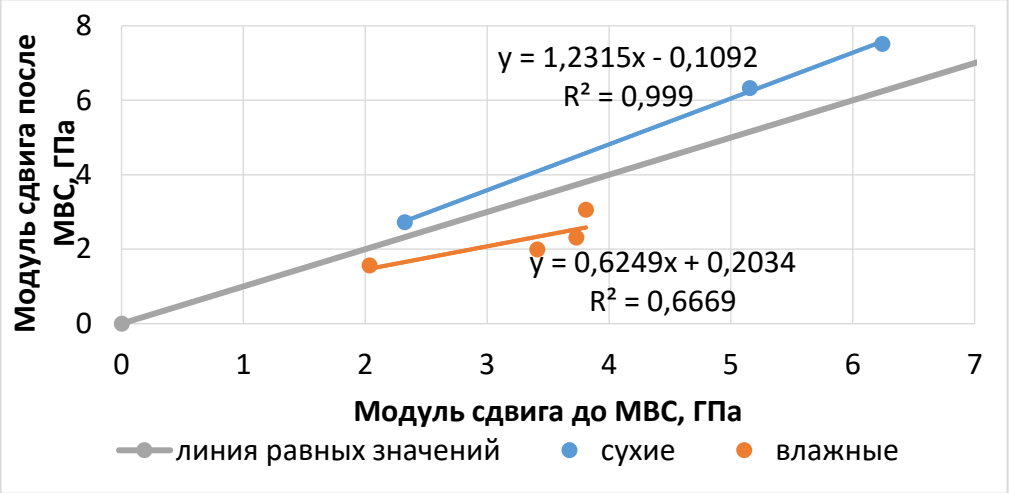


Рис. 2. Соотношение значений модулей упругости до/после выдержки в МВС

В рамках настоящей работы оценена роль давления на процесс подземного хранения водорода совместно с метаном в песчаниках. Барические условия не оказывают существенного влияния на степень трансформации горной породы. Особую роль играет наличие поровых вод, органических кислот и нативной микрофлоры. Выявленный процесс преобразования песчаников в результате закачки МВС связан с эпигенетическим растворением кремнекислоты на контактах зерен и переотложением растворенного вещества в соседних порах. Во влажных песчаниках также происходит изменение характера контактов между обломочными зернами, внедрение мягких компонентов породы (слюдистых минералов) в твердые частицы (кварца, полевых шпатов).

Литература

1. *Truche L., Jodin-Caumon M., Lerouge C., Berger G.* et al. Sulphide mineral reactions in clay-rich rock induced by high hydrogen pressure. Application to disturbed or natural settings up to 250 °C and 30 bar // Chemical Geology. 2013. Vol. 351. P. 217–228. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.05.025

2. *Попов С.Н., Чернышов С.Е., Абукова Л.А.* Лабораторные исследования трансформации фильтрационно-емкостных свойств и химического состава пород терригенного коллектора под воздействием водорода (на примере бобриковских отложений нефтяного месторождения северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции) // Записки Горного института. 2024. Т. 268. С. 646–655. EDN: MFPSXV

3. *Popov S.N., Chernyshov S.E., Wang X., Hou L.* Hydrogen influence on transformation of terrigenous reservoir physical and mechanical properties // Advances in Geo-Energy Research. 2024. Vol. 13, No. 3. P. 193–202. https://doi.org/10.46690/ager.2024.09.05

Перспективы освоения гидроминерального сырья в пластовых водах подсолевого этажа Мирнинского свода

Севостьянова Р.Ф.[1]*, **Абукова Л.А.**[2]
1 – ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*rose_sevos@mail.ru

Ключевые слова: высокоминерализованные рассолы, литий, Восточная Сибирь

Мирнинский свод признается одним из наиболее перспективных геологических регионов по освоению углеводородного сырья. Здесь открыты крупные месторождения углеводородов (УВ), такие как Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), Таас-Юряхское НГКМ и др. Пластовые воды подсолевого гидрогеологического этажа характеризуются повсеместным распространением высокоминерализованных рассолов с высоким содержанием солей и щелочных металлов. Подземные воды глубокозалегающих венд-нижнекембрийских продуктивных горизонтов представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья. Целью данной работы является гидродинамический и гидрохимический анализ особенностей химического состава и динамики пластовых вод, которые могут рассматриваться в качестве гидроминерального сырья.

Методы исследования: стандартные методы обработки гидрохимических материалов, гидрохимическое моделирование, расчеты гидродинамических потенциалов.

В разрезе подсолевого этажа исследуемой территории выделяются пять гидрогеологических комплексов: вендский, нижнекембрийский подсолевой, нижнекембрийский межсолевой, нижне-среднекембрийский и верхнекембрийский-юрский [1]. Все месторождения УВ расположены в нижнекембрийском и вендском подсолевых гидрогеологических комплексах.

В нижнекембрийском подсолевом гидрогеологическом комплексе пластовые давления близки к гидростатическим значениям (табл. 1): на глубинах 1450–1550 м пластовое давление составляет 13,9–15,8 МПа [1].

Однако основной особенностью подсолевого гидрогеологического этажа является проявление субгидростатического пластового давления. Дефицит пластового давления на таких месторождениях как Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, Иреляхское весьма существенный [2]. Это характерно для вендского гидрогеологического комплекса: на глубинах 1917–1960 м пластовые давления составляют 14,1 Мпа [1]. При этом величина дефицита пластового давления нарастает с глубиной.

В рассолах ботуобинского горизонта в промышленных концентрациях содержатся микроэлементы: йод (до 13,5 мг/дм^3) и бром (до 5260 мг/дм^3).

Кроме того, в промышленных концентрациях содержатся редкие элементы: литий – 10 мг/дм^3, стронций – 2500 мг/дм^3, рубидий – 3 мг/дм^3 (табл. 1). Сульфатность рассолов незначительная, это свидетельствует о высокой степени метаморфизма [2]. Содержание лития, как наиболее важного из них, колеблется в широких пределах на территории Восточной Сибири.

В Иркутской области на Непско-Ботуобинской антеклизе зафиксировано от 30 до 69,6 мг/дм^3. В Республике Саха (Якутия) на территории кимберлитовой трубки «Удачный» (надсолевой гидрогеологический этаж) показатели лития достигают до 300 мг/дм^3 [3]. Встречаются элементы, содержание которых существенно превышает промышленные показатели – это стронций, рубидий и бром (табл. 1).

Таблица 1. **Химический состав пластовых вод Таас-Юряхского НГКМ (по данным ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология»)**

Скв.	Интервал, м	pH	Минерализация, г/дм^3	Содержание микроэлементов, мг/дм^3				
				Sr	Li	Rb	Br	I
565	1965-1982	2,1	383,1	1800	13,5	7,8	5239	35,5
576	1950-1954	6,4	354,9	2000	14,4	7,8	5643	3,3
141-05	1934	3,5	324,2	1540	7,8	9,0	4718	6,5
141-04	1970-1975	3,3	350,9	2000	11,7	5,9	4451	9,0
141-03	1997-2002	2,4	377,8	2910	24,0	9,0	6286	8,2
575	2063-2073	4,2	371,3	2800	16,0	3,9	3219	-
577	1960-1975	2,7	338,5	-	-	-	4527	2,2
141-06	1875-1855	4,1	375,2	2310	10,1	5,7	5420	12,7

В гидрохимическом отношении в Мирнинском своде фиксируются резко сниженные показатели pH (см. табл. 1). Причина столь низкого уровня значений водородного показателя до конца не ясна. Высказывается мнение, что причина кроется в восстановлении сульфат-иона до сероводорода в растворе, при котором образуется соляная кислота [4].

Выполненные расчеты анализов воды Среднеботуобинского месторождения показали, что воды (прежде всего терригенного комплекса) недонасыщены карбонатами и сульфатами кальция, что говорит об их способности выщелачивать эти минералы из матрицы пород коллекторов, увеличивая таким образом объем пустотного пространства.

Из данных табл. 2 хорошо видно, что, несмотря на высокую минерализацию, пластовые воды не только недонасыщены карбонатом кальция, но и усиливают это качество с глубиной. Проявляется и повышение степени недонасыщения ангидритом с глубиной, хотя и в меньшей степени. Такая особенность подземных вод является косвенным, но важным показателем развития процессов выщелачивания с глубиной.

Таблица 2. **Результаты расчетов степени солеотложений $CaCO_3$ и $CaSO_4$ из промысловых вод подсолевого Среднеботуобинского НГКМ (по материалам ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология»)**

Скв.	Интервал отбора, м	*S* $CaCO_3$	*S* $CaSO_4$	Минерализация, г/дм^3	Горизонт
23	1903-1908	0,00	-0,34	338,7	Ботуобинский
15	1905,6-1912	-0,75	0,72	351,1	Ботуобинский
12	1902-1925,8	-0,09	-0,04	340,4	Ботуобинский
32	1926	-1,33	0,45	338,6	Ботуобинский
16	1946-1952	-1,70	0,64	389	Ботуобинский

Таким образом, из проведенного анализа следует, что подземные воды глубокопогруженных объектов, находящиеся под влиянием геохимических факторов повышения объема пустотного пространства резервуаров, представляют особый интерес для анализа пригодности вод выступать в качестве гидроминерального сырья. В нашем случае по мере углубления ботуобинского комплекса содержание в водах промышленно ценных компонентов будет возрастать, причем синхронно с улучшением емкостно-фильтрационных свойств резервуаров. На этой основе можно считать, что первоочередным объектом для постановки специальных исследований по оценке минерального потенциала пластовых вод на Мирнинском своде является вендский гидрогеологический комплекс (ботуобинский горизонт).

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ СО РАН (тема № 125020301277-6) и государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Литература

1. *Анциферов А.С.* Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра. 1989. 176 с.

2. *Севостьянова Р.Ф., Абукова Л.А.* Гидрогеологические условия подсолевого этажа Мирнинского свода с позиций использования пластовых вод как источника гидроминерального сырья // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 36–49. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06

3. *Ключарев Д.С., Михеева Е.Д.* К вопросу о содержаниях лития и попутных компонентов в промышленных водах перспективных площадей территории России // Разведка и охрана недр. 2020. № 4. С. 53–60. EDN: JNPXGD

4. *Сидкина Е.С., Новиков Д.А., Шварцев С.Л.* Равновесие подземных рассолов западной части Тунгусского артезианского бассейна с минералами вмещающих пород // Вестник Томского государственного университета. 2012. № 364. С. 187–192. EDN: PGPEQD

Магнитотеллурическое зондирование как инструмент поиска геотермальных месторождений на примере Мутновского месторождения

Трошин О.В.[1]*, **Самохвалов Н.И.**[1], **Хмарин Э.К.**[2]
1 – ООО «ЗН НТЦ», г. Москва, Россия
2 – ООО «ЗН Геотерм», г. Москва, Россия
*otroshin@nestro.ru, otroshin@vk.com

Ключевые слова: геотермальная энергетика, электроразведка, магнитотеллурическое зондирование, Камчатка

Геотермальная энергия в современном мире становится все более актуальна: нарушение цепочек поставки энергоресурсов, их сильная волатильность и в целом зависимость от ископаемого топлива заставляет страны искать альтернативные источники энергии. Существующие наиболее известные возобновляемые источники энергии (ВИЭ), такие как энергия ветра, солнца, имеют проблемы по несовпадению времени генерации и потребления, а гидро – связаны с высочайшими капитальными затратами и не актуальны для многих регионов.

В рамках данной статьи рассмотрен комплексный анализ данных электроразведки для поиска гидрогеотермальных ресурсов в вулканических областях на примере Мутновского месторождения парогидротерм в Камчатском крае.

В мире на текущий момент открыты и эксплуатируются сотни геотермальных месторождений. Совокупный объем производства тепловой/электрической энергии составляет более 1 ГВатт. В России при этом в настоящий момент активно эксплуатируется всего 1 месторождение. Установленная мощность Мутновской геотермальной электростанции (ГеоЭС) составляет 62,5 МВатт, что составляет лишь небольшую часть от возможного потенциала генерации на территории Камчатского края.

Фундаментально с точки зрения генезиса геотермальные месторождения можно разделить на 2 крупных класса. Магматические связаны с вулканической деятельностью, внедрением интрузий и аналогичными процессами. Немагматические в качестве источника тепла имеют радиоактивный распад, остаточное тепло земли с момента акреции Земли, тектонические движения и создаваемую в результате кинетическую энергию на дивергентных границах. Основной объем генерации энергии приходится на магматический тип [1].

Мировой накопленный опыт изучения таких геотермальных месторождений в качестве основного метода разведки использует электроразведку, в том числе магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) и аудиомагнитотеллурическое зондирование (АМТЗ).

Действительно, с точки зрения теоретической физики, поиск как водонасыщенных пород, так и зон гидротермальных изменений должны создавать аномалии электрического сопротивления в толще Земли, которые могут быть обнаружены при проведении таких геофизических работ. При этом геологическая интерпретация получаемых аномалий неоднозначна, а метод не может быть тиражирован в качестве «решения из коробки».

В этом случае проверка применимости метода и оценка целесообразности, ограничений наиболее оптимальная в условиях скважинной изученности. Наиболее подходящим в данном случае является Мутновское месторождение. Всего на площади пробурено более 100 скважин, 31 находится в эксплуатации. При этом 30% пробуренных скважин не дали промышленного притока, единый комплекс геофизического исследования скважин (ГИС) отсутствует, зачастую оцифрован. Принцип выделения целевого интервала: полное поглощение бурового раствора.

Анализ кривых ГИС позволяет дифференцировать разрез на 3 толщи: зона пониженных значений гамма-каротажа (ГК), зона гидротермальных изменений, зона резервуара. Зона пониженных значений ГК и высокого температурного градиента, по всей видимости, приурочена к современному этапу вулканической деятельности и не затронута гидротермальной активностью, за исключением участков прорыва гидротерм на поверхности. В этом случае данная толща по факту исчезает из разреза. Зона пониженных значений ГК ассоциируется с зоной гидротермальных изменений – филитизации. Важно отметить, что в зоне филитизации при температурах свыше 200 °С может происходить замещение кальциевых и натриевых плагиоклазов на калиевые полевые шпаты, на Мутновском месторождении представленные адуляром. Это приводит к повышению радиоактивности пород, что особенно заметно при гидротермальном изменении пород основного и среднего состава и может отмечаться по данным скважинного метода естественной радиоактивности. Зона резервуара имеет умеренно повышенные значения ГК, в целом невыразительная, но резко выделяется по падению ГК при переходе из зоны гидротермальных изменений. Данный анализ в первую очередь возможен при совместной интерпретации ГК и термометрии.

Проблемой термометрии при изучении месторождения очевидно является точечность исследования и необходимость дорогостоящего бурения. Кроме этого, есть менее очевидные, на первый взгляд, проблемы. Во-первых, это влияние бурового раствора, который охлаждает скважину, а также уходит в пласт, что делает последующий анализ опробований менее информативным. Время на прогрев скважины при этом является непостоянным и требует последовательно все новых и новых записей каротажа. Таким образом данное исследование дорогое, длительное, информативно только в небольшой окрестности скважины, но наиболее надежное.

Зона гидротермальных изменений в свою очередь теоретически и по результатам лабораторных исследований должна сопровождаться падением электрического сопротивления [2]. Зона прогрева с циркуляцией перегретой воды должна вновь отражаться относительным повышением сопротивления, причем оба эффекта более выразительны для пресной воды, что, впрочем, маловероятно для гидротермального месторождения. Данное предположение было подвергнуто проверке на реальных данных электроразведки.

В качестве данных были использованы магнитотеллурические зондирования в широком диапазоне периодов, обеспечившие исследование всей толщи разреза. Как и любой геофизический метод, МТЗ имеет свои ограничения и проблемы. В условиях заметной анизотропии решения 1д и 2д становятся неустойчивыми и затрудняют хоть сколько-то надежное выделение искомых аномалий. Дополнительным осложнением является малая чувствительность МТЗ к маломощным пластам и ошибка оценки мощности проводящих слоев, положения их подошвы. В условиях

отсутствия априорной модели результат становится больше концептуальным, чем инженерно предсказывающим. Еще одной проблемой является нахождение рядом моря/океана – проникновение морской воды в отложения береговой линии приводит к появлению огромного проводящего объекта, который очень существенно искажает получаемый разрез, при этом не имея к геологии непосредственно изучаемого участка никакого отношения. Влияние может достигать распространения на первые десятки километров и требует соответствующего учета на этапе обработки [3].

Построение априорной модели, тщательный анализ кривых и соответствующая обработка позволяют насколько возможно снизить ошибки, связанные с геофизическими данными. Анализ скважинных данных и концептуальная модель в свою очередь позволяют дать обоснованную геологическую интерпретацию разреза.

Полученные кривые МТЗ, извлеченные в точках скважин, позволяют увидеть хорошее соответствие между переходом из зоны проводника в зону изолятора с зонами поглощения бурового раствора, выходом температурной кривой на асимптоту и снижением градиента до околонулевых значений (рис. 1).

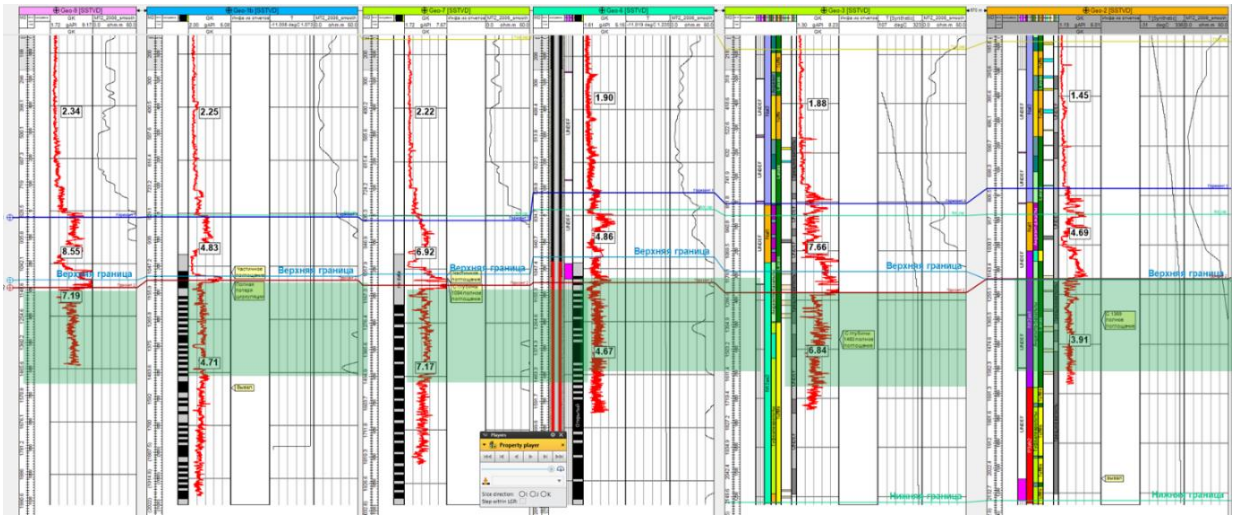


Рис. 1. Сопоставление выделенных аномалий МТЗ и зоны гидротермального резервуара

Полученные результаты использованы для формирования программы доразведки Мутновского района на соседних участках недр и в перспективе – строительства второй очереди ГеоЭС.

Авторы выражают благодарность ООО «ЗН Геотерм», ПАО «Камчатскэнерго», ООО «Энерджи Ресерч».

Литература

1. *Jolie, E., Scott, S., Faulds, J.* et al. Geological controls on geothermal resources for power generation // Nature Reviews Earth & Environment. 2021. Vol. 2, No. 5. P. 324–339. https://doi.org/10.1038/s43017-021-00154-y

2. *Namugize J.N.* Preliminary environmental impact assessment of geothermal exploration and development in Karisimbi, Rwanda: United Nations University Geothermal Training Programme (UNU-GTP) Report No. 21. Reykjavik, 2011. URL: https://gogn.orkustofnun.is/unu-gtp-report/UNU-GTP-2011-28.pdf (дата обращения: 08.09.2025).

3. *Мороз Ю.Ф.*, *Самойлова О.М.* Особенности регионального и локального береговых эффектов в магнитотеллурическом поле камчатки // Геофизические исследования. 2017. Т. 18, № 3. С. 81–94. https://doi.org/10.21455/gr2017.3-7

Теория и практика поисков природного водорода

Филиппова Д.С.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
filippovads@ipng.ru

Ключевые слова: природный водород, региональная геология, метан, научно-технологический полигон

Актуальность исследования определяется способностью водорода выполнять функции накопителя, хранителя и транспортировки энергии, при этом существенно снижая углеводородный след производственных процессов. В России государственная поддержка декарбонизации энергетики определена «Энергетической стратегией России на период до 2035 года», предусматривающей как дальнейшее укрепление ресурсной базы углеводородов (УВ), так и вовлечение водорода в энергообеспечение страны. История мировой экономики свидетельствует о том, что энергетические источники, вовлекаемые в сферу производственной деятельности, при всех последовательно сменяющихся технологических укладах не заменяли, а дополняли друг друга (рис. 1), при этом дефицит энергоресурсов нарастает. В настоящее время сложен мировой тренд освоения геологических ресурсов природного водорода, что требует его пристального изучения.

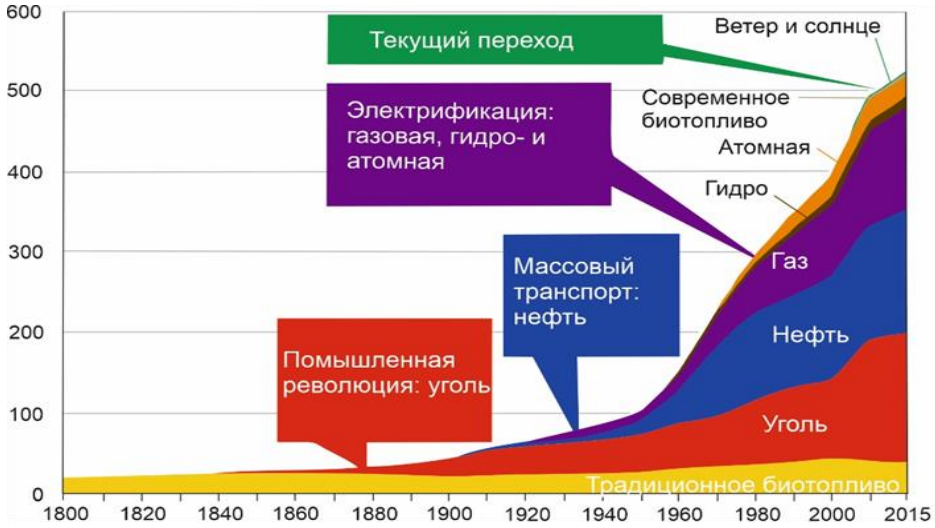


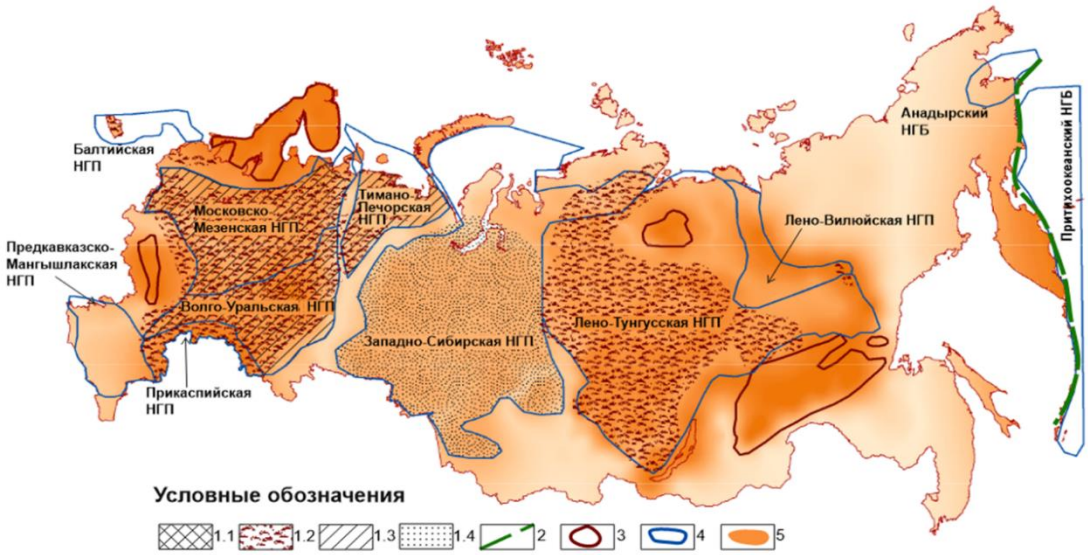
Рис. 1. Характер эволюции источников энергоснабжения в мире [1]

Цель исследования заключается в обосновании теоретических основ выбора геологических структур под научно-технологические полигоны для изучения онтогенеза природного водорода и разработки методических рекомендаций по ведению геологоразведочных работ на водород как полезное ископаемое.

Материалы исследований базируются на опубликованных и фондовых работах по изучению свободных и водорастворенных газов доплитного и плитного комплексов.

Теоретическое обоснование размещения научно-технологических водородных полигонов состоит в следующем. На стартовых позициях анализа закономерностей нахождения H_2 в земных

недрах и создания методики ведения поисково-разведочных работ на природный водород наиболее эффективно концентрировать исследования на территориях нефтегазоносных провинций (НГП) (рис. 2). Сонахождение CH_4 и H_2 обусловлено следующими общими характеристиками: (1) отношение к группе горючих газов; (2) широкая распространенность в литосфере преимущественно в зонах затрудненного и весьма затрудненного водообмена; (3) зональность образования по разрезу осадочного чехла; (4) полигенность образования; (5) накопление в восстановительной среде; (6) участие H_2 в гидрогенезации углеводородных соединений; (7) обратная закономерность интенсивности генерации метана и водорода при бактериальной переработке органического вещества (ОВ) и УВ.

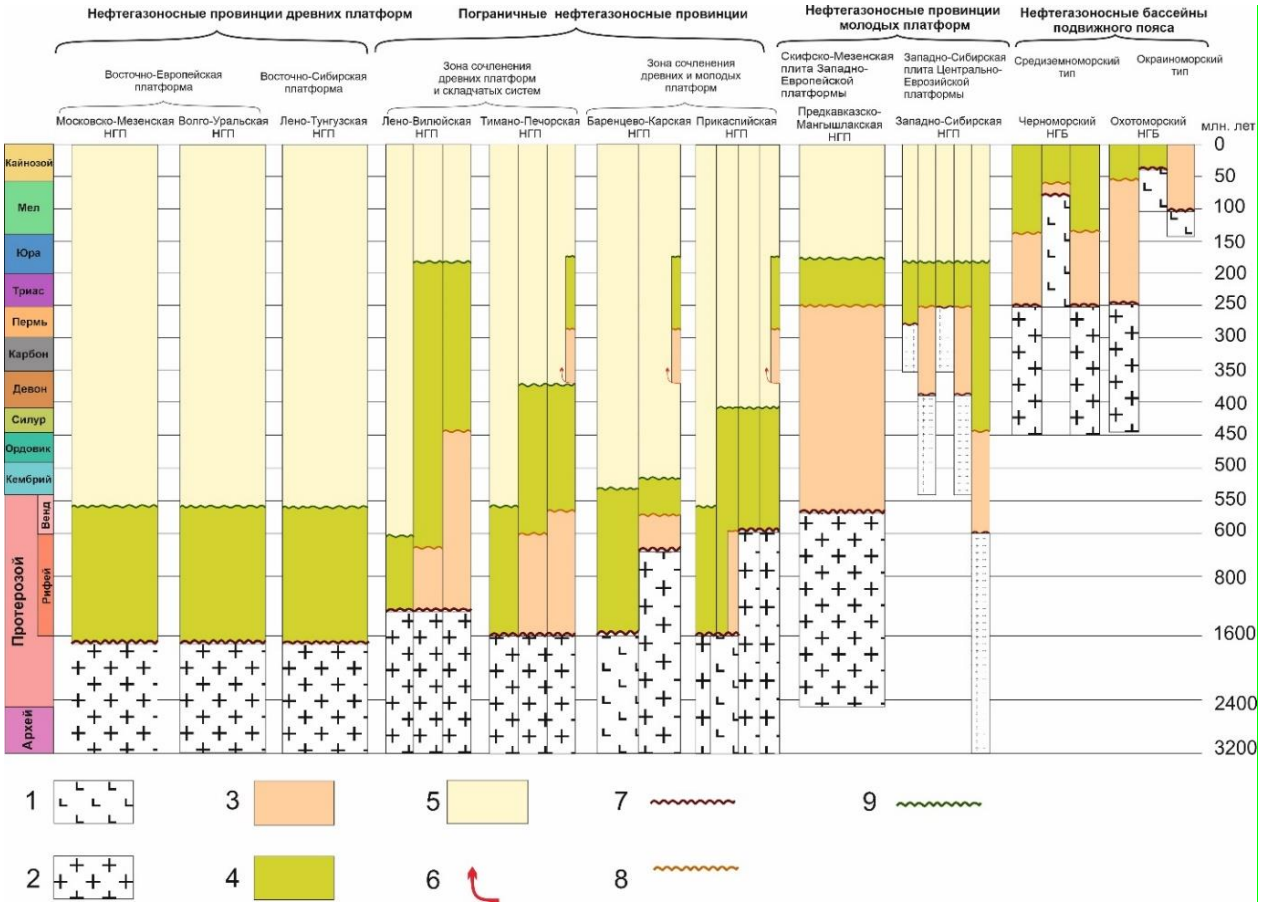


1 – территории распространения региональных флюидоупоров различного литологического состава:
1.1 – трапповые формации, 1.2 – соленосные формации,
1.3 – глинистые отложения, 1.4 – глинисто сланцевые отложения;
2 – граница зоны субдукции;
3 – контуры щитовых частей платформ;
4 – контуры основных НГП;
5 – наиболее благоприятные области для поиска скоплений водорода

Рис. 2. Территории РФ с наиболее благоприятными условиями генерации и локализации водорода

С точки зрения процесса формирования водород-метановых смесей благоприятные условия создаются в гидродинамически закрытой среде с восстановительной геохимической обстановкой [2]. Последняя формируется, как правило, под региональными флюидоупорами, которые находятся для разных бассейнов на разных глубинах и имеют разные параметры [3]. По данным Геологического института РАН (рис. 3) водородная дегазация наиболее активна у границ литосферных плит разного типа – дивергентных (рифты срединно-океанических хребтов и межконтинентальные вулкано-плутонические пояса) и конвергентных (островные и окраинно-континентальные вулкано-плутонические пояса); на древних платформах (в зонах их контакта со складчатыми сооружениями) [2, 3]. Наиболее часто водородопроявления обнаруживаются на древних платформах. Ранее подробно рассматривались особенности генерации и аккумуляции H_2 в Прикаспийской впадине, Московской синеклизе [2, 4], что послужило основой обоснования пространственного размещения научно-технологических полигонов. В данном случае обосновывается целесообразность размещения полигонов в пределах территорий совокупного

влияния соленосных и трапповых покровов на локализацию водорода в земной коре ниже рассмотрена Лено-Тунгусская НГП.



Условные обозначения к разрезам: 1 – океаническая консолидированная кора; 2 – консолидированная кора; 3 – складчатый комплекс; 4 – доплитный комплекс; 5 – плитный комплекс; 6 – детейчмент; 7 – кровля консолидированный коры; 8 – кровля складчатого комплекса; 9 – кровля доплитного комплекса

Рис. 3. Сводные сейсмостратиграфические разрезы осадочного чехла нефтегазоносных провинций/бассейнов [2]

Лено-Тунгусская НГП характеризуется благоприятной обстановкой для формирования локализованных скоплений водорода за счет следующих геологических факторов: (1) Трапповые и соленосные покровы выступают в качестве эффективных флюидоупоров. Важно обратить внимание на широкое распространение и механическую роль долеритовых траппов. В самих траппах содержание водорода низкое, а содержание метана – следы. Особенность траппов в том, что они слабо накапливают водород и не содержат метан [5]. (2) Важной особенностью некоторых районов Лено-Тунгусской НГП является развитие депрессионного гидродинамического режима в подсолевой части разреза [6]. Существенное снижение пластового давления по отношению к гидростатическому и разнонаправленность миграции жидких и газообразных флюидов (восходящая – для газа, нисходящая – для нефти и воды) может расцениваться как благоприятный фактор обнаружения природного водорода под трапповыми покровами (3). Тесная сопряженность H_2 и He позволяет использовать гелиевые аномалии как признак локализации водорода, в частности, к таковым относится Тункинский мантийный гелиевый изотопный максимум [5, 7], к которому с большой вероятностью может быть приурочена крупная зона водородообразования.

Этот регион может иметь первостепенное значение как научно-технологический полигон для изучения геологических особенностей водородообразования и водородонакопления, а также для решения методических вопросов его добычи.

Совокупность выводов, сделанных по результатам исследований ряда специалистов, в том числе и автора, свидетельствует о том, что на начальных этапах изучения природного водорода как полезного ископаемого актуально решение таких задач, как (1) выявление основных механизмов локализации водорода, обеспечивающих устойчивый во времени и значимый по объемам приток водорода из земных недр; (2) обоснование доступных геологических критериев поисков подземной локализации водорода на технически доступных глубинах; (3) сопоставительный анализ условий генерации и аккумуляции с другими видами газовых полезных ископаемых (метан, гелий); (4) оценка технической доступности извлечения водорода в объемах, значимых для промышленного использования и безопасных для экологического равновесия геологической среды Земли; (5) обоснование методологии сопряженной оценки углеводородного и водородного потенциала недр как основы равномерного обеспечения энергетическими ресурсами объектов промышленного и сельскохозяйственного назначения в Российской Федерации.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501406-8).

Литература

1. *Smil V.* Energy Transitions: History, Requirements, Prospects. Santa Barbara, CA: Praeger, 2010. 178 p. https://doi.org/10.5040/9798400646133

2. *Абукова Л.А.*, *Бевзо М.О.*, *Волож Ю.А.* и др. Самородный водород земных недр (к обоснованию поисковой концепции) // Нефтяное хозяйство. 2024. № 10. С. 47–53. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-10-47-53

3. *Абукова Л.А.*, *Волож Ю.А.*, *Филиппова Д.С.*, *Сафарова Е.А.* Поиски природного водорода в России: состояние проблемы и возможные стартовые решения // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. 2025. Т. 520, № 1. С. 63–73. https://doi.org/10.31857/S2686739725010063

4. *Ларин Н.В.*, *Ларин В.Н.*, *Горбатиков А.В.* Кольцевые структуры, обусловленные глубинными потоками водорода // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь: Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина. М.: ГЕОС, 2010. С. 284–288.

5. *Пастухов Н.П., Михайлов М.С.* Природный водород Сибирской платформы: перспективы, поиски и разведка // ГеоЕвразия-2022. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес: Труды V Международной геолого-геофизической конференции. Т. 2. Тверь: ПолиПресс, 2022. С. 134–137. EDN: THFTLG

6. *Севостьянова Р.Ф.* Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 19–27. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2

7. *Рычкова К.М.*, *Дучков А.Д.*, *Лебедев В.И.*, *Каменский И.Л.* Изотопы гелия в подземных источниках Восточной Тувы // Доклады Академии наук. 2007. Т. 417, № 6. С. 814–817. EDN: IBMNJL

Формирование мировых водородных кластеров

Юмашева А.К.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
yumasheva@ipng.ru

Ключевые слова: водородная энергетика, кластеры, хабы, стратегия

Переход на экологически чистые энергоносители вызван ростом парниковых газов, способствуя развитию водородной энергетики. Так, в 2017 г. сформирован Всемирный водородный совет, объединивший представителей государственных структур и бизнеса для координации усилий в области развития зеленой экономики. Многие государства приняли соответствующие стратегии, среди них Катар и другие страны – крупные экспортеры традиционного газа [1]. Европейский Союз в 2021 г. утвердил программу, направленную на создание крупных производственных комплексов при активном участии коммерческих организаций [2]. По состоянию на 2021 г. насчитывалось 28 официально представленных национальных водородных стратегий [3]; к 2025 г. их количество выросло до 66 [4]. При этом одним из направлений зеленой энергетики является создание водородных хабов (кластеров), локализованных в пределах единых природно-экономических территорий производства, добычи, хранения, транспортировки, использования и экспортных поставок водорода. Поэтому актуальность работы заключается в анализе мирового опыта создания водородных хабов и его использовании при развитии соответствующей производственной инфраструктуры в России.

Работа основана на официальных документах государственных органов, касающихся стратегических планов и дорожных карт развития водородной энергетики, собранных в базе данных «National Hydrogen Strategies & Roadmaps Tracker» Центра глобальной энергетической политики (CGEP) Колумбийского университета SIPA. Последняя версия была опубликована в феврале 2025 г. и охватывает обновленные национальные стратегии ряда стран.

Концепция водородного кластера (хаба) предполагает комплексную систему, направленную на объединение производства, хранения, распределения и использования водорода в рамках одной географической зоны. Кластер объединяет все основные элементы технологической цепочки: от производства до потребления и продажи [2, 5]. Основным компонентом каждого подобного центра выступают мощные производственно-технологические комплексы, обеспечивающие генерацию значительных объемов водорода.

Основными технологиями производства водорода, которые предполагается применять в кластерах, служат электролитическое разложение воды, то есть разделение молекулы воды на водород и кислород посредством электрической энергии, преимущественно полученной из возобновляемых источников, а также биогазовые установки, использующие процессы преобразования органических материалов и отходов для выделения водорода [3, 5]. Значимой составляющей водородного кластера являются технологии хранения водорода и его соединений. Для этих целей могут использоваться как резервуары, так и подземные хранилища газа,

которыми могут выступать как каверны в соленосных толщах, так и истощенные пласты месторождений углеводородов, водоносные горизонты. Эффективная логистическая инфраструктура, предназначенная для транспортировки водорода потребителям, также представляет собой ключевое звено системы. Например, специализированные трубопроводы, адаптированные для перекачки водорода и его смеси, или железнодорожный транспорт с оборудованием для перевозки сжиженного водорода [3, 5].

Существенная роль отводится выбору потребителей. Так водород может активно использоваться транспортным сектором, другим крупным потребителем служит химическая промышленность, где водород может применяться при производстве удобрений, полимеров и иных веществ [5].

Согласно представленным данным страны Вьетнам, Кения, Чили, Исландия, Великобритания, Новая Зеландия, Чехия разрабатывают отдельные водородные проекты, но пока нет конкретных мест размещения кластеров. В Швейцарии на данный момент водородных кластеров (хабов) нет, но возможно, что водородными центрами станут район Базеля и Боденского озера. В Дании ключевыми районами потенциально станут прибрежные зоны Ютландии [4]. В Чили возможен проект в районе Серро-Параналь. В Бутане, вероятно, будущие кластеры разместятся вблизи крупных гидроэлектростанций.

Первые проекты водородных кластеров Соединенных Штатов Америки предполагается располагать в районах с развитой газотранспортной инфраструктурой, а также наибольшим количеством потенциальных потребителей. Так в США формируется региональная программа «Центры чистого водорода» (H2Hubs) для создания сетей производителей, потребителей водорода и местной транспортной инфраструктуры для ускорения использования водорода в качестве экологически чистого энергоносителя [4]. Семь хабов лягут в основу национальной сети по производству чистого водорода, которая может внести существенный вклад в обезуглероживание множества секторов экономики, включая производство электроэнергии, транспорт большой грузоподъемности и промышленные процессы, такие как производство стали и аммиака. Разрабатываются меры поддержки закупки чистого водорода [4].

В Тунисе инициирован экспериментальный проект «Valley H2», концепция которого основана на сооружении предприятия по производству экологичного аммиака, предназначенного для удовлетворения потребностей внутреннего рынка удобрений [4]. Основная идея заключается в интеграции комплекса инфраструктурных объектов, включающего фотоэлектрическую установку, подключенную к национальной электросети, модуль опреснения морской воды, электролитический реактор и оборудование для синтеза. Дополнительные стадии реализации проекта охватывают строительство трубопроводной системы повышенной пропускной способности (участок Навара-Габес) и формирование буферного хранилища [4].

Наиболее подробная и перспективная водородная стратегия представлена в Австралии. Ближайшим приоритетом для правительства Австралии будет увеличение инвестиций в водородные хабы при совместном участии промышленности и правительств штатов, создание проектов хабов в Западной Австралии, Новом Южном Уэльсе, в Тасмании, в Квинсленде, в Южной Австралии [4]. Разработчики активно внедряют усовершенствованные протонные мембранные и щелочные электролизеры, способные производить чистый водород из возобновляемых источников электроэнергии. Многие проекты ориентированы на эффективное

управление водными ресурсами путем их повторного использования, снижения нагрузки на экосистемы и минимизации экологического воздействия.

В российской концепции водородной энергетики планируется создание как минимум 4 территориальных производственных водородных центров. Так в планах было прописано развитие Восточного кластера, ориентированного преимущественно на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона и Дальнего Востока. Формирование Северо-Западного кластера направлено на обеспечение экспорта водорода в государства Европейского союза [5]. Арктический – предназначен для разработки и внедрения низкоуглеродных решений энергоснабжения районов Арктики с последующим экспортом водорода и соответствующих энергоносителей на внешние рынки. Дополнительно рассматривалась инициатива по созданию Южного хаба, предназначенного для поставок водорода потребителям государств Ближневосточного региона и Южной Европы [5].

В 2025 г. функционирует только Восточный кластер, который располагается на о. Сахалин. Здесь запущен в работу первый в России водородный полигон, где с помощью зеленых технологий производится водород: энергоснабжение полигона обеспечивают солнечная электростанция и генераторы на водородных топливных элементах [6]. К 2029 г. намечено введение в эксплуатацию нового завода, ориентированного на применение метода паровой конверсии природного газа [6].

Опыт проектов мировых кластеров показывает, что основными критериями формирования водородных центров являются наличие возобновляемых источников энергии (солнечные, ветровые, приливные, геотермальные электростанции), развитая инфраструктура для экспорта, разветвленная сеть магистральных газопроводов, высококвалифицированная рабочая сила, интеграция водорода в транспортную систему.

В связи с этим можно предположить, что перспективными территориями для формирования водородных центров могут стать: Иркутская область, которая обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом благодаря крупным ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, здесь также возможно применение ветровой и солнечной энергетики; Краснодарский край, где существуют промышленная база и доступ к Черному морю; Приморский край, сильная сторона которого – близость рынков Китая и Японии, облегчающая экспорт водорода. Однако большинство российских субъектов ориентированы преимущественно на промышленность или сферу услуг, тогда как менее экономически развитые субъекты обладают потенциалом стать пилотными районами внедрения технологий водородной энергетики, привлекая инвестиции и стимулируя инновационный рост. Одним из таких регионов может стать Республика Калмыкия, которая характеризуется высоким уровнем инсоляции, что создает оптимальные условия для широкого распространения солнечной энергетики. Степной ландшафт располагает возможностью развивать ветроэнергетику. Республика расположена вблизи важнейших транспортных магистралей страны, а близость к Каспийскому региону открывает выход к странам Средней Азии и Ирану, создавая удобный коридор для экспорта водорода в соседние государства. Территория расположена недалеко от потенциальных потребителей водорода внутри России, таких как Краснодарский край и Ростовская область. Традиционно Калмыкия известна своими сельскохозяйственными отраслями, однако в перспективе может расширить сферу профессионального образования и развить высокотехнологичные отрасли. Одной из ключевых проблем остается низкий уровень электрификации и зависимость от нефтепродуктов

в транспортной сфере [7]. Создание первых экспериментальных зон с водородным транспортом станет важным стимулом для перехода на новые виды топлива. Возможность развернуть водородную заправочную инфраструктуру на территории республики может обеспечить стабильность и повысит экологичность общественного транспорта.

Главная цель водородных хабов – снижение стоимости водорода и создание новых рынков для него, привлечение частного бизнеса и финансирования создания новой инфраструктуры, ее масштабирования для снижения затрат и субсидирования цен для конечных потребителей.

Анализ мировых водородных кластеров является одним из важных направлений исследований в сфере водородной энергетики ввиду необходимости выявления глобальных технологических трендов, на основе которых необходимо адаптировать внедрение инновационных решений в национальную экономику. Несмотря на то, что на данный момент Восточный кластер является лишь полигоном для тестирования водородных технологий, в России есть конкретные перспективные территории, которые могут стать потенциальными кандидатами для формирования полноценного водородного хаба, например, Республика Калмыкия. Регион обладает отличными условиями для устойчивого производства зеленого водорода, выгодным расположением относительно мировых рынков сбыта, а также значительной территорией, пригодной для размещения установок по выработке водорода. Хотя некоторые инфраструктурные ограничения существуют, они преодолимы при наличии грамотной стратегии и достаточных финансовых вложений. Калмыкия может стать моделью успешного развития водородной индустрии, демонстрируя путь к достижению цели углеродно-нейтральной экономики и энергетической независимости.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501406-8).

Литература

1. Green Hydrogen: A Guide to Policy Making. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020. URL: https://www.irena.org/Publications/2020/Nov/Green-hydrogen (дата обращения: 23.09.2025).

2. *Hjeij D., Biçer Y., Koç M.* Hydrogen strategy as an energy transition and economic transformation avenue for natural gasexporting countries: Qatar as a case study // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, No. 8. P. 4977–5009. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.151

3. *Cheng W., Lee S.* How green are the national hydrogen strategies? // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 3. P. 1930. https://doi.org/10.3390/su14031930

4. National Hydrogen Strategies and Roadmap Tracker. URL: https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/national-hydrogen-strategies-and-roadmap-tracker (дата обращения: 23.09.2025).

5. *Двинянинов А.А.* Организационно-экономические аспекты формирования региональных кластеров российского рынка водородной энергетики // Экономика региона. 2025. Т. 21, Вып. 2. С. 301–317. https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2025-2-4

6. Восточный водородный кластер войдут 3 пилотных проекта. URL: https://neftegaz.ru/news/dekarbonizatsiya/811074-v-vostochnyy-vodorodnyy-klaster-voydut-3-pilotnykh-proekta (дата обращения: 23.09.2025).

7. *Очирова Н.Г.* Социально-экономическое развитие республики Калмыкия в контексте модернизации российского общества // Вестник Калмыцкого института гуманитарных исследований РАН. 2015. Т. 8, № 2. С.78–85. EDN: ULXHOJ

МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ СЕССИЯ
«Экологические проблемы нефтегазового комплекса»

Leveraging distributed air monitoring networks for enhanced methane detection and environmental safety in oil and gas operations: A comprehensive review

Nafula Z.S.
Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia
1042245178@pfur.ru

Keywords: methane emissions, distributed monitoring, sensor networks, oil and gas, environmental safety, fugitive emissions, leak detection

The oil and gas industry is a significant source of methane emissions, a potent greenhouse gas. Traditional methods for leak detection and repair (LDAR) are often intermittent and inefficient, allowing fugitive emissions to persist. This review article explores the transformative potential of distributed air monitoring networks (DAMNs) for continuous, high-resolution methane detection. By synthesizing recent scientific literature, we analyse the core technologies underpinning these networks, including close-range sensors, aerial surveillance, and continuous emission monitoring systems (CEMS). The paper evaluates the advantages of a distributed sensor architecture over conventional methods, highlighting improvements in detection sensitivity, spatial coverage, and real-time data analytics. Furthermore, we discuss the integration of DAMNs with broader Health, Safety, and Environmental (HSE) management systems, demonstrating how real-time emissions data can enhance operational safety, regulatory compliance, and environmental protection. The review concludes that while technical and economic challenges remain, the adoption of distributed monitoring networks represents a critical step towards achieving operational excellence and mitigating the environmental impact of oil and gas operations.

Methane (CH_4) is a primary component of natural gas and a greenhouse gas with a global warming potential over 80 times greater than carbon dioxide over a 20-year period [1]. The oil and gas sector is among the largest anthropogenic sources of methane emissions, which occur across the supply chain from upstream extraction to midstream transportation [2]. These emissions, often fugitive and intermittent, pose significant environmental risks and represent a loss of product.

Conventional LDAR programs, typically conducted quarterly using optical gas imaging (OGI) cameras or hand-held detectors, are limited by their periodic nature. Significant leaks can occur and remain undetected for extended periods between surveys [3]. This operational gap necessitates a paradigm shift towards continuous monitoring solutions capable of providing persistent surveillance and immediate leak alerts.

The emergence of low-cost, high-performance sensor technologies and advanced data communication frameworks has enabled the development of sophisticated Distributed Air Monitoring Networks (DAMNs). These systems deploy a network of stationary and/or mobile sensors across a facility to provide a comprehensive, real-time picture of emission fluxes. This paper provides a comprehensive review of the role of DAMNs in enhancing methane detection and overall environmental safety within the oil and gas industry, drawing upon current research and technological advancements.

This comprehensive review was conducted by systematically analyzing the scientific literature published in peer-reviewed journals, conference proceedings, and technical reports from industry bodies. Primary databases such as Scopus, Web of Science, and Google Scholar were utilized to identify relevant publications. Key search terms included: “methane detection”, “distributed sensor networks”, “fugitive emissions”, “continuous monitoring”, “oil and gas”, “leak detection and repair (LDAR)”, and “environmental safety”.

The scope of the review was limited to technologies and studies directly applicable to upstream and midstream oil and gas operations. The selected literature was critically evaluated to extract information on monitoring technologies, system architectures, performance metrics (sensitivity, coverage, cost), integration challenges, and case study results. Special emphasis was placed on recent developments from 2015 onwards to capture the state-of-the-art in this rapidly evolving field.

The review yielded the following results:

1. *Technologies enabling Distributed Monitoring Networks.* DAMNs leverage a suite of technologies. Fox et al. [3] provide a thorough review of close-range and screening technologies, categorizing them into point sensors, optical methods, and aerial platforms. Stationary point sensors, often based on tunable diode laser absorption spectroscopy (TDLAS) or metal-oxide semiconductors, form the backbone of a DAMN, providing continuous data at fixed locations [4]. Mobile platforms, including drones and vehicles equipped with sensors, offer flexibility and can survey large or difficult-to-access areas, complementing the fixed network. Furthermore, Continuous Emission Monitoring Systems (CEMS), as discussed by Day [5], are being adapted for broader application beyond stack emissions, providing validated, high-quality data for regulatory purposes.

2. *Advantages over traditional methods.* The transition from intermittent to continuous monitoring yields significant benefits. DAMNs drastically reduce the time from leak occurrence to detection, from potentially months to mere minutes or hours. This rapid identification allows for immediate mitigation, reducing environmental impact and product loss. Li and Zheng [6] demonstrated the efficacy of a collocated measurement approach for tracking regional emissions, a principle that can be scaled down to a facility level with a dense sensor network. This high spatial and temporal resolution allows for the pinpointing of leak sources with high accuracy, which is often challenging with traditional methods that may identify a plume but not its exact origin.

3. *Integration with HSE and operational performance.* The value of DAMNs extends beyond simple leak detection. The real-time data generated is a powerful asset for overall Health, Safety, and Environmental (HSE) management. Abdel Nour et al. [7] argue that the integration of HSE practices is crucial for operational excellence in the oil and gas industry. A DAMN provides a continuous stream of environmental performance data, enabling proactive maintenance, informing safety protocols in areas with potential gas accumulation, and ensuring compliance with increasingly stringent environmental regulations. This data-driven approach supports a culture of safety and environmental stewardship, moving from reactive compliance to proactive management.

4. *Challenges and future directions.* Despite their promise, the widespread adoption of DAMNs faces hurdles. The capital expenditure for a dense network of high-quality sensors can be substantial. Data management, integration, and interpretation require sophisticated software and skilled personnel to avoid alarm fatigue and false positives. Furthermore, standardization of performance specifications and

regulatory acceptance of data from these new systems is still evolving. Future development should focus on reducing sensor costs, improving algorithms for automated leak quantification and verification, and creating seamless integration platforms with existing operational and safety systems.

The advantages of using DAMNs in comparison with traditional methods are shown in Table 1.

Table 1. **Comparison of methane monitoring approaches**

Parameter	Traditional LDAR (e.g., OGI)	Distributed Air Monitoring Network (DAMN)
Monitoring frequency	Intermittent (e.g., quarterly)	Continuous, real-time
Coverage	Limited to survey paths	Comprehensive, facility-wide
Detection speed	Days to months	Minutes to hours
Data output	Qualitative/Quantitative snapshot	Quantitative, continuous time-series data
Primary advantage	Proven, regulatory acceptance	Rapid alerting, trend analysis, source attribution
Limitation	Misses intermittent leaks; high labor cost	High initial investment; data management complexity

The imperative to reduce methane emissions from the oil and gas industry is clear, both from an environmental and an economic perspective. This review demonstrates that Distributed Air Monitoring Networks represent a significant technological leap forward from traditional, intermittent monitoring methods. By providing continuous, high-resolution data across entire facilities, DAMNs enable a rapid response to fugitive emissions, enhance operational safety, and support integrated HSE management systems.

The integration of fixed sensors, mobile platforms, and advanced analytics creates a robust framework for not only detecting leaks but also for understanding emission patterns and informing preventive maintenance. While challenges related to cost, data handling, and standardization persist, the trajectory of technological advancement is rapidly addressing these barriers. The adoption of DAMNs is poised to become a cornerstone of responsible oil and gas operations, ensuring environmental safety and contributing to global efforts to mitigate climate change by curbing a potent greenhouse gas. Future work should focus on large-scale pilot studies to validate the long-term performance and cost-effectiveness of these systems across diverse operational environments.

References

1. *Bashmakov I.A., Nilsson L.J., Acquaye A.* et al. Industry // Climate Change 2022 – Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2022. P. 1161–1244. https://doi.org/10.1017/9781009157926.013

2. *Allen D.T.* Emissions from oil and gas operations in the United States and their air quality implications // Journal of the Air & Waste Management Association. 2016. Vol. 66, No. 6. P. 549–575. https://doi.org/10.1080/10962247.2016.1171263

3. *Fox T.A., Barchyn T.E., Risk D.* et al. A review of close-range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas // Environmental Research Letters. 2019. Vol. 14, No. 5. P. 053002. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab0cc3

4. *Li Y.* Evaluation, prediction, and monitoring of methane emission from oil and gas development: PhD thesis. Cambridge, MA, 2024. 259 p.

5. *Day R.E.* Performance of continuous emission monitoring systems at operating oil and gas facilities: MSc thesis. Fort Collins, CO, 2024. 54 p.

6. *Li Y., Zheng B.* Tracking regional CH4 emissions through collocated air pollution measurement: A pilot application and robustness analysis in China // npj Climate and Atmospheric Science. 2025. Vol. 8, No. 1. P. 127. https://doi.org/10.1038/s41612-025-01011-1

7. *Abdel Nour A., Massoud M.A., Mokbel M., Alameddine I.* Evaluating the Integration of Health, Safety and Environmental Management Practices in the Oil and Gas Companies // Journal of Environmental Science and Public Health. 2021. Vol. 5, No. 3. P. 379–396. https://doi.org/10.26502/jesph.96120138

Environmental monitoring and ensuring the safety of the oil and gas complex using remote methods (drones, space satellites) with Niger Delta as case study

Nwankwo E.I.
Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia
1042245132@pfur.ru

Keywords: remote sensing, environmental monitoring, oil spills, drones, satellites, Niger Delta, gas flaring, vegetation indices

Introduction

The Niger Delta, one of the world's largest deltas, is a region of critical ecological, socioeconomic, and industrial significance due to extensive oil and gas extraction activities. Over decades, repeated oil spill events, gas flaring, and pipeline incidents have resulted in widespread environmental degradation, including deforestation, mangrove destruction, and severe impacts on vegetation health [1]. Traditional field survey methods, while valuable, are often impractical in this region given the vast, inaccessible, and conflict prone terrain. Recent advancements in remote sensing with the utilization of satellite imagery and UAV technologies have revolutionized environmental monitoring, offering the ability to monitor changes over large spatial and temporal scales and to generate spatially explicit information essential for safe and rapid intervention [2]. This paper reviews the current state of the art remote sensing methodologies applied in the Niger Delta for environmental monitoring and safety management in the oil and gas sector, and it discusses challenges and future directions for integrating drones and spaceborne sensors for continuous monitoring [2].

Background and literature review

Environmental and safety challenges in the Niger Delta

The Niger Delta has faced significant environmental degradation for decades due to oil spills and gas flaring, which have contaminated ecosystems and posed risks to human health and livelihoods. Oil spills disrupt photosynthesis and lead to ecosystem collapse, while gas flaring contributes to air pollution and increased land surface temperatures, exacerbating vegetation stress. Illegal activities further complicate the environmental landscape, necessitating timely monitoring solutions. Remote sensing has become a crucial tool for environmental assessment in the Niger Delta, with satellite systems and UAVs enabling data capture for pollution and vegetation analysis. Vegetation indices such as NDVI and SAVI help quantify vegetation health and indicate oil-induced stress. The integration of remote sensing with Geographic Information Systems (GIS) and machine learning algorithms enhances the ability to classify contaminated zones and monitor land cover changes. Advanced computational methods, like random forest classifiers, improve detection accuracy of oil-impacted areas, supporting efficient spill mapping, hotspot identification, and environmental risk assessments for regulatory agencies and response teams [3, 4].

Remote sensing techniques and technologies

Satellite-based monitoring

Satellite remote sensing utilizes data from various sensors, including Landsat 8 and Sentinel satellites, to monitor environmental conditions. Optical sensors analyze reflected solar radiation to produce vegetation indices that indicate vegetation stress, while radar sensors like Synthetic Aperture Radar (SAR) provide reliable detection in adverse weather conditions, particularly in the Niger Delta. Hyperspectral imaging identifies early biochemical changes in plants, and thermal infrared sensors monitor land temperatures linked to gas flaring. Enhanced sensor calibration and atmospheric correction techniques improve data accuracy for evaluating environmental impacts in complex landscapes [1, 2].

Drone-based (UAV) monitoring

Drones enhance satellite remote sensing by providing high spatial resolution and targeted data collection capabilities. Equipped with various sensors, UAVs can gather detailed data for applications like pipeline monitoring and environmental assessments [5], enabling real-time detection of issues such as leaks and contamination. With resolutions down to 10 cm, drones allow for micro-scale evaluations, complementing broader satellite imagery. They also play a crucial role in emergency responses in hazardous areas, with rapid deployment and cost-effectiveness contributing to a strategic approach to remote sensing in challenging environments like the Niger Delta [6, 7].

Case study: The Niger Delta oil and gas complex

Environmental challenges and context

The Niger Delta is a critically important and biodiverse region in Nigeria, characterized by mangrove forests, wetlands, and extensive river systems. Its socio-economic significance as a major oil production area makes it highly susceptible to environmental hazards such as oil spills and gas flaring. Decades of hydrocarbon exploration have led to ecological disasters that endanger local biodiversity and jeopardize the health and livelihoods of over one million residents reliant on natural resources. Oil spills are detected through changes in vegetation reflectance, with contamination leading to reduced chlorophyll content, leaf area index (LAI), and altered biomass distribution, exacerbated by the region's complex tidal river network and porous soils which retain oil pollutants. Gas flaring causes thermal anomalies and persistent air pollution, posing long-term health risks and contributing to environmental degradation [8, 9].

To address these challenges, remote sensing technologies have been implemented extensively in the Niger Delta for environmental monitoring. Satellite imagery facilitates the calculation of vegetation indices like NDVI and SAVI, which help differentiate contaminated areas from unaffected zones. Multi-temporal analysis of Landsat images has shown that oil spill sites have significantly lower NDVI values, indicating vegetation stress. Additionally, remote sensing is employed to map gas flaring sites using optical and thermal infrared imagery, distinguishing flare signatures from urban lights to quantify flare intensity and assess thermal pollution. UAVs further enhance monitoring capabilities by providing high-resolution imagery in challenging areas. Furthermore, remote sensing is combined with incident records from organizations such as the Nigerian Oil Spill Detection and Response Agency (NOSDRA) to improve spill mapping and degradation quantification, supported by community participatory mapping and meteorological data, thus bolstering the accuracy and spatial detail of environmental assessments [6, 10, 11].

Case examples and findings

Remote sensing has proven effective in assessing environmental impacts in the Niger Delta. Studies using Landsat 8 imagery indicate significant vegetation degradation at oil spill sites compared to control areas. Additionally, high-resolution multispectral data and machine learning have successfully distinguished between oil-contaminated and oil-free vegetation types. Analyses of gas flaring revealed increased land surface temperatures and declines in vegetation indices around flare stacks, linked to flared gas volumes and emission intensity. This underscores remote sensing utility in environmental management and safety within the oil and gas industry [6, 12].

Data processing and analytical techniques

Reliable analysis of remotely sensed data requires rigorous preprocessing steps, including radiometric calibration, atmospheric correction, and geometric rectification. Particularly in the Niger Delta, methods such as cloud masking and the use of meteorological data are vital to mitigate errors from cloud cover. The extraction of vegetation indices – NDVI, SAVI, EVI, ARVI2 – via multispectral data is essential for assessing vegetation health and identifying oil spill impacts, employing techniques like image differencing and change vector analysis. Machine learning classifiers improve analysis accuracy by effectively managing complex class distinctions between contaminated and uncontaminated areas. Finally, the integration of GIS with satellite and drone data enables the creation of comprehensive environmental maps for emergency response, urban planning, and risk assessments [13].

Technical challenges and limitations

A. *Instrumental and sensor limitations.* The deployment of remote sensing for environmental monitoring in the Niger Delta faces challenges such as persistent cloud cover and atmospheric haze that obscure optical satellite imagery. This reduces the temporal resolution of observations, while the spatial resolution of free satellite data often fails to detect small spills or changes in vegetation health. Although high-resolution imagery from commercial satellites can address these issues, it is costly and has a lower revisit frequency.

B. *Data integration and processing complexity.* Integrating multisensor data from platforms like satellites, drones, and ground sensors presents challenges in harmonization and analysis, requiring preprocessing to ensure compatibility. Advanced algorithms for atmospheric correction and geometric rectification demand significant computational resources and specialized expertise, which may be scarce in the region.

C. *Operational and regulatory barriers.* Operational challenges, including political instability, limited technical capacity, and inadequate funding hinder the effective deployment of remote sensing technologies. Additionally, underdeveloped regulatory frameworks for data sharing, UAV airspace management, and inter-agency coordination result in delays in acquiring and integrating remote sensing data for environmental monitoring and remediation [2, 5, 9].

Future directions and recommendations

A. Advancements in sensor technologies, including enhanced spatial and spectral resolutions, promise improved detection of oil spills and environmental stress through future satellite missions.

Miniaturized sensors for UAVs and advanced payloads like infrared and laser fluorosensors will enable real-time monitoring of pipeline integrity. Integrating these technologies with Internet of Things (IoT) networks and data fusion methods will enhance monitoring systems.

B. Future research should enhance remote sensing data analytics using advanced machine learning and big data. Implementing real-time cloud-based processing pipelines will facilitate timely detection of environmental anomalies, complemented by robust decision support systems that integrate remote sensing with ground truthing.

C. Effective environmental monitoring in the Niger Delta requires supportive policies and institutional collaborations, including capacity building for local agencies and public-private partnerships. Standardized protocols for UAV operations and data integration are needed for consistent assessments [7, 13].

Beyond oil spills and gas flaring, remote sensing can address various environmental challenges, aiding in water quality monitoring and detecting illegal activities. Expanding these applications will enhance environmental protection and safety management strategies [6–8].

Discussion

The integration of remote sensing technologies in the Niger Delta shows great potential for environmental monitoring, despite challenges. Satellite imagery and UAVs provide complementary capabilities for detecting environmental degradation in real time. Vegetation indices like NDVI and SAVI effectively identify oil contamination and vegetation stress, while thermal infrared data links gas flares to environmental stress. Machine learning techniques enhance data management and reduce misclassification errors, particularly when used with GIS platforms for hotspot mapping. However, challenges such as sensor limitations, data integration issues, and the absence of robust regulatory frameworks hinder effectiveness. These challenges necessitate innovation, capacity building, and policy reform [2, 14].

Conclusion

Remote sensing via satellite and UAV platforms is vital for environmental monitoring in the Niger Delta oil and gas sector. Employing various sensors and machine learning techniques allows for efficient detection of environmental damage from oil spills, gas flaring, and pipeline vandalism. The review highlights challenges and advancements in data processing and spatial mapping crucial for enhancing environmental oversight. Future improvements, including better sensor capabilities and regulatory frameworks, are imperative for effective monitoring and protection of health in affected regions. Investments in these technologies will lead to a sustainable oil and gas industry, facilitating ecological restoration and safety management.

References

1. *Adamu B., Tansey K., Ogutu B*. Remote sensing for detection and monitoring of vegetation affected by oil spills // International Journal of Remote Sensing. 2018. Vol. 39, No. 11. P. 3628–3645. https://doi.org/10.1080/01431161.2018.1448483

2. *Adebangbe S.A.* Monitoring and managing oil spillage and environmental degradation through geoinformation: PhD thesis. Glasgow, 2025. 341 p. https://doi.org/10.5525/gla.thesis.85289

3. *Ozigis M.S., Kaduk J.D., Jarvis C.H.* et al. Detection of oil pollution impacts on vegetation using multifrequency SAR, multispectral images with fuzzy forest and random forest methods // Environmental Pollution. 2020. Vol. 256. P. 113360. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2019.113360

4. *Wekpe V.O., Whitworth M., Baily B.* Critical review of oil spill data and spill management in the Niger Delta Region of Nigeria // G-Journal of Environmental Science and Technology. 2022. Vol. 10, No. 1. P. 1–13.

5. *Dada K.S.J., Akila J.* The utilization of unmanned aerial vehicles in combating illegal bunkering activities in the Niger Delta regions of Nigeria // Journal of Advances in Military Studies. 2021. Vol. 4, No. 1. P. 101–126. https://doi.org/10.37944/jams.v4i1.96

6. *Morakinyo B.* Flaring and pollution detection in the Niger Delta using remote sensing: PhD thesis. Plymouth, 2015. 539 p. https://doi.org/10.24382/4528

7. *Ekeu-wei B.F., Ekeu-wei I.T.* Crude oil spillage in the Niger Delta – Causes, impact and detection approaches // Preprints. 2024. https://doi.org/10.20944/preprints202408.0329.v1

8. *Obida C.B.* Human and environmental exposure to hydrocarbon pollution in the Niger Delta: A geospatial approach: PhD thesis. Lancaster, 2020. 201 p. https://doi.org/10.17635/lancaster/thesis/1140

9. *Obida C.B., Blackburn G.A., Whyatt J.D., Semple K.T.* Counting the cost of the Niger Delta's largest oil spills: Satellite remote sensing reveals extensive environmental damage with >1 million people in the impact zone // Science of The Total Environment. 2021. Vol. 775. P. 145854. https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.145854

10. *Nmecha M.I., Okerek C.D., Egwuonwu C.C., Okorafor O.O.* Assessment of water quality of Otamiri River along selected reach using drone technology // Current Research in Environmental Science and Ecology Letters. 2024. Vol. 1, No. 1. P. 1–19. https://doi.org/10.33140/cresel.01.01.05

11. *Ansah C.E., Abu I.-O., Kleemann J.* et al. Environmental contamination of a biodiversity hotspot – Action needed for nature conservation in the Niger Delta, Nigeria // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 21. P. 14256. https://doi.org/10.3390/su142114256

12. *Raimi M.O., Ezekwe I.C., Agusomu T.D.* et al. Enhancing methane emissions management in Nigeria's oil and gas sectors: A comprehensive policy and strategic framework // Open Journal of Yangtze Oil and Gas. 2025. Vol. 10, No. 2. P. 31–62. https://doi.org/10.4236/ojogas.2025.102002

13. *Ozigis M.S., Kaduk J.D., Jarvis C.H.* Mapping terrestrial oil spill impact using machine learning random forest and Landsat 8 OLI imagery: a case site within the Niger Delta region of Nigeria // Environmental Science and Pollution Research International. 2019. Vol. 26, No. 4. P. 3621–3635. https://doi.org/10.1007/s11356-018-3824-y

14. *Kuta A.A.* Characterising land cover changes in the Niger Delta caused by oil production: PhD thesis. Nottingham, 2023. 318 p.

Remote sensing analysis of surface water pollution in oil-producing regions of the Niger Delta using NDWI time series

Nwobi N.O.*, Okeke S.E.
Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia
*nvobi_n@pfur.ru

Keywords: NDWI, Niger Delta, oil pollution, remote sensing, surface water

Introduction

Since oil was first commercially produced in the Niger Delta, the region has experienced profound economic transformation, but at a substantial environmental cost. What began as localized spills and leaks decades ago has escalated into a chronic, landscape-scale problem: rivers, creeks, and coastal wetlands that once sustained fisheries, drinking water, and local livelihoods are now routinely contaminated with petroleum hydrocarbons, heavy metals, and excess nutrients. Field surveys and regional water-quality studies document large spatial and seasonal variability in total petroleum hydrocarbons (TPHs) and heavy metals, with some sampling locations recording concentrations far above safe limits for human and ecological use [1]. The public-health and ecological consequences of these pollution patterns are severe. Meta-analyses and systematic reviews of seafood and water in the Niger Delta report elevated levels of arsenic, cadmium, lead, and other toxic elements in fish and shellfish, and studies warn that cumulative exposure poses both carcinogenic and noncarcinogenic risks to communities that rely on fish as a primary protein source [2]. These chemical trends are reinforced by field campaigns identifying hotspots of petroleum contamination and nutrient enrichment, which vary with season, tides, and proximity to oil infrastructure, making single-site monitoring insufficient for effective management.

Conventional in-situ monitoring remains essential but is costly, intermittent, and spatially patchy in the Delta's complex waterways. Remote sensing offers a complementary solution by providing consistent spatial coverage, repeat observations, and a rapid means of detecting water-body changes across large areas. Advances in satellite-based water-quality retrievals from empirical band-ratio methods to machine-learning models, along with freely available multispectral archives (Landsat, Sentinel), now enable multi-decadal analyses that were previously impossible [3]. Among spectral indices for water detection, the Normalized Difference Water Index (NDWI) remains a robust and widely used tool. By enhancing spectral contrast between water and surrounding vegetation or built surfaces, NDWI allows delineation of open water, tracking of water persistence, and generation of annual summaries that reduce seasonal noise [4]. While previous remote sensing studies in the Niger Delta have focused on vegetation response, shoreline changes, and site-level spill detection, few have produced long-term, region-wide NDWI series across the entire oil-producing area [5].

To address this gap, the present study aims to quantify long-term surface water dynamics across the Niger Delta oil-producing states using NDWI time series (2000–2024). By producing consistent annual summaries of water extent, the study provides a spatially comprehensive indicator of environmental stress, highlights areas and periods most affected by oil and gas activities, and generates evidence to guide monitoring, remediation, and management strategies.

Materials and methods

Study area

The Niger Delta region, located in Southern Nigeria, was selected as the study area. It encompasses the core oil-producing states, including Rivers, Bayelsa, Delta, Akwa Ibom, Cross River, Edo, Abia, Imo, and Ondo. Geographically, the Niger Delta lies between latitudes 4°N–6°N and longitudes 5°E–7°E, covering an extensive floodplain intersected by distributary channels of the River Niger. Ecologically, the region is characterized by mangrove forests, freshwater swamps, and coastal barrier islands, making it one of the most biodiverse wetlands in Africa. Socio-economically, the Niger Delta plays a critical role in Nigeria's economy as the hub of petroleum production, while also supporting millions of livelihoods through fishing, farming, and commerce. However, rapid industrialization, oil exploration, and climate change have exacerbated environmental challenges such as flooding, erosion, and ecosystem degradation. A map of the study area is shown in Fig. 1, delineating the Niger Delta boundary and its component states.

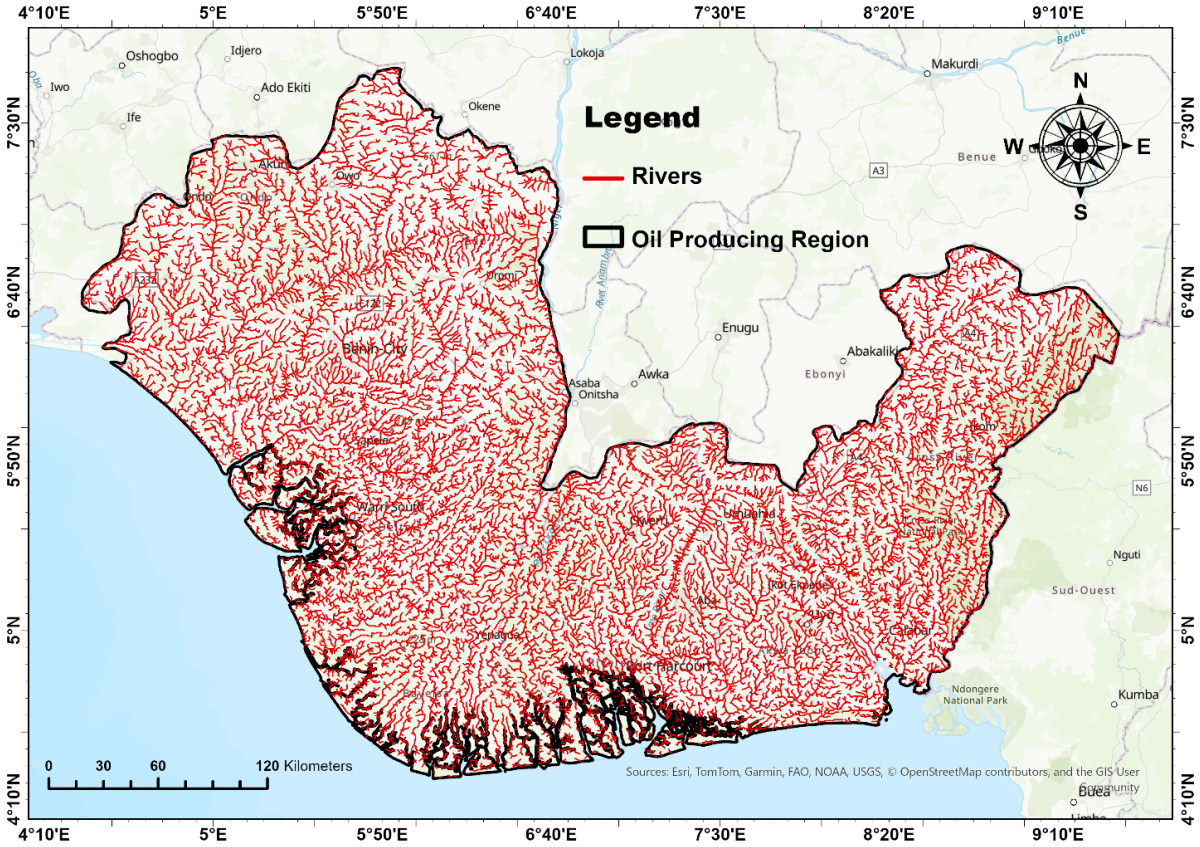


Fig. 1. Location map of Niger Delta oil-producing states

Data sources

In this study, we employed multiple data sources to ensure robust analysis of water dynamics in the Niger Delta. The primary dataset consisted of multi-temporal Landsat imagery, specifically Landsat 5 Thematic Mapper (TM), Landsat 7 Enhanced Thematic Mapper Plus (ETM+), Landsat 8 Operational Land Imager (OLI), and Landsat 9 OLI-2. These datasets, covering the period between 2000 and 2024, were accessed through the Google Earth Engine (GEE) platform in surface reflectance format, which provided atmospherically corrected and radiometrically consistent imagery.

To enhance the delineation of open water features, we adopted the Normalized Difference Water Index (NDWI), which is widely recognized for its effectiveness in highlighting water bodies while minimizing spectral confusion with vegetation and built-up areas. In addition to satellite data, we employed the Niger Delta administrative boundary shapefile, which we uploaded to GEE to facilitate spatially constrained analysis. We also incorporated the HydroRIVERS dataset, a global river network shapefile obtained from the HydroSHEDS portal (https://www.hydrosheds.org/products/hydrorivers), which we clipped to our study area boundary to provide contextual information on the spatial distribution of rivers within the Niger Delta. This combination of datasets ensured that all zonal statistics and summaries were restricted to the official boundary of the Niger Delta region, thereby providing an accurate representation of hydrological conditions within the study area.

Methodology

We adopted a stepwise methodological framework to quantify and analyze the long-term variations in surface water extent across the Niger Delta between 2000 and 2024. Our workflow commenced with the extraction of Landsat image collections from the GEE data catalog, where we applied cloud-masking procedures using the quality assessment band to minimize the influence of atmospheric disturbances and ensure high-quality datasets. The core analytical variable was the Normalized Difference Water Index (NDWI), which we computed following the formulation of McFeeters [6]:

$$NDWI = \frac{(Green - NIR)}{(Green + NIR)}$$

where Green represents the reflectance values of the green spectral band (Band 2 for Landsat 5 and 7; Band 3 for Landsat 8 and 9), and NIR represents the near-infrared spectral band (Band 4 for Landsat 5 and 7; Band 5 for Landsat 8 and 9). This index enhances the spectral contrast of water features relative to vegetation and built-up surfaces, thereby enabling accurate extraction of surface water bodies.

To address seasonal variability and missing data, we generated annual mean composites for each calendar year by averaging NDWI values across all available cloud-free scenes. This approach provided a consistent temporal dataset suitable for interannual comparisons. We then performed zonal statistical analysis over the Niger Delta boundary, extracting descriptive metrics including mean, minimum, maximum, median, and standard deviation of NDWI values for each year. These statistics allowed us to capture both the central tendencies and variability of water dynamics across the study area. The statistical summaries were subsequently exported from GEE in CSV format, enabling further processing and visualization.

Finally, we employed both graphical and statistical techniques to assess temporal trends. In the first stage, we visualized NDWI variations through line plots and bar charts to illustrate the direction and magnitude of annual changes. In the second stage, we applied trend analysis using regression models and the nonparametric Mann–Kendall test in R and Python to evaluate the statistical significance of observed changes over the 24-year period. This integrated methodological framework ensured a systematic, replicable, and statistically sound approach to monitoring hydrological dynamics in the Niger Delta.

Results

NDWI temporal trends

The temporal analysis of the Normalized Difference Water Index (NDWI) between 2000 and 2024 revealed distinct patterns of variability in surface water dynamics across the Niger Delta. As illustrated in Fig. 2, the NDWI mean values remained consistently negative throughout the study period, ranging from approximately -0.30 to -0.20. This trend indicates a general decline in surface water persistence and extent, with values consistently below zero reflecting the dominance of vegetation and built-up features in the landscape relative to open water surfaces.

The NDWI maximum values showed the most significant variability across the 25-year period, fluctuating between 0.15 and 0.50. Peaks in maximum NDWI were observed around 2003, 2008, and 2010, suggesting periods of enhanced water presence, potentially linked to seasonal flooding events or high rainfall years. However, a sharp decline in maximum NDWI occurred after 2013, with values stabilizing at lower levels in the 2018–2024 period. This decline points to reduced open water reflectance over time, which may be attributable to progressive environmental degradation, oil pollution, and sedimentation. Conversely, the NDWI minimum values remained relatively stable at strongly harmful levels (-0.70 to -0.50), indicating persistent zones where water signatures were either absent or masked by high concentrations of suspended sediments and pollution-related turbidity. These low values were particularly notable in years such as 2013, 2018, and 2020, coinciding with reported periods of environmental stress in the region.

Overall, the temporal profile demonstrates that while maximum NDWI values showed episodes of sharp decline, the mean and minimum NDWI values reflected a more stable but persistently degraded water condition across the Niger Delta. The contrast between high variability in maximum NDWI and the stability of mean and minimum NDWI underscores the vulnerability of surface water resources in the region to episodic stressors and long-term environmental pressures.

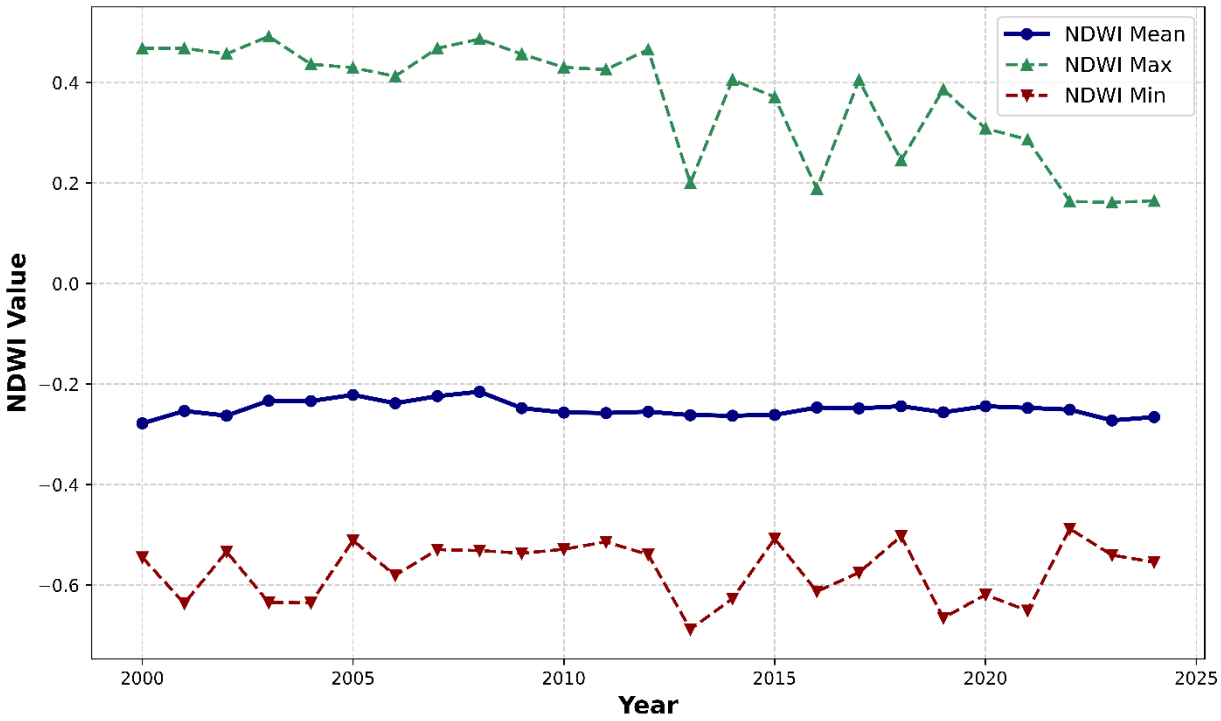


Fig. 2. NDWI trends (mean, maximum, and minimum) for the Niger Delta, 2000–2024

Annual summary statistics

The annual NDWI summary statistics (Table 1) provide further insights into the variability of water conditions across the Niger Delta from 2000 to 2024. The mean NDWI values fluctuated within a narrow band between -0.28 and -0.21, reflecting relatively stable long-term average conditions despite localized environmental changes. This stability suggests that, while there were short-term fluctuations, the general extent of water coverage did not experience drastic annual shifts at the regional scale.

The maximum NDWI values, which ranged from 0.16 to 0.49, highlight years of significant variability. The highest peaks were recorded in 2003 (0.49) and 2008 (0.49), corresponding to periods of increased surface water presence. In contrast, a marked reduction occurred after 2013, with values declining to approximately 0.16 by 2022–2024. This decline aligns with the observed environmental degradation and reduced resilience of aquatic ecosystems in the region. Minimum NDWI values were consistently negative, with the lowest observed in 2013 (-0.69) and 2019 (-0.66). These extreme values indicate severe reductions in water signatures, possibly linked to oil spill incidents, increased turbidity, or persistent anthropogenic stressors. Such years can be identified as periods of peak environmental stress or pollution years. The standard deviation values (0.05–0.07) show moderate variability, reflecting the influence of episodic events such as seasonal flooding, rainfall extremes, and localized oil spills on water conditions. The combination of relatively stable mean values with declining maxima and persistently negative minima suggests that while baseline water presence remains, the overall quality and integrity of water resources have been progressively compromised.

Table 1. **NDWI summary statistics (2000–2024)**

Year	NDWI maximum	NDWI mean	NDWI median	NDWI minimum	NDWI standard deviation
2000	0.468	-0.278	-0.285	-0.545	0.072
2001	0.468	-0.254	-0.262	-0.636	0.071
2002	0.457	-0.263	-0.268	-0.533	0.064
2003	0.492	-0.233	-0.238	-0.635	0.068
2004	0.437	-0.234	-0.238	-0.635	0.067
2005	0.429	-0.222	-0.225	-0.511	0.066
2006	0.413	-0.238	-0.244	-0.581	0.073
2007	0.468	-0.224	-0.225	-0.530	0.066
2008	0.487	-0.215	-0.223	-0.531	0.062
2009	0.457	-0.248	-0.256	-0.537	0.072
2010	0.430	-0.257	-0.264	-0.529	0.061
2011	0.426	-0.258	-0.268	-0.514	0.063
2012	0.466	-0.255	-0.262	-0.539	0.069
2013	0.200	-0.262	-0.268	-0.688	0.062
2014	0.405	-0.263	-0.270	-0.627	0.058
2015	0.371	-0.261	-0.268	-0.508	0.056
2016	0.188	-0.247	-0.252	-0.613	0.056
2017	0.405	-0.248	-0.256	-0.575	0.055
2018	0.245	-0.244	-0.252	-0.503	0.055
2019	0.387	-0.256	-0.262	-0.665	0.058
2020	0.309	-0.244	-0.252	-0.619	0.054
2021	0.286	-0.247	-0.256	-0.651	0.061
2022	0.164	-0.251	-0.260	-0.488	0.057
2023	0.161	-0.272	-0.283	-0.540	0.056
2024	0.165	-0.266	-0.275	-0.554	0.057

Discussion

The NDWI trends across the Niger Delta clearly show how surface water has been affected by human activities, especially oil and gas operations. The consistently negative mean NDWI values from 2000 to 2024 indicate that healthy water bodies are shrinking, while areas dominated by vegetation and built-up surfaces are expanding [7]. Sharp drops in maximum NDWI values in 2013 and 2016 match reported major oil spill events and intensified illegal refining activities, suggesting that these disturbances increased turbidity and reduced water clarity. Slight rises in NDWI around 2005, 2008, and 2017 may reflect short-term improvements in water quality, possibly from remediation efforts or fewer spills, but these gains were not maintained. The persistently low NDWI minima point to zones where water is consistently degraded or masked by sediments and pollutants. Looking beyond Nigeria, similar impacts are seen in oil-producing regions worldwide, where extraction and flaring reduce both the extent and quality of surface waters [8].

Overall, the NDWI time series provides a clear picture of how oil and gas activities shape water conditions over time. These findings highlight that surface waters in the Niger Delta are under ongoing stress, and they demonstrate the value of using remote sensing to monitor pollution, support remediation, and guide environmental management in regions affected by intensive hydrocarbon exploitation.

Conclusion

This study used a 25-year NDWI time series to assess surface water dynamics in the Niger Delta, highlighting the cumulative impacts of oil and gas activities. The analysis revealed persistently negative mean NDWI values, declining maximum NDWI, and consistently low minima, indicating a long-term reduction in water extent and quality across the region. These patterns correspond with documented oil spill events, illegal refining, and hydrocarbon pollution, underscoring the chronic stress on rivers, creeks, and wetlands. The NDWI-based approach proved effective in detecting both short-term fluctuations and long-term trends in surface water, providing a spatially comprehensive and cost-effective proxy for environmental monitoring. The results emphasize the vulnerability of the Niger Delta's aquatic ecosystems to industrial hydrocarbon activities and highlight the need for sustained pollution mitigation and restoration efforts.

Overall, this work demonstrates that remote sensing time-series analysis can complement field studies, support evidence-based decision-making, and guide environmental management strategies in oil-producing regions. Future studies could integrate water-quality measurements and sediment analyses to refine further the relationship between NDWI trends and specific pollutant loads, enabling more targeted remediation and policy interventions.

References

1. *Anyanwu I.N., Beggel S., Sikoki F.D.* et al. Pollution of the Niger Delta with total petroleum hydrocarbons, heavy metals and nutrients in relation to seasonal dynamics // Scientific Reports. 2023. Vol. 13, No. 1. P. 14079. https://doi.org/10.1038/s41598-023-40995-9

2. *Umeoguaju F.U., Akaninwor J.O., Essien E.B.* et al. Heavy metals contamination of seafood from the crude oil-impacted Niger Delta Region of Nigeria: A systematic review and meta-analysis // Toxicology Reports. 2023. Vol. 11. P. 58–82. https://doi.org/10.1016/j.toxrep.2023.06.011

3. *Jaywant S.A., Arif K.M*. Remote sensing techniques for water quality monitoring: A Review // Sensors. 2024. Vol. 24, No. 24. P. 8041. https://doi.org/10.3390/s24248041

4. *Kuta A.A., Grebby S., Boyd D.S.* Remote monitoring of the impact of oil spills on vegetation in the Niger Delta, Nigeria // Applied Sciences (Switzerland). 2025. Vol. 15, No. 1. P. 338. https://doi.org/10.3390/app15010338

5. *Xu H*. Modification of Normalised Difference Water Index (NDWI) to enhance open water features in remotely sensed imagery // International Journal of Remote Sensing. 2006. Vol. 27, No. 14. P. 3025–3033. https://doi.org/10.1080/01431160600589179

6. *McFeeters S.K.* The use of the Normalized Difference Water Index (NDWI) in the delineation of open water features // International Journal of Remote Sensing. 1996. Vol. 17, No. 7. P. 1425–1432. https://doi.org/10.1080/01431169608948714

7. *Omokaro G.O*. Oil extraction and the environment in Nigeria's Niger Delta: A Political-Industrial Ecology (PIE) perspective // Asian Journal of Advanced Research and Reports. 2024. Vol. 18, No. 11. P. 161–169. https://doi.org/10.9734/ajarr/2024/v18i11784

8. *Samsuria N.N.C., Ismail W.Z.W., Nazli M.N.W.M.* et al. Problems, effects, and methods of monitoring and sensing oil pollution in water: A Review // Water. 2025. Vol. 17, No. 9. P. 1252. https://doi.org/10.3390/w17091252

Использование БПЛА в нефтегазовой промышленности

Галиакберов Р.Р.
ПАО НК «РуссНефть», г. Мелеуз, Россия
r.galiakberov94@gmail.com

Ключевые слова: беспилотные летательные аппараты, трубопроводы, мониторинг, экология

Современная нефтегазовая промышленность представляет собой стратегически важную отрасль, обеспечивающую устойчивое развитие экономики страны. Увеличение протяженности трубопроводных систем, их старение и усложненные природно-климатические условия эксплуатации приводят к росту числа аварий и отказов оборудования. Традиционные методы контроля технического состояния объектов требуют значительных временных и финансовых затрат и не всегда позволяют оперативно выявить скрытые дефекты. В этих условиях внедрение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) становится одним из наиболее эффективных решений, позволяющих повысить уровень безопасности и снизить экологические риски.

Задачи исследования:

– определить возможности применения БПЛА для мониторинга состояния трубопроводов и инфраструктуры нефтегазового комплекса;

– выявить участки трубопроводов с повышенной вероятностью отказов и экологических рисков;

– оценить эффективность различных моделей БПЛА для обследования объектов разной протяженности и сложности;

– оценить экономический эффект и сроки окупаемости внедрения БПЛА в эксплуатацию и мониторинг объектов;

– обеспечить регулярный экологический мониторинг территории;

БПЛА для нефтяной промышленности выполняют широкий спектр задач:

1) Экологический мониторинг. Для обследования территории на наличие загрязнения нефтепродуктами и разливов не требуются дополнительные финансовые затраты. Точные картографические данные, которые предоставляет беспилотник, помогают:

– предотвратить негативное воздействие производства и транспортировки ископаемых;

– определить поврежденный участок;

– спланировать мероприятия по устранению ущерба экологии.

2) Помощь в проектировании и строительстве. Высококачественные изображения, полученные во время полета беспилотника, ложатся в основу создания топографических карт. Благодаря оперативной работе устройства и исчерпывающей полученной информации снижается стоимость и время, которые обычно тратятся на подобные исследования. Технология также увеличивает контурную точность объектов.

3) Обследование инфраструктуры. Использование БПЛА для обследования оборудования нефтегазового сектора является экономически выгодным и результативным решением. Беспилотник делает фотографии высокого качества во время полета. Полученные данные

становятся материалами для анализа и оценки системы коммуникаций и прилегающей территории. Беспилотный аппарат обнаружит те участки трубопровода, которые находятся в положении, не предусмотренном проектом. Благодаря данным, полученным в режиме реального времени, работники нефтегазовой системы предскажут или выявят и устранят разливы, утечки, коррозию и прочие повреждения трубопровода.

4) Оперативный контроль. Преимущества в использовании беспилотника заключаются в оценке оперативных состояний оборудования. Просадки поверхности и природные явления становятся причиной аварий. Снимки, сделанные БПЛА во время полета на небольшой высоте, используются для определения проблем и предотвращения аварийных ситуаций. Регулярные полеты БПЛА создают полную картину состояния и эффективности инфраструктуры. Благодаря оснащению беспилотника (тепловизор, мультиспектральные камеры, датчики магнитного поля, металлодетекторы, датчики радиации и так далее) и программному обеспечению снимки и записи анализируются оператором.

На сегодняшний день в Ханты-Мансийском филиале ПАО НК «РуссНефть» эксплуатируются напорные трубопроводы: в ЦДНГ № 1 общей протяженностью 68,6 км, в ЦДНГ № 2 – 69,8 км. В 2025 г. планируется ввод в эксплуатацию нового напорного трубопровода от пункта налива нефти в с. Каменном до СИКН № 596 общей протяженностью 61 км. Помимо напорных трубопроводов в Филиале в эксплуатации находятся 63 разбуренные кустовые площадки, в бурении – 5 кустовых площадок, общая протяженность трубопроводной системы составляет на конец 2024 г. 545 км.

За период 2023–2024 гг. в Филиале зафиксировано суммарно 70 отказов; из них 10 отказов на нефтепроводах и 60 отказов на водоводах (при общей протяженности 545 км).

Протяженность нефтепроводной системы продолжает увеличиваться за счет строительства напорного трубопровода на Восточно-Каменном месторождении, а также благодаря бурению новых кустовых площадок.

Большинство трубопроводов из действующего парка проложены через заболоченные территории, что усложняет контроль за мониторингом их состояния и поиск возможных порывов.

По сравнению с 2023 г., в 2024 г. отмечается следующая динамика отказности:

– увеличение доли отказов на трубопроводах со сроком эксплуатации 11–15 лет с 10% до 32%;

– увеличение доли отказов на трубопроводах со сроком эксплуатации более 15 лет с 7% до 12%.

Это подтверждает, что именно стареющие участки трубопроводов требуют первоочередного внедрения БПЛА для регулярного контроля и профилактики аварий.

Научная новизна заключается в комплексном обосновании применения БПЛА на всех этапах эксплуатации и обслуживания нефтегазовой инфраструктуры: от проектирования и строительства до эксплуатации и экологического мониторинга. Особое внимание уделено выявлению экологических рисков – разливов нефтепродуктов, загрязнения почвы и водных ресурсов. Установлена прямая зависимость между возрастом трубопроводов и ростом отказности, что подтверждает необходимость внедрения интеллектуальных систем мониторинга с помощью БПЛА.

Предложения по внедрению

Обучение персонала:

– комплексное обучение работников Филиала работе с БПЛА и программным обеспечением;

– разработка и внедрение технических стандартов и инструкций по эксплуатации и обслуживанию беспилотных летательных аппаратов;

Пилотные испытания:

– проведение тестовых полетов на объектах Филиала для оценки функциональности БПЛА в реальных условиях;

– формирование стратегии дальнейшего внедрения технологии на основе полученных результатов;

– оценка экономической эффективности: сроки окупаемости технологии при предотвращении аварии на нефтепроводе практически мгновенные за счет минимизации ущерба и сокращения затрат на ликвидацию аварий.

Обзор технологии

Геоскан 801 (компактный коптер для видеомониторинга)

Продолжительность полета – 40 мин;

Дальность связи (видео) – до 10 км;

Высота эффективного применения – 4000 м;

Посадка – система точной посадки;

Диапазон рабочих температур – -20С.. +40С;

Стоимость – 1 781 тыс. руб. без НДС.

Коптер Геоскан 801 закуплен для Филиала в 2025 г. с целью проведения аэрофотосъемки и обновления топографических баз данных, возможно использование для мониторинга трубопроводов с ограничениями. К минусам данного БПЛА относится малая продолжительность полета на одном заряде, а также дальность полета: максимальное расстояние с возвратом на место запуска – 25 км. Для проведения инспекции и мониторинга состояния напорных трубопроводов с протяженностью около 70 км Геоскан 801 является не подходящим решением, но он применим для инспекции по месторождению, а также там, где трубопроводы проложены вдоль трассы автомобильных дорог.

ZALA Z-16 (БПЛА безаэродромного базирования с гибридной силовой установкой)

Размах крыла – 4 640 мм;

Продолжительность полета – 12+ ч;

Дальность связи (видео) – 150+ км;

Высота эффективного применения – 500–3600 м;

Взлет – пневматическая пусковая установка на базе прицепа;

Посадка – парашют, воздушный амортизатор;

Диапазон рабочих температур – -40С - +50С

Стоимость – ориентировочно 5 600 тыс. руб. без НДС

Подходит для мониторинга протяженных напорных трубопроводов, труднодоступных территорий и объектов с повышенными экологическими рисками благодаря высокой автономности и увеличенной продолжительности полета за один рейс. Летательный комплекс

ZALA Z-16-5G оснащен гибридной силовой установкой, обеспечивающей гарантированное время полета более 12 ч; Данный БПЛА транслирует видеопоток в HD-формате, что позволяет оператору наземной станции получать детализированное видеоизображение в реальном времени.

Таким образом, для региональных объектов с небольшой протяженностью трубопроводов достаточно применения компактных моделей (Геоскан 801), а для протяженных магистралей экономически оправдано внедрение тяжелых комплексов (ZALA Z-16-5G).

Полученные результаты исследований:

– установлена прямая зависимость между возрастом трубопроводов, ростом отказности и вероятностью экологических инцидентов.

– определены наиболее эффективные модели БПЛА для разных условий эксплуатации;

– сформирована база данных о состоянии трубопроводов и экологических рисках;

– обоснована экономическая эффективность внедрения БПЛА – предотвращение аварий и снижение ущерба окружающей среде.

Использование БПЛА позволит значительно сократить операционные расходы по ликвидации загрязнения почвы нефтепродуктами за счет оперативного выявления места порыва трубопровода и начала принятия мер по ликвидации аварии.

Внедрение беспилотников облегчит следующие задачи:

– поиск утечек на протяжении всего трубопровода, независимо от труднодоступности района;

– предотвращение аварийных ситуаций и экологических последствий;

– оценка технического состояния существующей системы;

– создание и поддержание в актуальном состоянии карты местности, по которой проложен трубопровод;

– экологический мониторинг районов прохождения магистрали трубопроводов;

– обнаружение мест обвала и подмывания грунта и прочих природных явлений, способных нарушить плановую работу магистрали.

Применение методики расчета рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике

Горелкина Е.И.[1,2]
1 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия
2 – Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия
Gorelckina.evgenia@yandex.ru

Ключевые слова: водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, среднеинтегральная характеристика эжектора, закачка попутного нефтяного газа, снижение углеродного следа

Всемирная обеспокоенность выбросами парниковых газов указывает на необходимость разработки и совершенствования технологий, которые позволят повысить эффективность технологических процессов и достичь углеродной нейтральности. Анализ данных об источниках выбросов показывает, что значительная доля выбросов связана с деятельностью нефтегазодобывающих предприятий. В этой связи многочисленные исследования направлены на внедрение методов, позволяющих суммировать увеличение КИН и захоронение газов в пластах.

Заводнение как способ поддержания пластового давления имеет ряд недостатков. В литературных источниках [1–4] даны рекомендации для предотвращения преждевременного прорыва воды, в [5–7] – рекомендации по системе поддержания пластового давления (ППД). В [8] предложено добавлять в воду различные реагенты для возможности изменения степени вытеснения и охвата пласта воздействием.

Рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) на промысле может осуществляться закачкой газа в пласт в процессе газового и водогазового воздействия. Однако не все технологии и технические решения для их реализации исследованы на достаточно высоком уровне, что сдерживает тиражирование методов на промыслах [9–11].

При реализации эжекторных технологий необходимо грамотно подобрать форму проточной части, геометрические параметры эжектора и режимы эксплуатации, так как это непосредственно влияет на КПД.

Целью исследования является разработка методики расчета рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике, которая упрощает выбор эжектора при компоновке насосно-эжекторной системы.

Ранее проведенные исследования [12] показали, что имеется возможность обобщить характеристики эжектора с использованием безразмерных параметров – относительного перепада давлений и среднеинтегрального коэффициента инжекции. Однако сам метод с разъяснением не был разработан и опубликован. Для устранения указанного пробела была создана и протестирована методика расчета рабочих размерных параметров эжектора (подачи газа и развиваемого давления) по среднеинтегральной характеристике.

Разработанная методика позволяет с достаточной для практических целей точностью рассчитывать на разных режимах расход откачиваемого газа и давление на выходе в области

абсолютных давлений у входа в приемную камеру эжектора от 3 до 10 бар и рабочих давлений перед соплом от 61 до 121 бар. Методика применима не только в стендовых, но и в промысловых условиях.

Научная новизна состоит в разработке обеспечивающего хорошую сходимость расчетных и фактических данных графоаналитического метода расчета рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике.

Эксперименты для тестирования методики проводили на стенде, принципиальная схема которого и методика исследований представлены в [13]. В состав стенда входили насос, бак для жидкости, компрессор, эжектор, а также система трубопроводов, запорно-регулирующая арматура и контрольно-измерительные приборы. Диаметр диафрагменного сопла эжектора составлял 3,2 мм, цилиндрической камеры смешения – 7,1 мм, угол раскрытия диффузора был 5,5º, длина камеры смешения – 340 мм, расстояние между соплом и входом в камеру смешения – 14,1 мм.

В качестве жидкой фазы использовали пресную воду, а в качестве газовой – атмосферный воздух. Такой подход позволяет достаточно хорошо моделировать реальные условия работы насосно-эжекторных систем при откачке попутного нефтяного газа [13, 14].

На вход в приемную камеру эжектора подавали воздух от компрессора под абсолютным давлением 10 бар, а в рабочее сопло нагнетали воду с абсолютными давлениями от 51,5 до 90,8 бар.

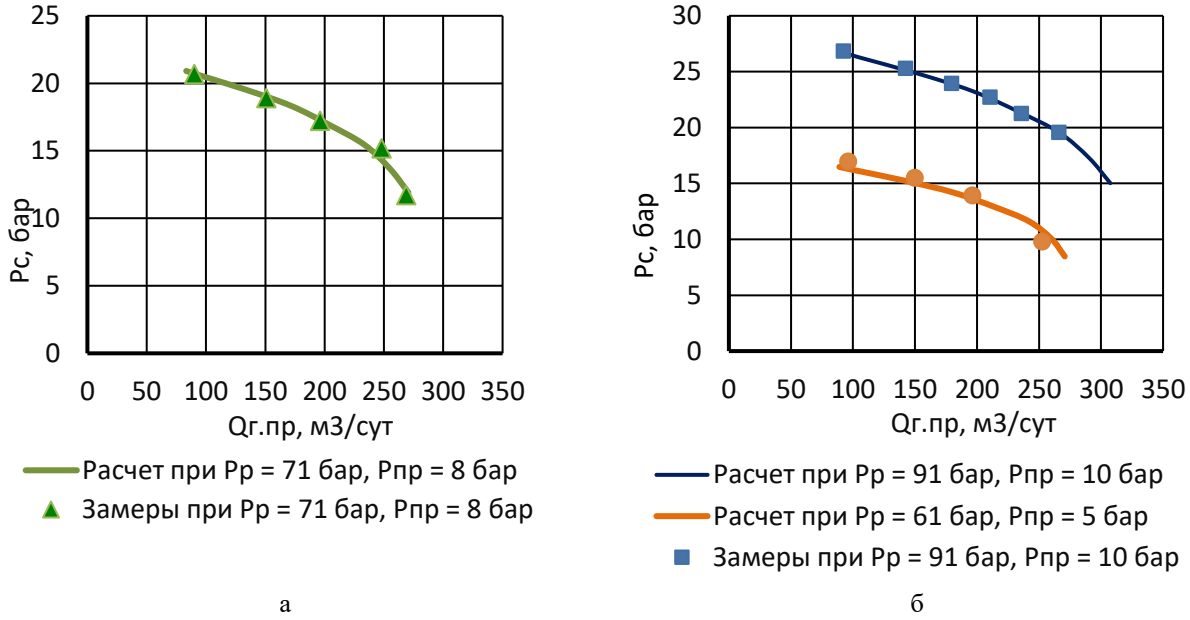
Рабочее давление перед соплом эжектора создавалось насосом. Регулирование давлений на приеме и выходе эжектора осуществлялось вентилями. При проведении экспериментов с помощью регулируемого вентиля создавали различные противодавления на выходе эжектора, меняя его подачу и развиваемое давление, что позволяло замерять параметры струйного аппарата. Данный способ исследований позволяет снимать характеристики на разных режимах путем изменения гидравлического сопротивления на выходе эжектора. Еще одним преимуществом метода является незначительное время, необходимое для стабилизации параметров при изменении режима [13].

На рис. 1а показано сопоставление расчетной характеристики (сплошная линия) и фактических режимов работы жидкостно-газового эжектора (отмечены треугольными знаками) при $P_р$ = 71 бар и $P_{пр}$ = 8 бар. На рис. 1б показано сопоставление расчетных (сплошные линии) и замеренных в стендовых экспериментах рабочих параметров жидкостно-газового эжектора при $P_р$ = 91 бар и $P_{пр}$ = 10 бар (фактические режимы обозначены квадратными знаками) и при $P_р$ = 61 бар и $P_{пр}$ = 5 бар (фактические режимы отмечены круглыми знаками).

Как следует из графиков на рис. 1, наблюдается хорошая сходимость расчетных и фактических величин, и разработанную методику можно рекомендовать для практического использования при расчетах рабочих режимов эжекторов в технологиях водогазового воздействия.

Сравнение расчетных и фактических значений расхода газа показало, что максимальное относительное отклонение расчетных величин от фактических не превышает 5%.

Наиболее предпочтительной областью реализации предложенной методики являются различные варианты технологии водогазового воздействия с откачкой затрубного попутного нефтяного газа добывающих скважин, когда величины затрубных давлений и давлений на приеме эжекторов находятся в интервале от 5 до 10 бар.



а б

Рис. 1. Сопоставление расчетных и замеренных в стендовых экспериментах рабочих параметров жидкостно-газового эжектора:
а – $Р_р$ = 71 бар и $Р_{пр}$ = 8 бар; б – $Р_р$ = 91 бар и $Р_{пр}$ = 10 бар, $Р_р$ = 61 бар и $Р_{пр}$ = 5 бар

При использовании разработанной методики можно достаточно просто, быстро и точно определить рабочие параметры эжектора в широком диапазоне изменения режимных условий в тех случаях, когда можно пренебречь растворимостью газа в жидкости.

Расчет реализуют следующим образом. Среднеинтегральный коэффициент инжекции [15] по газу:

$$U_{Г.СР} = \frac{1}{P_c - P_{пр}} \int_{P_{пр}}^{P_c} U_Г(P)\, dP, \qquad (1)$$

где $U_Г(P)$ – зависимость коэффициента инжекции газа от давления, $P_с$ – давление газожидкостной смеси на выходе эжектора, $P_{пр}$ – давление в его приемной камере.

При откачке эжектором газа давление по длине камеры смешения и диффузора возрастает. Вследствие этого газ сжимается и может растворяться в жидкости, что приводит к снижению его объемного расхода.

$$U_Г(Р) = Р_{пр} \int_{Р_{пр}}^{Р_с} \frac{U_{Г.ПР}}{P} dP. \qquad (2)$$

Здесь $U_{Г.ПР}$=$Q_{Г.ПР}/Q_р$ – отношение расхода газа на приеме эжектора к расходу рабочей жидкости.

Процесс сжатия газа в эжекторе является практически изотермическим вследствие того, что теплоемкость жидкости намного выше теплоемкости газа. Для случаев эксплуатации, когда растворимостью газа можно пренебречь, $U_{Г.СР}$ вычисляется по формуле:

$$U_{Г.СР} = \frac{U_{Г.ПР} Р_{пр} ln\frac{Р_с}{Р_{пр}}}{Р_с - Р_{пр}}. \qquad (3)$$

Отдельно исследовательский интерес представляет технология закачки водогазовой смеси, ПНГ которой содержит значительную долю углекислого газа. Как известно, CO_2 обладает ярко выраженной способностью растворяться в воде, и чем выше давление, тем сильнее выражается данный эффект. Зависимость способности к растворению от давления выражается законом Генри.

Также растворимость газа зависит от температуры. В период эксплуатации эжектора температура может колебаться в широком диапазоне.

Конечный и обобщающий итог работы – усовершенствованная методика подбора эжектора для перекачки различных газов для водогазовой смеси.

Это позволит увеличивать нефтеотдачу за счет внедрения метода водогазового воздействия и снижения затрубных давлений.

Литература

1. *Шахвердиев А.Х.* Системная оптимизация процесса доразработки нефтяных месторождений: Дис. … д-ра техн. наук. М., 2001. 235 с. EDN: QDMCLP

2. *Шахвердиев А.Х., Захаров И.В., Сулейманов И.В.* Исследование степени информативности параметров, определяющих процесс образования застойных и слабодренируемых зон залежей углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 64–68. EDN: IGZDDX

3. *Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Ya.V., Mandrik I.E., Arefyev S.V.* Optimization of reservoir waterflooding with unstable displacement front // ANAS Transactions, Earth Sciences. 2023. No. 2. P. 64–78. https://doi.org/10.33677/ggianas20230200103

4. *Шахвердиев А., Арефьев С.В.* Прогноз прорыва воды при заводнении в условиях неустойчивости фронта вытеснения нефти водой // SOCAR Proceedings. 2023. № 3. С. 58–67. https://doi.org/10.5510/OGP20230300887

5. *Шахвердиев А.Х., Барьюдин В.Л., Малышек Г.В.* и др. Системный подход к регулированию гидродинамического воздействия на залежь (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 1990. № 10. С. 52–55. EDN: IGZDDX

6. *Шахвердиев А.Х., Мандрик И.Э.* Оптимизация плотности сетки скважин и ее влияние на коэффициент извлечения нефти // Нефтяное хозяйство. 2007. № 12. С. 54–58. EDN: JVNJKH

7. *Шахвердиев А.Х.* Оптимизация системы поддержания пластового давления при заводнении залежей // Нефтяное хозяйство. 2001. № 3. С. 42–44. EDN: THRVGE

8. *Bakhtiyarov S.I., Shakhverdiyev A.K., Panakhov G.M., Abbasov E.M.* Effect of surfactant on volume and pressure of generated CO_2 gas // SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 31 March – 3 April 2007.Paper SPE-106902-MS. https://doi.org/10.2118/106902-MS

9. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А.* Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: Учебное пособие. М.: РУДН, 2019. EDN: PRQPOV

10. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А.* Увеличение КИН: водогазовое воздействие на пласт. Опыт эксплуатации насосно-эжекторной системы и пути совершенствования технологии ВГВ // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. № 7(67). С. 70–77. EDN: ZRZUGL

11. *Drozdov A.N.* Stand investigations of ESP'S and gas separator's characteristics on gas-liquid mixtures with different values of free-gas volume, intake pressure, foaminess and viscosity of liquid // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19–22 September 2010. Paper SPE-134198-MS. https://doi.org/10.2118/134198-MS

12. *Дроздов А.Н.* Обобщение характеристик жидкостно-газовых эжекторов // Нефтяная и газовая промышленность: Экспресс-информация. Серия: Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. 1991. № 9. С. 18–22. EDN: URBGWB

13. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И.* Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле: Учебное пособие. М.: Спутник+, 2020. 391 с. EDN: LHBBYX

14. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А.* Исследование характеристик эжектора для совершенствования технологии откачки газа из затрубного пространства при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 2020. № 2. С. 54–57. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-2-54-57

15. *Дроздов А.Н.* Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос: Дис. … канд. техн. наук. М., 1982. 212 с. EDN: XSRZRR

Оценка экологических рисков при подземной закачке CO_2 на основе гидрогеохимического моделирования в ПО PHREEQC

Каменская М.С.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
k.milena001@mail.ru

Ключевые слова: гидрогеохимическое моделирование, PHREEQC, экологические риски, подземная закачка CO_2, геохимические процессы

Закачка диоксида углерода (CO_2) в геологические пласты является ключевой технологией, сокращающей выбросы парниковых газов в нефтегазовой отрасли, применяемой для долгосрочного подземного хранения CO_2 (CCS, Carbon Capture and Storage) или для увеличения нефтеотдачи (CO_2-EOR, Enhanced Oil Recovery).

Использование диоксида углерода обусловлено его уникальными физико-химическими свойствами, позволяющими бюджетно транспортировать и закачивать его в подземный резервуар, а также эффективнее вытеснять нефть из пористых сред по сравнению с другими газами и водой [1].

Для успешной закачки CO_2 в нефтяной или водонасыщенный пласт необходимо поддерживать определенные термобарические условия, изучать взаимодействие CO_2 с пластовыми флюидами (вода, нефть) и минералами породы-коллектора, а также учитывать потенциальные экологические риски, которые могут быть определены на этапе моделирования.

Во время и после закачки диоксида углерода всегда существует риск утечки газа в окружающую среду из-за повреждения оборудования при термобарических нагрузках или из-за своевременно необнаруженных разломов подземного резервуара, что может повлечь за собой миграцию CO_2, углеводородов и других присутствующих соединений. Перетоки таких веществ могут приводить к образованию техногенных залежей, изменению коллекторских свойств породы и деформации грунта, изменению состава подземных водоносных горизонтов, снижению почвенного биоразнообразия и отравлению целой экосистемы [2].

Для прогнозирования нежелательных эффектов практикуется гидрогеохимическое моделирование, способное показать возможное образование агрессивных растворов, вызывающих коррозионные явления в эксплуатационных скважинах, и возникновение солевых отложений. Твердые вещества снижают пропускную способность оборудования, затрудняют движение газа в трубопроводе и уменьшают объем нефтедобычи. Применение гидрогеохимических симуляторов дает возможность оценить происходящие геохимические процессы при подземной закачке диоксида углерода и подготовить соответствующие рекомендации [3].

Программа PHREEQC предназначена для выполнения широкого спектра геохимических расчетов и позволяет моделировать растворение и минерализацию диоксида углерода в пластовых водах, изменение состава и свойств породы после контакта с CO_2 и анализировать долгосрочную стабильность геологических хранилищ.

Программа позволяет с помощью ключевых слов задать термобарические условия реакции, химический состав водной, газовой и твердой фазы, а также выдать итоговую таблицу после расчета [4].

Для оценки экологических рисков при подземной закачке CO_2 была поставлена задача провести расчет взаимодействия диоксида углерода, породы и пластовой воды в PHREEQC. Рассмотрены модели нескольких различных геологических объектов для долгосрочного хранения CO_2 или повышения компонентоотдачи залежей углеводородов.

В качестве примера рассмотрим водоносный горизонт действующего подземного хранилища газа – Щелковского ПХГ.

Входными данными для расчетов являлись минералогический состав керна Щелковского ПХГ: кварц (98,38 мол.%), гидрослюда (0,33 мол.%), галит (0,32 мол.%.), доломит (0,24 мол.%), калиевые полевые шпаты (0,52 мол.%) и пирит (0,21 мол.%). Были заданы следующие термобарические параметры: температура t = 25 °C, давление P = 100, 150 и 200 атм, соответствующие разным условиям нагнетания. Учитывался химический состав пластовой воды, pH и температура, а также характеристика газовой среды (CO_2).

На основе анализа результатов моделирования в PHREEQC были выявлены следующие ключевые процессы и экологические риски для экосистемы:

1) Наблюдается закономерное увеличение содержания в пластовой воде углеродных соединений и снижение pH с 5,74 до 4,52 из-за контакта с CO_2, что ведет к повышению коррозионной активности.

2) Отмечается полное растворение галита (NaCl) и возможное растворение калиевых полевых шпатов ($KAlSi_3O_8$), что ведет к увеличению концентрации Na^+, Cl^- и K^+ в пластовой воде и появлению Al и Si. Доломит ($CaMg(CO_3)_2$) растворяется полностью только при давлении 200 атм. Отмечается возможность образования сульфатов (гипс – $CaSO_4{:}2H_2O$, ангидрит – $CaSO_4$) и алунита – $KAl_3(SO_4)_2(OH)_6$.

3) Появляется риск засаливания подземных вод из-за роста концентрации ионов Cl^- и Na^+ и возможной миграции новых элементов, что может сделать воду непригодной для дальнейшего использования в случае миграции в используемые для хозяйственных нужд водоносные горизонты.

4) Помимо миграции водной фазы, следует учитывать и риски миграции CO_2 в газовой фазе.

5) PHREEQC прогнозирует возможность образования гидрокарбонатных комплексов $MgHCO_3^+$, $CaHCO_3^+$ и $NaHCO_3$ после растворения CO_2 в пластовой воде и контакта с минералами коллектора, которые в дальнейшем могут влиять на протекание химических реакций.

6) Наибольшего растворения минералов при контакте с CO_2 и пластовой водой следует ожидать при наибольшем давлении – 200 атм. Таким образом, давление является важным фактором, который стоит учитывать во избежание чрезмерного растворения породы и возникновения рисков переотложения твердых соединений.

7) Активное растворение и преобразование исходных минералов (доломит, полевые шпаты, пирит), осаждение вторичных минералов (гипс, алунит) и образование комплексов при высоком давлении может влиять на пористость и проницаемость породы.

В табл. 1 представлены расчетные изменения минералогического состава среды.

Таблица 1. **Изменение минералогического состава среды**

Твердая фаза				
Минерал	Исходные (% мол.)	Конечные (100 атм.) (мол.%)	Конечные (150 атм.) (мол.%)	Конечные (200 атм.) (мол.%)
Галит	0,32	0	0	0
Пирит	0,21	0,21	0,21	0,21
Доломит	0,24	0,0259	0,004303	0
Калиевые полевые шпаты	0,52	0	0	0
Гидрослюда	0,33	0,5033	0,5033	0,5033
Кварц	98,38	99,42	99,42	99,42

Поведенный анализ показал, что при данных условиях контакт диоксида углерода с пластовыми флюидами и породой наиболее вероятно приведет к засолению подземных вод, повышению коррозионной активности пластовой воды и изменению коллекторских свойств пласта, поэтому для безопасной реализации закачки диоксида углерода необходимо проводить предварительное моделирование и организовывать строгий мониторинг геохимических и геологических процессов, включая контроль миграции жидкой и газовой фаз, образование трещин, активизации разломов и деформации породы, используя 3D-моделирование и комплекс промысловых анализов.

В качестве второго примера рассмотрим моделирование взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и породой песчаника газоконденсатной залежи пласта ачимовских отложений.

В первой серии расчетов изучалось влияние давления (75–300 атм) и температуры (100 °C) на растворение отдельных минералов (альбит, кальцит, доломит, калиевые полевые шпаты, гидрослюда, каолинит, кварц), присутствующих в породе. Результаты моделирования показали активное растворение карбонатов и полевых шпатов, снижение pH до 4,5–4,7, увеличение рисков коррозии.

Во второй серии расчетов рассмотрены три модели породы с высоким содержанием альбита, кварца и калиевых полевых шпатов. После контакта породы с диоксидом углерода и пластовой водой отмечалось частичное или полное растворение альбита и калиевых полевых шпатов, что может привести к снижению прочности и деформациям породы с увеличением рисков утечек из залежи.

Результаты моделирования выявили существенные различия в протекающих геохимических процессах, что подчеркивает критическую важность учета минералогического состава и термобарических условий для прогнозирования экологических рисков.

Следует также обратить внимание на совершенствование правового регулирования и разработать отечественные стандарты предельно допустимых концентраций (ПДК) для компонентов пластовых вод после закачки CO_2 для минимизации рисков негативного воздействия на экосистему. Новые экологические индексы/показатели в процессе моделирования также могут способствовать оперативной экологической оценке.

Таким образом, гидрогеохимическое моделирование позволяет спрогнозировать возможные геохимические процессы при подземной закачке CO_2 в определенных условиях и проанализировать потенциальные экологические риски для окружающей среды.

Литература

1. Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS): Технологический обзор. Женева: Европейская экономическая комиссия ООН, 2001. 35 с. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_RU_final_0.pdf (дата обращения: 19.09.2025).

2. *Климов Д.С., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А*. и др. Моделирование гидрогеохимических процессов взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и минералами породы при повышении нефтеотдачи и подземном захоронении // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 2. С. 114–123. https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.10

3. ГОСТ Р ИСО 27914-2023. Улавливание, транспортирование и хранение углекислого газа. Подземное размещение. М.: Российский институт стандартизации, 2023. 48 с.

4. Overview of PHREEQC Version 3. URL: https://www.usgs.gov/software/phreeqc-version-3 (дата обращения: 19.09.2025).

Связь между биологическими и химическими методами анализа нефтяного загрязнения почв

Колосова Е.М.*, Таныкова Н.Г., Фаррахова Г.Р., Сутормин О.С.
Сургутский государственный университет г. Сургут, Россия
*kolosova_em@surgu.ru

Ключевые слова: нефтяное загрязнение почв, биотестирование, аналитическая химия

Нефтегазодобывающая промышленность является одной из ключевых отраслей экономики Российской Федерации с одной стороны и источником большого числа экологических проблем – с другой. Проблема нефтяного загрязнения почв и их последующего восстановления регламентируются сложным переплетением федеральных и региональных нормативных актов. Сравнительный анализ этих документов выявляет существенные различия в подходах к нормированию качества почв, требованиям к рекультивации, возмещению ущерба и организации контроля, что непосредственно влияет на эффективность охраны земельных ресурсов в различных субъектах РФ.

Материалы и методы: традиционно для обнаружения загрязнений, в том числе нефтяных, используют химические и физико-химические аналитические методы, позволяющие определить элементный и валовый состав примесей. Такие методики используются, когда известно, каким именно веществом загрязнена почва, и при наличии соответствующего норматива предельно допустимых концентраций (ПДК).

Одной из нерешенных в настоящее время проблемой является установление научно обоснованных нормативов ПДК нефти и нефтепродуктов (НП) в почвах [1, 2]. Трудности заключаются в том, что сама почва, как «живая» система, и нефть являются сложными, многосоставными объектами. Например, от гранулометрического состава почвы зависит степень проникновения НП в глубину, от содержания органического вещества – степень связывания и сорбции [3]. Также характер «поведения» НП в почвах зависит от самой нефти и ее свойств как гетерогенной системы (вязкости, плотности и т. д.) [4].

Вследствие трудностей выявления степени загрязнения сложных по составу анализируемых сред, содержащих десятки загрязняющих веществ, или веществ, состав которых сложен или неизвестен (нефть, НП, комплексные удобрения, пестициды), для экологического контроля используют биологические системы разного уровня организации (от экосистемы до отдельного организма). Биологические методы также включены в перечень методов, используемых в случае проведения комплексного обследования загрязнении природных сред промышленных районов с интенсивной антропогенной нагрузкой (РД 52.44.2-94).

Однако до сих пор вопрос о сопоставлении результатов биологических и химических анализов остается дискуссионным. Существует несколько ключевых аспектов, которые затрудняют решение данного вопроса. Во-первых, живой организм, являясь целостной структурой, обладает внутренней системой регуляции и устойчивости. Различные виды животных и растений не одинаково реагируют на одно и то же вещество. Например, известны случаи

гипераккумуляции металлов растениями. В качестве решения данной проблемы предлагается использование набора организмов, так называемой «батареи биотестов» [5]. В качестве альтернативного решения предложено создание комплексного ферментативного биотеста [6]. В таком биотесте вместо живых организмов используют ферменты, отвечающие за реализацию конкретной функции (метаболической цепочки). Такая методика обладает большей точностью, надежностью и повторяемостью, по сравнению с организменными методами. Ответная реакция ферментов регистрируется с помощью оптических приборов (спектрофотометра и люминометра). На основе такой методологии возможно создание высокочувствительных сенсоров, где в качестве аналитического датчика (биологического модуля) выступают ферменты. Было показано, что биолюминесцентная ферментная система, состоящая из двух ферментов (НАДН:ФМН-оксидоредуктазы и бактериальной люциферазы) была чувствительна к загрязненным нефтью почвам, но зависимость от концентрации не была выявлена (исследованный диапазон 50–150 г/кг), вероятно, данный эффект связан с ограниченной растворимостью нефти в воде. Кроме того, было обнаружено, что существует сильная корреляция между показателем биолюминесценции и концентрацией окисленных форм углеводородов в почвах ($r = -0,87$).

Второй проблемой является тот факт, что при проведении химического анализа определяют общее содержание загрязняющих веществ, а при проведении биологического – только их биодоступную (водорастворимую) часть. Особенно велика разница между этими концентрациями при анализе нерастворимых и плохо растворимых в воде веществ, таких как нефть и НП, так как их растворимость в воде очень низкая и составляет 10–50 мг/л [7].

Традиционные экстрагенты, применяемые для обнаружения нефти с помощью химических аналитических методов, – гексан и четыреххлористый углерод. Эти вещества являются высокотоксичными и не подходят для биологических методов анализа. В качестве альтернатив в литературе выделяют ацетон, спирт (метиловый и этиловый), ПАВы (например, ТВИН-80), диметилсульфоксид. Показано, что в небольших концентрациях ацетон и этиловый спирт могут быть применены в исследованиях с помощью биолюминесцентной ферментной системы (не более 2% от объема реакционной смеси). Диметилсульфоксид, который обладает универсальной растворяющей способностью, но при этом не является высокотоксичным и канцерогенным, также перспективен в качестве безопасного альтернативного экстрагента. Однако, необходимым является подбор концентраций, позволяющий произвести экстракцию нефтяного загрязнения на достаточном для обнаружения с помощью аналитических приборов уровне, но при этом не оказывающем значительного влияния на живой организм, что планируется сделать в дальнейшем.

Таким образом, к решению проблемы нормирования предельно допустимого содержания нефти и НП в почве, возникшей вследствие сложности как самого объекта исследования – почвы, так и загрязняющего вещества, можно приблизиться только с помощью системного комплексного подхода. При таком подходе необходимо учесть все преимущества и недостатки химических и биологических методов и обеспечить их связь за счет подбора репрезентативного биотеста, приближенного к «аналитическому датчику», и поиска безопасных экстрагентов, релевантных для обоих методов анализа.

Исследование поддержано Правительством Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (проект № 2023-227-05, приказ от 20.06.2023 № 10-П-1534).

Литература

1. *Пиковский Ю.И., Геннадиев А.Н., Чернянский С.С., Сахаров Г.Н.* Проблема диагностики и нормирования загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами // Почвоведение. 2003. № 9. С. 1132–1140. EDN: OOIUFN

2. *Околелова А.А., Желтобрюхов В.Ф., Тарасов А.П., Кастерина Н.Г.* Особенности нормирования нефтепродуктов в почвенном покрове // Фундаментальные исследования. 2015. № 12-2. С. 315–319. EDN: VCJRFF

3. *Pan Y., Zhang Q., Yu Y.* et al. Three-dimensional migration and resistivity characteristics of crude oil in heterogeneous soil layers // Environmental Pollution. 2021. Vol. 268. P. 115309. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.115309

4. *Wang M.* Migration rules of petroleum pollutants in water and soil: a review // Petroleum Science and Technology. 2024. Vol. 42, No. 25. P. 4281–4296. https://doi.org/10.1080/10916466.2023.2223596

5. *van Gestel C.A.M.* Soil ecotoxicology: state of the art and future directions // ZooKeys. 2012. Vol. 176. P. 275–296. https://doi.org/10.3897/zookeys.176.2275

6. *Колосова Е.М., Сутормин О.С., Есимбекова Е.Н.* и др. Комплексный ферментативный биотест для оценки загрязнения почвы // Доклады Академии наук. 2019. Т. 489, № 1. С. 103–107. https://doi.org/10.31857/S0869-56524891103-107

7. *Некрасова Л.П., Каменецкая Д.Б.* Нефтепродукты в объектах окружающей среды и методы их определения // Научное обозрение. Медицинские науки. 2024. № 4. С. 41–48. https://doi.org/10.17513/srms.1414

Градиенты вертикальных смещений наклонных разломов раздвигового типа для оценки геодинамической опасности объектов инфраструктуры нефтегазового комплекса

Кузьмин Д.К.
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва, Россия
dimak1292@mail.ru

Ключевые слова: раздвиговые разломы, градиенты смещений, наклоны, геодинамическая опасность

В работе рассматривается, каким образом угол наклона раздвигового разлома влияет на результаты оценки геодинамической опасности земной поверхности. Для анализа применена дислокационная модель [1], позволяющая аналитически определить горизонтальные градиенты вертикальных смещений. Анализ графиков распределения этих градиентов показал, что изменение угла наклона разломной зоны заметно влияет на размеры и форму областей деформаций земной поверхности. Учет изменения конфигурации расположения областей повышенных (опасных) значений градиентов смещений земной поверхности необходим при анализе и оценке геодинамической опасности в зонах раздвиговых разломов, которые, как правило, проявляются при геодезических наблюдениях на нефтегазовых месторождениях. Активизация разломных зон неоднократно сопровождалась экологическим ущербом для местности и экономическим ущербом для горных предприятий. В связи с этим по прежнему актуальным является вопрос точности оценки геодинамической опасности земной поверхности при разработке месторождений.

Многолетние наблюдения за процессами деформации земной поверхности в районах нефтяных и газовых месторождений свидетельствуют о том, что локальные просадки в пределах разломных зон представляют собой один из наиболее значимых факторов геодинамической опасности для объектов нефтегазовой инфраструктуры. Эти зоны характеризуются значительно более высокими значениями градиента смещений – порядка 10^{-3}–10^{-4} [2]. Разработка месторождений, как правило, служит триггером для активизации опасных разломов. Например, рост давления в пласте способен вызвать обширное или локальное поднятие земной поверхности, что приводит к растяжению вышележащих слоев пород, связанных с разломными структурами. В зависимости от механической прочности горных пород, как вблизи пласта, так и в приповерхностной части разреза, такая активизация может сопровождаться неблагоприятными геодинамическими процессами: формированием субвертикальных каналов для движения флюидов [3] или образованием трещин на земной поверхности. Эти явления нередко приводят к экологическому, экономическому и промышленному ущербу, включая повреждение трубопроводов и выбросы газа в атмосферу. По этой причине совершенствование методов численного моделирования смещений и деформаций в разломных зонах остается одной из актуальных научных задач.

Принято считать, что современная деформация разломных зон обусловлена преимущественно сдвиговыми перемещениями. Между тем, в механике разрушения выделяют три базовых механизма

трещинообразования (моды разрушения): отрыв, продольный сдвиг и поперечный сдвиг, известный как антиплоская деформация. Таким образом, все процессы разрушения сводятся к двум основным генетическим типам – отрыву и сдвигу. В связи с этим, в ряде исследований по структурной геологии и геомеханике кинематические характеристики разломов описываются не только сдвиговыми, но и раздвиговыми смещениями (tensile faults, joints). Многочисленные геодезические измерения в зонах активных разломов, как в сейсмоопасных районах, так и в пределах нефтегазоносных регионов, показывают, что аномальная деформация здесь часто выражена в виде локальных, «пикообразных» оседаний земной поверхности. Такая морфология аномальных смещений соответствует разломам раздвигового типа (tensile fault) [4, 5].

В настоящее время при необходимости анализа смещений или деформации земной поверхности в пределах разломных зон исследователи нередко обращаются к статье [1], потому как в этой публикации автором был приведен наиболее полный набор замкнутых аналитических выражений, отличающихся компактностью и отсутствием особых точек, которые встречались в более ранних работах других авторов. На основе этой модели в геофизике часто решают аналитические задачи определения параметров источника деформации, опираясь на данные геодезических наблюдений за смещениями земной поверхности.

В работе [6] приведен широкий обзор развития теории дислокации начиная с 1907 г., а также выполнены расчеты модельных вертикальных смещений земной поверхности в окрестности сдвиговых и раздвиговых разломов при различных углах их наклона. В работе [7] авторы рассчитали распределения градиентов смещений земной поверхности в окрестности раздвиговых разломов с разными значениями угла наклона. Применение данного подхода дает возможность оценивать уровень геодинамической опасности и сопоставлять результаты полевых наблюдений с нормативными показателями, устанавливающими требования к безопасному недропользованию.

На рис. 1 показаны графики, иллюстрирующие распределение наклонов земной поверхности в окрестности раздвигового разлома при различных значениях угла его падения. Визуализация градиентов здесь выполнена по схеме «светофора»: области, окрашенные в красный цвет, указывают на повышенный уровень геодинамической опасности, желтые зоны соответствуют умеренному уровню, а зеленые – низкому.

Изучение представленных графиков позволяет сделать ряд наблюдений. При смещении угла падения разлома от вертикали (90^0) на 15^0 зона с опасными значениями порядка 10^{-4} локализуется практически в центре проекции линии дислокации на земную поверхность. При этом исчезают два максимума, характерные для графика при угле 90^0. Более высокие градиенты теперь сосредоточены преимущественно в левой части графика. Такая закономерность сохраняется и на последующих графиках, построенных для углов 60^0 и 45^0: красная зона постепенно сдвигается влево и увеличивается в размерах. На последнем графике при угле наклона разлома 30^0 эта область уже расположена примерно в 200 м левее центра координат. Для сравнения: площадь области, ограниченной красной изолинией (повышенная геодинамическая опасность) с деформациями $5 \cdot 10^{-4}$ и более, при угле наклона разлома 75^0 составляет 60 000 м^2, тогда как при 30^0 она достигает 187 000 м^2, что более чем втрое превышает исходное значение.

Отсюда следует, что при изменении угла наклона от вертикали в сторону горизонтальной плоскости, не только увеличиваются численные значения опасных деформаций, но и значительно расширяется их площадь распространения. Сделать такой вывод возможно лишь при рассмотрении площадных графиков распределения градиентов смещений (наклонов).

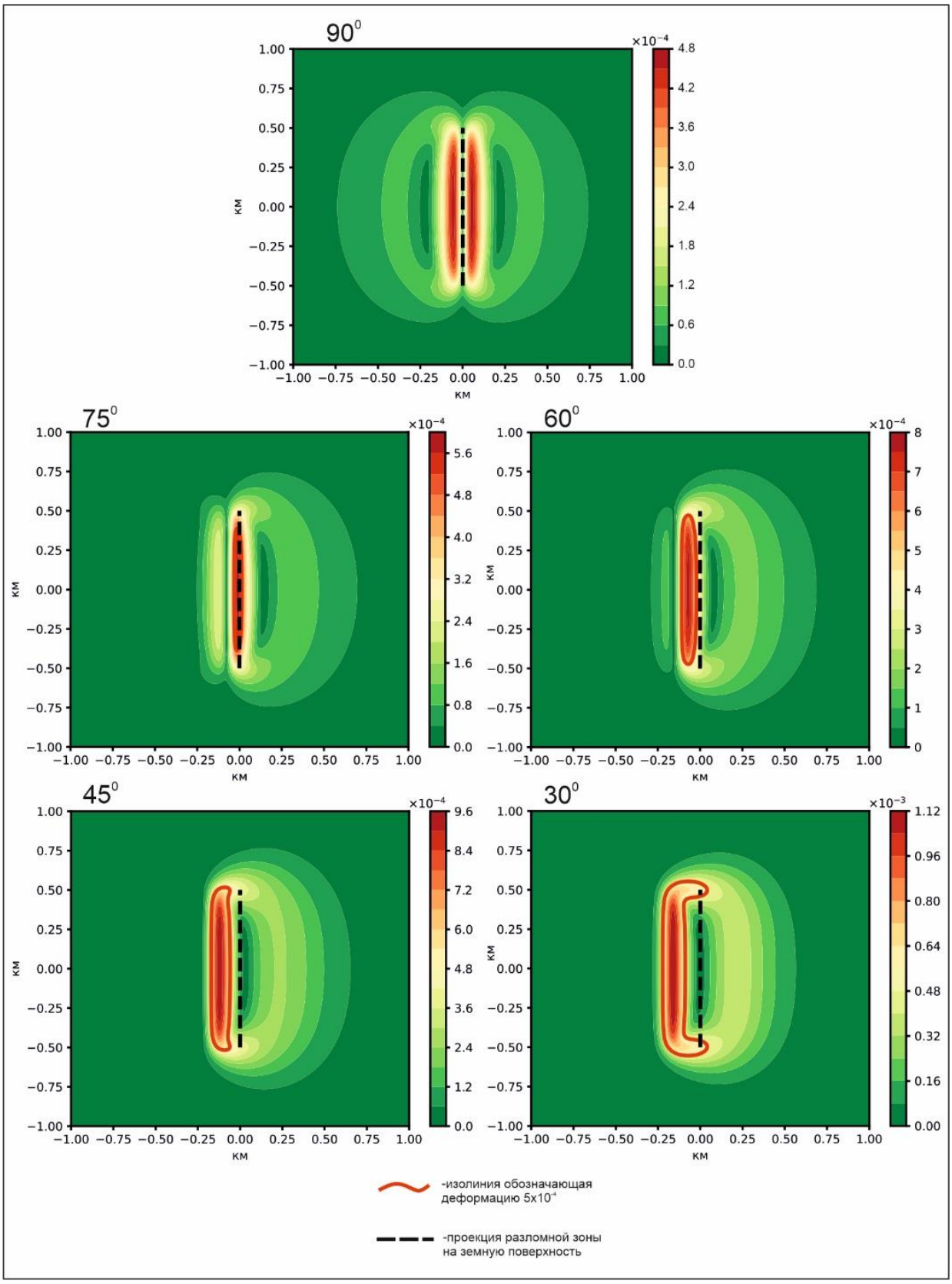


Рис. 1. Распределения наклонов земной поверхности в окрестности раздвигового разлома при различных углах наклона

Результаты выполненного исследования свидетельствуют о том, что при идентификации выявляемых аномалий и их моделировании следует принимать во внимание наклонное положение плоскости разломных зон. Такой учет обеспечивает более точную и достоверную оценку геодинамической опасности для объектов инфраструктуры, расположенных в окрестности активизированных разломов. Применение дислокационной модели [1] предоставляет необходимые инструменты для реализации этого подхода.

Работа выполнена в рамках Государственного задания ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН.

Литература

1. *Okada Y.* Surface deformation due to shear and tensile faults in a half-space // Bulletin of the Seismological Society of America. 1985. Vol. 75, No. 4. P. 1135–1154. https://doi.org/10.1785/BSSA0750041135

2. *Кузьмин Д.К.* Метод вычислений градиентов смещений земной поверхности для оценки геодинамической опасности объектов нефтегазового комплекса // Геофизические процессы и биосфера. 2024. Т. 23, № 3. С. 78–98. https://doi.org/10.21455/GPB2024.3-7

3. *Конырбаев Д.К., Кузьмин Ю.О., Кузьмин Д.К.* и др. Анализ результатов геодинамического мониторинга на месторождении п-ова Бузачи, Республика Казахстан // Геофизические процессы и биосфера. 2023. Т. 22, № 3. С. 110–141. https://doi.org/10.21455/GPB2023.3-5

4. *Кузьмин Ю.О.* Современные объемные деформации разломных зон // Физика Земли. 2022. № 4. С. 3–18. EDN: ERNHLS

5. *Кузьмин Ю.О.* Современная геодинамика индуцированных разломов // Геофизические процессы и биосфера. 2023. Т. 22, № 3. С. 5–65. https://doi.org/10.21455/GPB2023.3-1

6. *Васильев А.Н., Кузьмин Д.К., Кузьмин Ю.О.* Аномальные деформации земной поверхности в зоне наклонных разломов как фактор геодинамической опасности нефтегазовых объектов // Геофизические процессы и биосфера. 2024. Т. 23, № 4. С. 96–104. https://doi.org/10.21455/GPB2024.4-7

7. *Васильев А.Н., Кузьмин Д.К.* Распределение градиентов смещений земной поверхности в окрестности наклонных раздвиговых разломов // Геофизические процессы и биосфера. 2025. Т. 24, № 1. С. 103–114. https://doi.org/10.21455/GPB2025.1-6

Оценка закономерности распределения подпочвенных газов и мультиспектральных спутниковых индексов на территориях нефтепромыслового техногенеза

Кучин Л.С.
Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь, Россия
kleond@bk.ru

Ключевые слова: мультиспектральные индексы, подпочвенный газ, дистанционное зондирование Земли, беспилотные летательные аппараты

Рост объемов добычи нефти и газа увеличивает нагрузку на окружающую природную среду. С целью обеспечения экологической безопасности на месторождениях предлагается использовать геоинформационные системы (ГИС). ГИС объединяют данные дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и результаты наземных обследований экосистем. Это поможет своевременно предотвращать негативные изменения природной среды. Для оценки состояния растительности по данным ДЗЗ применяются вегетационные индексы на основе мультиспектральной съемки. В качестве инструмента мониторинга экологической безопасности на нефтегазовых месторождениях в последнее время активно применяют беспилотные летательные аппараты (БПЛА) [1].

Газогеохимические методы широко используются для выявления очагов нефтезагрязнения. Основным критерием оценки загрязнения почв, грунтов и вод является содержание нефтепродуктов [2]. Поэтому объединение данных ДЗЗ с результатами газогеохимической съемки потенциально позволят найти способы выявления реакции среды на очаги нефтезагрязнений.

Исследуемая территория расположена в верховьях малой реки Каменка. Река протекает в Кунгурском районе Пермского края, является правым притоком реки Ирени. Территория исследования относится к району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста [3]. Водоносные пласты зоны активного водообмена имеют разуплотненную структуру, поэтому в них происходит горизонтальная миграция нефти [4].

Растительный покров представляет собой характерное для Кунгурской лесостепи сложное сочетание зональных лесных, экстразональных степных и остепненных лесных, интразональных пойменных и антропогенных фитоценозов [5].

Климат территории умеренно континентальный. Климатические условия характеризуются среднегодовой температурой +2,8 °С. Среднегодовая величина осадков составляет 552 мм. По данным наблюдений ближайшей метеостанции – «Кунгур» (код 28326) Пермского ЦГМС – филиала ФГБУ «Уральское УГМС», показало, что среднегодовая температура в 2022 г. была выше климатмческой нормы на 0,5 °С, а в 2023 г. на 1,5 °С, тогда как годовая сумма осадков оказалась меньше на 58 и 96 мм соответственно.

В верховьях реки Каменки в 2007 и 2008 гг. лабораторией геоэкологии горнодобывающих регионов ГИ УрО РАН была проведена газогеохимическая съемка концентрации подпочвенных газов: метана (CH_4), диоксида углерода (CO_2), летучих органических соединениях (ЛОС) и

суммарного содержания углеводородов C_1-C_5 (УВГ). Получено 590 точек содержания газов в шпурах. Данные точки были перенесены в ArcMap (ESRI) и при помощи инструмента «Естественная окрестность», были поучены растры содержания подпочвенных газов (рис. 1).

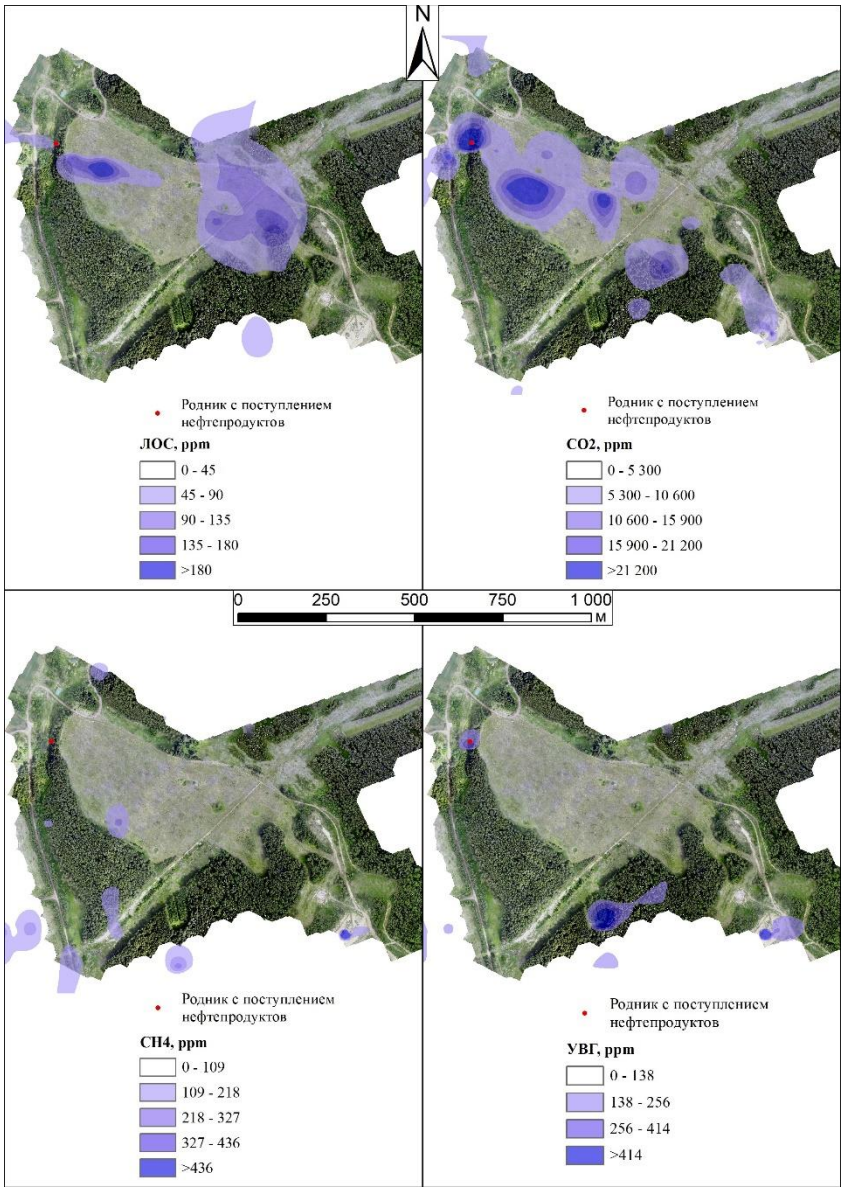


Рис. 1. Распределение концентрации подпочвенных газов на территории исследования

Точке с родником, в котором выявлена разгрузка нефтепродуктов, свойственно наличие высоких концентраций диоксида углерода и углеводородных газов, помимо этого в данной точке отмечается завышенное содержание летучих органических соединений. Диоксид углерода метан и углеводородные газы имеют высокие концентрации на кусте скважин, расположенном в юго-восточной части территории.

Выделение экосистем на территории проведенной ранее газогеохимической съемки, осуществлялось на основе дешифровки съемки с БПЛА DJI Phantom 4 и полевого обследования. Всего было выделено 15 экосистем: водные объекты, болотистые сообщества, лиственные леса,

хвойные леса, мезофильные травянистые сообщества, пойменные сообщества, дороги, кусты скважин (КС), линии электропередач (ЛЭП), нефтепроводы, сельскохозяйственные поля, технические объекты (объекты на КС), залежи, техногенные водные объекты и техногенные пойменные сообщества.

После чего готовилась сетка с ячейками площадью 1м^2 для проведения корреляционного анализа. В каждой ячейке высчитывались средние значения почвенных газов, и мультиспектральных индексов NDVIcp (Нормализованный Относительный Индекс Растительности) и NDMIcp (Нормализованный Относительный Индекс Влажности) за 2022 и 2023 г. NDVIcp и NDMIcp представляют собой растровые слои со средним значением шести индексов за три летних месяца. Индексы получены при помощи синтеза каналов спутниковой съемки Sentinel-2. Снимки доступны через модуль «STAC API Browser» в ГИС программе QGIS.

Сетка статистики разбивалась по экосистемам, после чего в программе Microsoft Excel проводился корреляционный анализ распределения всех изучаемых значений. Наиболее явные зависимости распределения значений представлены в табл. 1.

Таблица 1. **Экосистемы с наиболее высокой корреляцией между подпочвенными газами и мультиспектральными спутниковыми индексами**

Экосистема	Индекс	CH_4	ЛОС	УВГ	CO_2
Водные объекты	NDMI22ср	-0,77	0,22	-0,21	0,38
	NDMI23ср	-0,58	0,23	-0,21	0,27
	NDVI22ср	-0,58	0,25	-0,04	0,27
	NDVI23ср	-0,02	0,15	0,14	0,15
Сельскохозяйственные поля	NDMI22ср	0,44	-0,21	0,45	-0,22
	NDMI23ср	0,58	-0,61	0,66	-0,54
	NDVI22ср	0,56	-0,70	0,49	-0,32
	NDVI23ср	0,15	-0,14	0,21	-0,25
Техногенные водные объекты	NDMI22ср	-0,63	0,34	0,48	0,48
	NDMI23ср	-0,30	0,44	0,48	0,47
	NDVI22ср	-0,71	0,34	0,45	0,47
	NDVI23ср	0,07	0,12	0,11	0,11

Примечание: значения наиболее явной корреляции (от -1 до -0,60 и от 0,60 до 1) выделены красным.

На сельскохозяйственных полях наблюдается рост силы зависимости между NDMI и концентрациями всех подпочвенных газов в 2023 г. относительно 2022 г. Зависимость между NDVI и подпочвенными газами снижается к 2023 г., особенно явно данный процесс наблюдается для ЛОС. Рост коэффициента корреляции при сравнении сельскохозяйственных полей с их естественным аналогом на данной территории – мезофильными травянистыми сообществами (максимум 0,38) позволяет утверждать, что сельскохозяйственная деятельность стимулирует отклик растительности на концентрации подпочвенных газов.

В 2022 г. (соответствующему норме) выявлена отрицательная зависимость между NDMI и метаном как для естественных (-0,77), так и для техногенных (-0,63) водных объектов. Отличием естественных от техногенных водных объектов является наличие у техногенных более устойчивой (-0,71), чем у естественных водных объектов (-0,58) связи между метаном и влажностью в 2022 г. При этом в условиях засухи в 2023 г. связь между метаном и индексом увлажнения для естественных водных объектов остается выраженно отрицательной (-0,77), а сила связи

для техногенных водных объектов снижается в два раза (-0,30). Это может быть вызвано цветом нефтезагрязненной воды, а также угнетенным и соответственно менее стабильным состоянияием растительности по берегам. Экосистемы, непредставленные в таблице, имеют коэффициент корреляции менее 0,60.

Выявлено, что поступление углеводородов в малую реку Каменка из ключа в верховьях связанно с высоким содержанием в подпочвенном газе диоксида углерода, углеводородных газов и летучих органических соединений. Подобные процессы свойственны области вокруг куста скважин, отличием между ними является наличие высоких концентраций метана и низких концентраций летучих органических соединений в подпочвенном горизонте у куста скважин. Основная масса экосистем на территории исследования обладают низкой корреляцией. Наиболее явная корреляция между мультиспектральными спутниковыми индексами и подпочвенными газами выявлена для природных и техногенных водных объектов, а также сельскохозяйственных полей. При этом данные экосистемы реагируют на засуху снижением силы связи между мультиспектральными спутниковыми индексами и всеми подпочвенными газами.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда и Пермского края № 24-17-20025, https://rscf.ru/project/24-17-20025/

Литература

1. *Бузмаков С.А., Санников П.Ю., Сивков Д.Е.* и др. Разработка геоинформационных систем для управления окружающей средой и экологической безопасностью в районах эксплуатируемых нефтяных месторождений // Антропогенная трансформация природной среды. 2021. Т. 7, № 1. С. 102–127. https://doi.org/10.17072/2410-8553-2021-1-102-127

2. *Бачурин Б.А.* Одинцова Т.А., Борисов А.А. К методике идентификации источников нефтезагрязнения геологической среды // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2009. № 10. С. 291–298. EDN: LDFDRZ

3. *Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г.* Карст и пещеры Пермской области. Пермь: Изд-во Пермского университета, 1992. 200 с. EDN: SGCSRN

4. *Килин Ю.А., Минькевич И.И.* Особенности нефтяного загрязнения подземных и поверхностных вод в карстовых районах Юга Пермского края // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. 2021. № 4(41). С. 256–262. EDN: OALMQP

5. *Абдулманова И.Ф.* Растительность и виды, подлежащие охране и нуждающиеся в особом внимании к их состоянию в природной среде, в долинах рек Одиновская и Каменка (Пермский край) // Экологическая безопасность в условиях антропогенной трансформации природной среды: Материалы Всероссийской научной конференции молодых ученых, посвященной памяти Г.А. Воронова, Н.Ф. Реймерса и Ф.Р. Штильмарка. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет 2024. С. 56–61. EDN: GECQSZ

Оценка и сокращение углеродного следа новых производителей углеводородов: комплексное исследование нефтегазовой отрасли Кении

Мамболео М.
Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия
mamboleomartin@gmail.com

Ключевые слова: оценка жизненного цикла, выбросы метана, декарбонизация, энергетический переход, повышение нефтеотдачи

Нефтегазовой отрасли уделяется пристальное внимание в связи с необходимостью глобального перехода к низкоуглеродной экономике.

На долю сектора приходится почти 15% от общего объема выбросов парниковых газов (ПГ), связанных с энергетикой, в мире, как с учетом эксплуатационных выбросов, так и выбросов, связанных с потреблением [1]. Для развивающихся стран, таких как Кения, открытие месторождений углеводородов представляет собой сложную дилемму: найти баланс между экономическим развитием, энергетической безопасностью и ответственностью за действия, связанные с изменением климата. Актуальность данной работы обусловлена тем, что антропогенное влияние на изменение климата, обусловленное преимущественно выбросами парниковых газов от сжигания ископаемого топлива, неоспоримо [2], участие нефтегазового сектора, на долю которого приходится более 50% мировых выбросов парниковых газов, связанных с энергетикой, как с учетом эксплуатационных выбросов, так и сжигания продуктов, существенно [1]. Это обусловило глобальное движение к «чистому нулевому» будущему, которое ведет отрасль к глубокой трансформации, ориентированной не только на содержание углерода в продукции, но и на интенсивность выбросов в процессе добычи и производства. В то время как большинство исследований и политика декарбонизации были сосредоточены на крупных, устоявшихся производителях, появляется значительное количество новых углеводородных провинций, особенно в Африке, которые сталкиваются с проблемой: как использовать потенциально преобразующие углеводородные ресурсы для экономического развития, следуя предписаниям Парижского соглашения. Республика Кения представляет собой объект убедительного и поучительного исследования после открытия ею в 2012 г. месторождений нефти в бассейне Локичар (предположительно уизвелекаемые запасы состовляют 585 млн баррелей нефти) [3], однако история развития страны уникальна, поскольку Кения является лидером в области возобновляемой энергетики с энергосистемой, которая является одной из самых экологичных в мире, причем более 90% генерации обеспечивается за счет возобновляемых источников [4], ее добывающая инфраструктура проходит по экологически уязвимым засушливым и полузасушливым землям, и в стране есть формируется нормативно-правовая база, которая открывает возможности для внедрения строгих протоколов управления выбросами углерода. Таким образом, цель данной статьи – предоставить научную оценку углеродного следа в цепочке ценообразования в нефтегазовой отрасли Кении и предложить набор работающих стратегий декарбонизации, чтобы ответить на важный вопрос: может ли развивающийся африканский производитель нефти использовать свои уникальные преимущества для развития низкоуглеродной углеводородной промышленности, которая будет соответствовать глобальным климатическим целям и служить моделью для устойчивого освоения ресурсов.

Для количественной оценки выбросов парниковых газов в нефтегазовой отрасли Кении в данном исследовании применялась методология оценки жизненного цикла (LCA) «от колыбели до ворот» в соответствии со стандартами ISO 14040/14044. Определенные границы системы охватывают весь процесс, от первоначальной стадии разведки и оценки до добычи, переработки и транспортировки, вплоть до пункта экспорта в порту Ламу. Этот комплексный подход обеспечивает полный учет выбросов, непосредственно связанных с эксплуатационным контролем проекта.

Для точного анализа процесс разделен на отдельные сегменты. Сегмент «апстрим» включает разведочное бурение, испытание скважин и текущую добычу на таких месторождениях, как Амосинг и Нгамия, включая переработку попутного газа и обслуживание скважин. Сегмент «мидстрим» охватывает операции на центральном пункте подготовки нефти (ЦППН) для стабилизации нефти и сепарации газа и является крупным потребителем энергии. Логистика включает 892-километровый подогреваемый трубопровод и временную пилотную схему технологии «ранней добычи нефти», основанную на перевозках грузовым транспортом, а экспортный терминал включает хранение и погрузку в Ламу. Переработка нефти и сжигание в процессе конечного потребления исключаются, поскольку они относятся к выбросам категории 3.

Выбросы были классифицированы в соответствии с Протоколом по парниковым газам ПГ Protocol. Прямые выбросы категории 1 включают сжигание дизельного топлива в генераторах и компрессорах, неконтролируемые выбросы метана из оборудования и сжигание попутного газа. Косвенные выбросы категории 2 учитывают потребление электроэнергии такими объектами, как ЦППН и насосные станции, что является незначительным, но заметным источником, учитывая преобладание возобновляемых источников энергии в энергосистеме Кении. Другие косвенные выбросы категории 3, такие как производство материалов и транспортировка персонала, были оценены, но сочтены вторичными из-за ограниченности данных.

Для сбора данных и расчета коэффициенты выбросов были получены из ряда источников. В их число входили данные воздействия на окружающую среду и социальную сферу и проектных планов, стандартизированные коэффициенты из руководств МГЭИК и данные Агентства по регулированию энергетики и нефти (EPRA) для Кении по коэффициенту выбросов в энергосистеме из общедоступных источников. Моделирование неконтролируемых выбросов метана в проводилось на основе данных о количествах оборудования и интенсивности утечек, что признается ключевым фактором неопределенности. Функциональной единицей для всей оценки является килограмм эквивалента CO_2 на баррель добытой нефти (кг CO_2-эквивалента/баррель), что позволяет проводить прямое сравнение с мировыми эталонными показателями.

Нефтегазовый проект Кении, в частности, разработка месторождения Южный Локичар, в настоящее время осуществляемая Africa Oil Corp., представляет собой один из самых сложных в логистическом и техническом плане проектов на суше в мире. Он включает бурение сотен скважин, строительство установки ЦППН для разделения нефти, газа и воды, при этом высокопарафинистая нефть требует постоянного подогрева для поддержания текучести, а также использование подогреваемого подземного трубопровода для транспортировки к побережью. При этом добыча и транспортировка газа остается критически важной переменной в уравнении выбросов углерода. На основе моделирования жизненного цикла были выявлены основные очаги выбросов углерода, включая:

1. Неконтролируемые выбросы метана при обработке попутного газа во время сепарации, сжатия и повторной закачки представляют наибольшую неопределенность из-за потенциала глобального потепления (содержание метана составляет 84–87 раз больше CO_2 за 20 лет) [2].

2. Значительное потребление энергии для повышения нефтеотдачи и нагрева, необходимых для парафинистой сырой нефти, включая постоянное электропитание для обогрева устья скважин с помощью электропогружных насосов или скважинных нагревателей, многочисленные станции нагрева вдоль 892-километрового трубопровода, работающие от газовых турбин или электроэнергии из сети, а также энергоемкое заводнение для поддержания пластового давления.

3. Производство дизельной электроэнергии в отдаленном районе Туркана создает значительные выбросы CO_2 категории 1 из-за использования дизельных генераторов на буровых площадках, вахтовых поселках и производственных объектах.

4. Различные виды деятельности, связанные со сжиганием попутного газа, включая плановое сжигание в целях безопасности, технического обслуживания и пусконаладочных работ, несмотря на отсутствие запланированного постоянного сжигания.

5. Выбросы в логистике можно проиллюстрировать на примере временных пилотных схем ранней добычи нефти, включающих грузоперевозки с высоким содержанием углерода на большие расстояния.

Применение установленной методологии к прогнозируемой полной производственной мощности месторождения в 120 000 баррелей в день дает расчетную среднюю интенсивность выбросов углерода в размере 25–35 кг CO_2e/баррель для кенийской нефти, что ставит ее ниже среднего мирового показателя для обычной нефти (~30–50 кг CO_2e/баррель), но значительно выше лучших в своем классе обычных месторождений (10–20 кг CO_2e/баррель) [5]. В структуре выбросов преобладает неорганизованный метан (CH_4), на долю которого приходится 40–50% от общего углеродного следа (10–16 кг CO_2e/баррель). Далее следует стационарное сжигание дизельного топлива и газа (30–40%, или 8–12 кг CO_2e/баррель), в основном для выработки электроэнергии и приводов компрессоров. На факельное сжигание приходится 5–10% (2–4 кг CO_2e/баррель) в зависимости от эксплуатационной эффективности. Выбросы категории 2 от сетевой электроэнергии составляют 5% (1–2 кг CO_2e/баррель) — доля, которая, как ожидается, будет расти с электрификацией, хотя и компенсируется снижением интенсивности выбросов углерода в сети. Выбросы категории 3 от логистики и других косвенных источников остаются менее 5% (1–2 кг CO_2e/баррель). Результаты приводятся в табл. 1. Важно отметить, что этот предварительный след крайне чувствителен к ключевым предположениям, в частности, к скорости утечки метана и выбранному источнику энергии для ЦППН и трубопровода, что требует изучения целевых стратегий смягчения последствий в следующем разделе.

Таблица 1. **Распределение выбросов углерода по категориям для кенийской нефти**

	Категория	Вклад	Расчетный диапазон (кг CO_2-экв. /барр.)
Категория 1	Общая интенсивность выбросов углерода	-	25–35
	Летучий метан (CH_4)	40–50%	10–16
	Стационарное горение	30–40%	8–12
	Факельное сжигание	5–10%	2–4
Категория 2	Сетевое электричество	5%	1–2
Категория 3	Логистика и косвенные поставки	<5%	1–2

Кения занимает уникальное положение для внедрения комплексной стратегии декарбонизации, которая использует ее внутренние преимущества, начиная с борьбы с выбросами метана как наиболее эффективного и экономически эффективного рычага, путем внедрения надежных программ обнаружения и устранения утечек с использованием передовых технологий,

таких как оптические камеры для получения изображений газа и датчики на базе беспилотников, чтобы потенциально сократить неконтролируемые выбросы более чем на 60%, установки установок улавливания паров на резервуарах для хранения для улавливания паров и соблюдения обязательств по нулевому рутинному сжиганию газа.

Стратегическая электрификация и интеграция возобновляемых источников энергии представляют собой революционную возможность, включая расширение национальной сети до Турканы для питания объектов кенийской электроэнергией с низким содержанием углерода, развертывание несертифицированных возобновляемых источников энергии, таких как геотермальные электростанции и крупномасштабные солнечные фотоэлектрические установки с аккумуляторными батареями, чтобы извлечь выгоду из исключительного солнечного излучения и геотермального потенциала региона, а также использование возобновляемой электроэнергии для питания энергоемких процессов повышения нефтеотдачи. Дополнительные меры включают повышение энергоэффективности за счет рекуперации отходящего тепла турбин и компрессоров, обязательное использование высокоэффективного оборудования во всех новых проектах и использование цифровизации с использованием датчиков искусственного интеллекта и Интернета вещей для оптимизации в режиме реального времени, в то время как улучшения в логистике и инфраструктуре направлены на постепенный отказ от грузоперевозок в пользу постоянного трубопровода и применение экологически чистых методов строительства с использованием местных источников материалов и планов по охране окружающей среды для минимизации выбросов, связанных с изменением земельных условий.

Разработка нефтяных ресурсов Кении не должна противоречить ее климатическим особенностям. Прогнозируемые выбросы не являются неизбежными, а зависят от технологических решений и строгости регулирования. Высокая солнечная радиация в Туркане представляет собой уникальную возможность для производства экономически эффективной возобновляемой энергии для нужд производства, что потенциально может привести к производству одной из самых низкоуглеродных сырых нефтей в мире. Основными препятствиями являются первоначальные капитальные затраты и неопределенность в нормативно-правовой базе. Хотя объекты, работающие на возобновляемых источниках энергии, требуют более высоких первоначальных инвестиций, они предлагают более низкие эксплуатационные расходы и обеспечивают активу устойчивость к росту налогов на выбросы углерода и изменению рыночного спроса на «зеленые» товары. Для преодоления этих препятствий решающее значение имеют прочное государственно-частное партнерство и доступ к «зеленому климатическому» финансированию.

В результате проведенного исследования было высказано предположение, что освоение нефтегазовых ресурсов Кении не обязательно должно быть выбором между экономическим развитием и экологической ответственностью, поскольку данная оценка демонстрирует, что путь с низким уровнем выбросов углерода не только возможен, но и стратегически выгоден. Используя свой потенциал в области возобновляемой энергетики и внедряя принципы декарбонизации в свою ключевую стратегию в нефтегазовой отрасли, Кения может избежать ловушки высоких выбросов, характерной для старых производителей, и установить новый континентальный стандарт. Углеродный след кенийской нефти, первоначально оцениваемый в 25–35 кг CO_2e/баррель, может быть радикально сокращен за счет целенаправленной стратегии контроля добычи метана, электрификации и интеграции возобновляемых источников энергии, что потребует тесного сотрудничества между правительством (как регулирующим органом), операционными компаниями (как исполнителями) и финансовыми институтами (как поставщиками зеленого капитала).

Ключевые рекомендации для заинтересованных сторон включают в себя: правительству Кении следует уделить первоочередное внимание созданию надежной нормативно-правовой базы для снижения выбросов метана и ускорению расширения сетей в округе Туркана; нефтегазовым операторам следует незамедлительно внедрить передовые программы обнаружения и устранения утечек и инвестировать в возобновляемые источники энергии, доступные в учете; а инвесторам следует предоставлять льготное финансирование проектам, снижающим интенсивность выбросов углерода. Кения находится на перепутье, где сегодняшние решения определят, станет ли ее углеводородный сектор наследием высоких выбросов или передовым примером ответственного освоения ископаемых ресурсов. Выбрав последний вариант, Кения может гарантировать, что ее нефтяные богатства будут способствовать устойчивому будущему, соответствующему ее признанному статусу лидера в области возобновляемой энергетики.

Литература

1. *Hasan M. A., El-Houjeiri H.M., Schunack D.* et al. Climate change mitigation pathways for the aviation sector // Sustainability. 2021. Vol. 13, No. 7. P. 3656. https://doi.org/10.3390/su13073656
2. Climate Change 2023: Synthesis Report. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023. 115 p. https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647
3. Kenya Project Update. Investor Presentation. London: Tullow Oil PLC, 2020. 27 p. URL: https://www.tullowoil.com/application/files/6615/9963/7806/Tullow_Oil_plc_-_2020_Half_Year_Results.pdf (дата обращения: 14.09.2025).
4. Kenya Energy Sector Statistics Report. Nairobi: Energy and Petroleum Regulatory Authority, 2023. 45 p. https://www.epra.go.ke/energy-petroleum-statistics-report-2023
5. *Masnadi M. S., El-Houjeiri H.M., Schunack D.* et al. Global carbon intensity of crude oil production. // Science. 2018. Vol. 361, No. 6405. P. 851–853. https://doi.org/10.1126/science.aar6859

Ландшафты и нефтяные ресурсы зоны многолетней мерзлоты: экологические и технологические аспекты освоения

Медведчиков И.Д.
Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, г. Москва, Россия
ewanmedvedchikov@yandex.ru

Ключевые слова: многолетняя мерзлота, Восточно-Сибирская равнина, ландшафты, изменение климата, запасы нефти и газа

Зона многолетней мерзлоты занимает около 65% территории России [1] и является уникальным природным феноменом, оказывающим влияние на климат, гидрологический режим, экосистемы и хозяйственную деятельность. В последние десятилетия в условиях глобальных климатических изменений происходят значительные изменения структуры мерзлотных массивов: увеличивается глубина сезонного протаивания, активизируются термокарстовые процессы, усиливается деградация почвенного покрова. Эти процессы напрямую связаны с устойчивостью природных ландшафтов и сохранностью инфраструктуры.

Особое значение криолитозона имеет в контексте нефтегазовой отрасли. Именно здесь расположены крупнейшие месторождения углеводородов, определяющие энергетическую безопасность страны. Таким образом, проблема изменения мерзлоты носит междисциплинарный характер: она охватывает как природные экосистемы, так и экономическую сферу, связанную с добычей нефти и газа.

Ключевым фактором трансформации мерзлотных ландшафтов является повышение температуры воздуха. Среднегодовые температуры за столетие выросли на 2,5–3 °C, что привело к уменьшению площади сплошного распространения мерзлоты на юге Восточной Сибири и увеличению доли островной мерзлоты (рис. 1). Термокарстовые процессы приводят к образованию озер и провалов, усложняющих освоение территории. При этом именно в пределах криолитозоны расположены стратегически важные нефтегазоносные бассейны: Западно-Сибирский, Тимано-Печорский, Лено-Тунгусский. [2, 3]

Нефти, добываемые в условиях мерзлоты, отличаются более высоким качеством по сравнению с нефтями южных регионов. По данным [4, 5], содержание серы и асфальтенов в них ниже, а выход легких фракций выше. Например, в Западной Сибири преобладают малосернистые и малосмолистые нефти, что облегчает их переработку. В Тимано-Печорской провинции встречаются нефти с низкой вязкостью, удобные для транспортировки даже в условиях низких температур.

Исследования фазового состояния пластовых флюидов показывают, что в условиях вечной мерзлоты месторождения претерпели природное переформирование из-за оледенений. В результате произошло выпадение твердых парафиновых фаз, что снизило содержание серы, смол и асфальтенов и улучшило качество нефти. Сравнительный анализ показал: вне зоны многолетней мерзлоты нефти содержат в среднем 1,4% серы, 10,3% смол и 2,5% асфальтенов, тогда как в пределах криолитозоны эти показатели составляют 0,26–0,73%, 4,7–6,7% и 0,6–1,4% соответственно при увеличении доли легких фракций до 55% (табл. 1) [6].

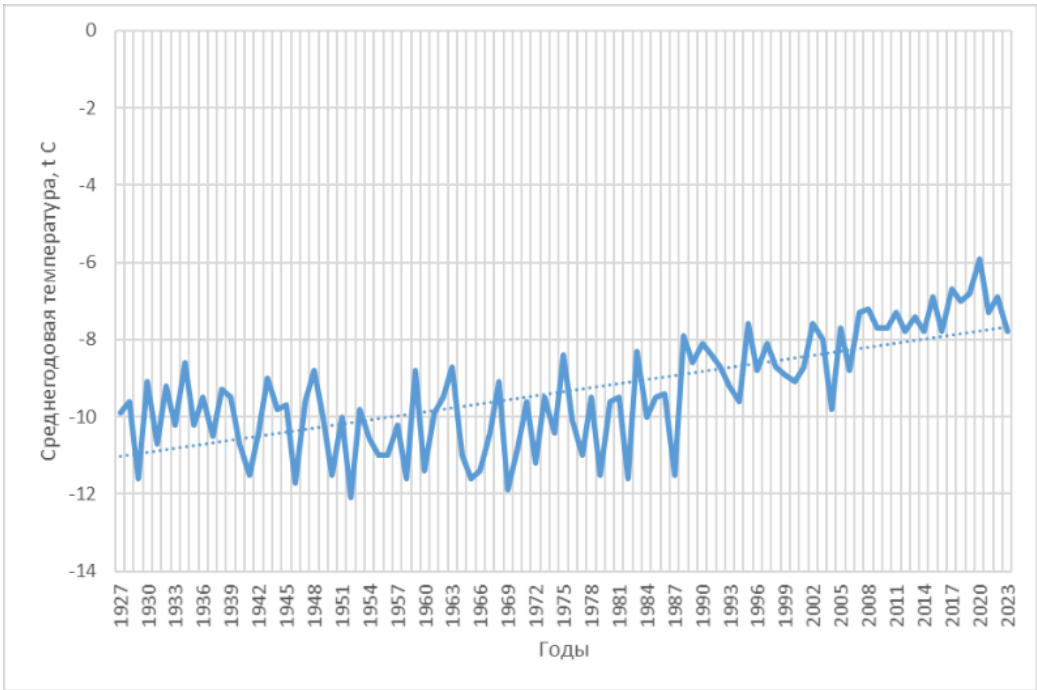


Рис. 1. График изменения среднегодовой температуры в г. Якутск по данным [2]

Таблица 1. **Сравнительные характеристики нефтей в зоне многолетней мерзлоты и вне ее по данным [6]**

Показатель	Сера, %	Смолы, %	Асфальтены, %	Легкие фракции, %
Вне криолитозоны	≈1,4	≈10,3	≈2,5	до 40
В пределах криолитозоны	0,26–0,73	4,7–6,7	0,6–1,4	до 55

Однако деградация мерзлоты несет и серьезные риски для нефтегазовой отрасли. Разрушение грунтового основания приводит к деформации трубопроводов, повреждению фундаментов промышленных объектов, увеличению аварийности. Кроме того, таяние мерзлоты сопровождается выпадением асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), ухудшающих фильтрационные свойства пластов. В связи с этим месторождения зоны ВМП относятся к категории трудноизвлекаемых.

Таким образом, развитие нефтегазовых ресурсов криолитозоны требует комплексного подхода, включающего геоэкологический мониторинг, разработку технологий строительства на неустойчивых грунтах, предварительную оценку фазовых состояний пластовых флюидов и меры по минимизации экологических последствий освоения.

Зона многолетней мерзлоты – это уникальная природная лаборатория, где пересекаются интересы экологии и энергетики. С одной стороны, она уязвима к изменениям климата и антропогенному воздействию, с другой – обладает богатейшими нефтегазовыми ресурсами, сформировавшимися в специфических условиях оледенений. Сохранение экологического равновесия при одновременном освоении месторождений – важнейшая задача, требующая объединения усилий географов, геологов, экологов и инженеров. Только междисциплинарный подход позволит обеспечить устойчивое развитие региона.

Литература

1. Национальный атлас России. URL: https://nationalatlas.ru/tom2/240-242.html (дата обращения: 01.11.2024).

2. Климатический монитор. Погода в Якутске. URL: http://www.pogodaiklimat.ru/history/24959.htm (дата обращения: 01.11.2024).

3. *Федотов А.С.*, *Алексеева О.И.* Вечная мерзлота и изменения климата: опыт Якутии и международная деятельность Института мерзлотоведения им. П. И. Мельникова СО РАН (ИМЗ СО РАН) // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. 2020. № 4(4). С. 55–61. https://doi.org/10.51823/74670_2020_4_55

4. *Ашмян К.Д.*, *Вольпин С.Г.*, *Ковалева О.В.* Разработка нефтяных месторождений в зоне распространения вечной мерзлоты // Территория Нефтегаз. 2016. № 7–8. С. 88–94. EDN: WKGBIH

5. *Ященко И.Г.* Нефтяные ресурсы криолитозоны России (обзор) // Известия Коми научного центра УрО РАН. 2017. № 3(31). С. 59–68. EDN: ZRBROF

6. *Полищук Ю.М., Ященко И.Г.* Сравнительный анализ химического состава нефтей России на территории вечной мерзлоты и вне ее // Криосфера Земли. 2007. Т. 11, № 1. С. 45–51. EDN: HZGMWR

Разработка экоматериалов с применением вторичных полимеров и полиэфиров

Подзорова М.В.
Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова, г. Москва, Россия
mariapdz@mail.ru

Ключевые слова: экология, переработка отходов, полимеры, вторичное сырье

Актуальность работы обусловлена ситуацией в области переработки полимерных отходов. В настоящее время промышленный подход преимущественно основан на механической переработке отходов пластмасс. Несмотря на относительную простоту и экономичность этого метода, он подходит только для чистых (незагрязненных) отходов, состоящих из одного компонента. Кроме того, это приводит к снижению степени утилизации, что неизбежно приводит к ухудшению качества материала. Следовательно, после нескольких повторных циклов эти материалы могут быть просто утилизированы на свалке или сожжены, что приведет к пагубному загрязнению окружающей среды. Целью работы является разработка композиционного материала с применением биоразлагаемых полиэфиров и вторичных полимерных ресурсов, а также изучение их подверженности влиянию агрессивных факторов окружающей среды [1].

В настоящее время на долю биопластиков приходится примерно 0,5% от общего объема мирового производства пластмасс, который превышает 400 млн т в год. После периода стагнации общий объем производства биопластиков вырос в 2024 г. примерно до 2,47 млн т, что обусловлено растущим спросом и разработкой более совершенных материалов, и, по прогнозам, к 2029 г. этот показатель возрастет до 5,73 млн т [2].

Мировое производство пластмасс значительно выросло, увеличившись с менее чем 2 млн т в 1950-х годах примерно до 414 млн т в 2023 г., и ожидается, что в ближайшие десятилетия объем производства удвоится. Значительное количество пластика используется для одноразового использования, уровень его вторичной переработки остается серьезной проблемой. Например, уровень переработки полиэтилена и полипропилена составляет всего 10–20%, в то время как полиэтилентерефталат, несмотря на то, что он является наиболее перерабатываемым полимером по объему, по-прежнему составляет менее 30%. Широкое применение ПЭТ в сочетании с низкой скоростью переработки приводит к накоплению большого количества отходов ПЭТ на свалках и в окружающей среде. Поэтому разработка новых композиционных материалов важна для многих отраслей промышленности и народного хозяйства.

Испытания проводились на пленочных образцах на основе полибутиленадипаттерефталата (ПБАТ) марки TH801T (Shanghai Hengsi New Material Science, Китай) с добавлением поликапролактона (ПКЛ) (Полиморфус (ESUN 600C), Китай). Содержание ПКЛ в смесях составляло 10 и 20 мас.%. Исследование проводилось с введением в полимерную матрицу 20 мас.% вторичного промышленного полиэтилена низкой плотности (ПЭНПвт).

Смеси полимеров получали на лабораторных вальцах (марка UBL-6175-BL, Китай) при температуре 140±5 °C в воздушной среде. Пленочные образцы толщиной 150–200 мкм получали

на гидравлическом лабораторном термопрессе РПА-12 Биолент (Россия) при температуре 140±5 °С при давлении 50 МПа. В процессе изучения композиций использовались такие методы исследования, как дифференциальная сканирующая калориметрия, ИК-спектроскопия, оптическая микроскопия. Исследование влияния агрессивных факторов: инкубация в почве (56 сут), фотодеструкция (50 ч, λ = 254 нм) [3].

В дополнение к естественным изменениям, которым подвергаются биопластики под воздействием условий окружающей среды, широко известно, что применение передовых методов ускоренной деградации может значительно сократить время скрытой деградации. Было продемонстрировано, что такие методы, как термическая деструкция, фотолиз, химическая деструкция, плазменная обработка и технологии, использующие большое количество энергии, такие как микроволновое излучение, ультразвук и т. д., эффективны для модификации биопластиков, способствуя использованию на этапе окончания срока службы. В связи с этим механизмы абиотической деградации включают механические, термические/термоокислительные, фото/фотоокислительные и химические (главным образом гидролиз или окисление), которые направлены на дезинтеграцию и разложение на молекулярном уровне.

В результате исследования было установлено, что подготовленный композиционный материал подвержен влиянию УФ-излучения (254 нм). В процессе фотодеструкции происходит разрушение аморфной фазы материала, что отражается на теплофизических характеристиках. Показано, что присутствие вторичного полиэтилена способствует фотодеструкции (рис. 1).

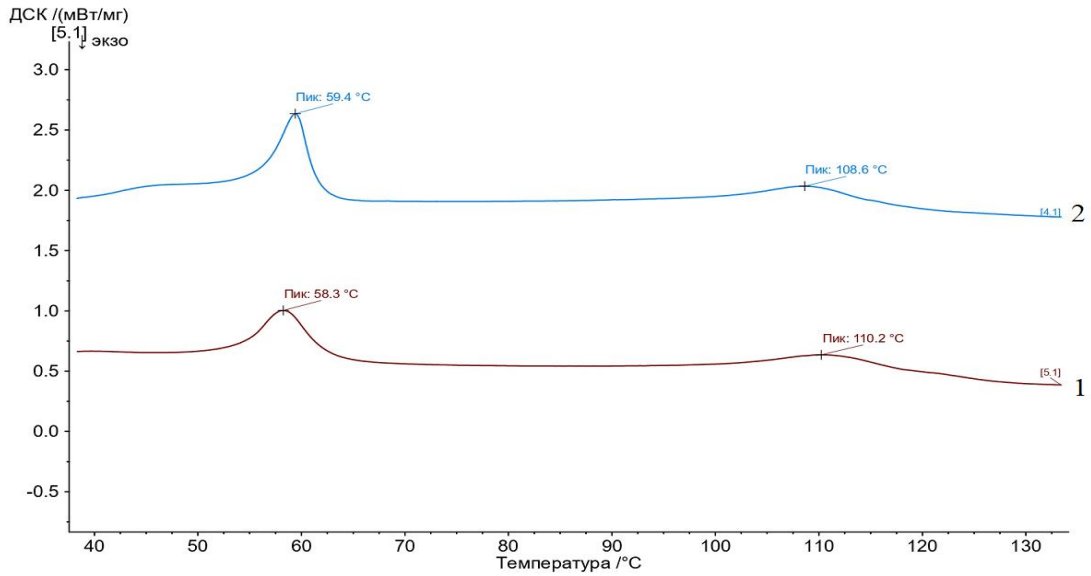


Рис. 1. Термограммы плавления смеси 60ПБАТ/20ПКЛ/20ПЭНПвт:
1 – до; 2 – после УФ-излучения с λ=254 нм в течение 50 ч

После 56 сут инкубации в почве отмечается изменение температуры плавления компонентов смеси, как поликапролактона, так и полибутиленадипаттерефталата, что свидетельствует о деструкции материала. При этом для смесей ПБАТ/ПКЛ после 90 сут заметно значительное разрушение материала и отсутствие возможности дальнейшего испытания.

В результате исследования пленочных образцов ПБАТ/ПКЛ/ПЭНПвт после инкубации в почве в течение 56 сут в лабораторных условиях при температуре окружающей среды было

установлено, что в целом материалы подвергаются биодеградации, особенно при добавлении поликапролактона более 20 мас.%. После 90 сут отмечается значительное повышение температуры плавления на 4–5 °C, что свидетельствует о разрушении аморфных областей и биодеградации материала.

В результате проведенных исследований предложен материал на основе полиэфиров с добавкой вторичного полимерного сырья. Изучение характеристик вторичного полиэтилена показало изменение теплофизических характеристик: увеличивается температура плавления и степень кристалличности, что сказывается на свойствах смеси ПБАТ/ПКЛ.

Показано, что УФ-излучение приводит к разрушению аморфной фазы материала. В результате исследования воздействия длины волны 254 нм в течение 50 ч было установлено, что присутствие ПЭНПвт активирует процесс фотодеструкции. Материал ПБАТ/ПКЛ/ПЭНПвт показал себя эффективно, и после 90 сут инкубации в почве заметна деструкция материала.

Литература

1. *Тертышная Ю.В., Подзорова М.В., Попов А.А.* Вторичное использование полимерных материалов: смеси полиэтилен – полилактид // Экология и промышленность России. 2016. Т. 20, № 7. С. 22–25. https://doi.org/10.18412/1816-0395-2016-7-22-25

2. *Gutiérrez-Silva K., Capezza A.J., Gil-Castell O., Badia-Valiente J.D.* UV-C and UV-C/H_2O-induced abiotic degradation of films of commercial PBAT/TPS blends // Polymers. 2025. Vol. 17, No. 9. P. 1173. https://doi.org/10.3390/polym17091173

3. *Подзорова М.В., Тертышная Ю.В., Колесникова Л.А.* и др. Исследование влияния вторичного полимерного сырья на структуру и свойства смесей полиэтилен-полилактид в процессе фотодеградации // Все материалы. Энциклопедический справочник. 2025. № 6. С. 25–32. EDN: EUXETH

Мониторинг восстановления нефтезагрязненных почв

Попова Н.И.*, Глязнецова Ю.С., Львова О.С.
ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия
*nuut93@yandex.ru

Ключевые слова: нефтепродукты, почва, нефтебаза, мониторинг

Территории нефтебаз (НБ) относятся к зонам с высокой техногенной нагрузкой и зачастую становятся источниками длительного загрязнения окружающей среды, особенно почв, в результате разливов и утечек нефтепродуктов (НП). Оценка степени и характера нефтяного загрязнения почв на объектах размещения нефти и НП, а также мониторинг трансформации нефтяных углеводородов (УВ) во времени играют ключевую роль в разработке эффективных мер по рекультивации нарушенных земель.

Целью настоящей работы было изучение состояния почв на территории НБ (юго-восток Центральной Якутии), подвергшихся нефтяному загрязнению. Следует отметить, что в природно-климатических условиях Якутии процессы естественного самоочищения почв значительно замедлены из-за низких температур, слабой микробиологической активности и замедленного водообмена, что приводит к длительному сохранению загрязняющих веществ [1].

В связи с этим, объектом исследований была выбрана НБ, на которой в декабре 2007 г. в результате разрыва шва одного из резервуаров произошел аварийный разлив сырой нефти [2]. Материалом для исследования послужили пробы почв, отобранные на месте аварии в 2008 г. и спустя 11 лет (2019 г.). В качестве сравнения были изучены фоновые пробы почв за пределами территории НБ. Всего с загрязненного участка было взято по 6 проб почв для каждого года исследования. Содержание НП в почвах определяли гравиметрическим методом, а химический состав почвенных экстрактов изучали методами ИК-Фурье спектроскопии и колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии [3].

Данные, представленные в табл. 1, показывают, что в 2008 г. остаточное содержание НП в почвах варьировалось от 19460 до 186079 мг/кг. К 2019 г. содержание НП в почвах данного участка значительно снизилось и составило в среднем 417 мг/кг, за исключением одной пробы, где концентрация НП составила 86766 мг/кг.

Анализ данных ИК-Фурье спектроскопии подтвердил, что наряду со снижением концентрации НП в почвах произошли существенные изменения химической структуры их экстрактов по сравнению с 2008 г. ИК-спектры хлороформенных экстрактов (ХЭ) проб 2019 г. приобрели выраженный окисленный характер. Так, для почв с максимальным содержанием НП, отобранных в 2008 г. (Т-1) и в 2019 г. (У-1), относительный коэффициент поглощения карбонильных групп (D'_{1700}) со временем увеличился в 5 раз.

По данным группового состава, в экстрактах почв спустя 6 месяцев после разлива преобладали углеводородные фракции (в среднем 71 %), что близко к составу нефти, послужившей источником загрязнения [3]. В пробах 2019 г. установлено значительное увеличение доли асфальтово-смолистых компонентов на фоне снижения содержания УВ в среднем на 23%, что также свидетельствует о процессах трансформации НП в почвенной среде (см. табл.1).

Таблица 1. **Геохимическая характеристика почв НБ, отобранных в 2008 и 2019 гг.**

Проба	Содержание НП, мг/кг	Групповой состав, %	
		УВ	Смолы+асфальтены
2008 г.			
Т-1	186079	70,69	29,31
Т-2	157714	71,53	28,47
Т-3	100000	69,46	30,54
Т-4	69520	70,80	29,20
Т-5	64207	71,12	28,88
Т-6	19460	71,89	28,11
Среднее	99497	70,91	29,09
2019 г.			
У-1	86766	56,17	43,83
У-2	1069	51,57	48,43
У-3	782	59,89	40,11
У-4	133	36,96	63,04
У-5	59	41,41	58,59
У-6	42	39,19	60,81
Среднее	14809	47,53	52,47
Фон (2019 г.)			
Проба	Содержание ХЭ, мг/кг	УВ	Смолы+асфальтены
Фон	500	18,89	81,11

Таким образом, несмотря на значительное снижение концентрации НП в пробах почв с течением времени и протекающие процессы биохимического окисления нефтяных УВ, химический состав ХЭ сохранял признаки нефтяного загрязнения. Это подтверждается тем, что даже в пробах с содержанием НП ниже фонового уровня в спектрах ХЭ наблюдаются полосы поглощения ароматических структур, характерные для нефтяных УВ, а содержание асфальтово-смолистых компонентов все еще не достигло фоновых значений (см. табл. 1).

По результатам анализа состава нефтезагрязненных почв установлены четкие признаки постепенного биохимического окисления нефтяных УВ. Однако, несмотря на протекающие процессы трансформации нефтяных УВ, химический состав почв до сих пор отличается от характеристик фоновых проб. Это свидетельствует о незавершенности восстановления почв и обуславливает необходимость продолжения мониторинга территории НБ, а также разработки и внедрения наиболее эффективных методов ее рекультивации.

Исследования выполнены в рамках госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № 1025041400001-6-2.5.1;1.5.1;1.4.4 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Литература

1. Lifshits S.Kh., Glyaznetsova Yu.S., Erofeevskaya L.A. et al. Effect of oil pollution on the ecological condition of soils and bottom sediments of the arctic region (Yakutia) // Environmental Pollution. 2021. Vol. 288. P. 117680. https://doi.org/10.1016/j.envpol.2021.117680

2. *Зуева И.Н., Чалая О.Н., Каширцев В.А.* и др. Геохимия поверхностных природных проявлений и углеводородных полей техногенного генезиса в бассейне р. Амга (Сибирская платформа) // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2024. Т. 29, № 3. С. 384−396. https://doi.org/10.31242/2618-9712-2024-29-3-384-396

3. *Глязнецова Ю.С., Зуева И.Н., Чалая О.Н., Лифшиц С.Х.* Нефтезагрязнение почвогрунтов и донных отложений на территории Якутии (состав, распространение, трансформация) / Отв. ред. А.Ф. Сафронов. Якутск: Ахсаан, 2010. 158 с. EDN: QJKHHP

Анализ гидрохимических показателей поверхностных вод вблизи действующей нефтегазовой платформы на примере месторождения Пильтун-Астохское

Семянцева П.К.[1,2]*, **Ильченко А.А.**[1]**
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
2 – Московско-Окское БВУ Росводресурсы, г. Москва, Россия
*s.polina2015@mail.ru, **ilchenco.a@gubkin.ru

Ключевые слова: буровые шламы, качество поверхностных вод, закачка шламов в пласт

Актуальность работы обусловлена интенсификацией социально-экономического развития восточных и северных регионов России и возрастанием роли нефтегазовой отрасли в этих процессах: в Сахалинской области уже более десяти лет реализуется проект «Сахалин-2», в рамках которого Пильтун-Астохское месторождение помимо добычи углеводородов осуществляет закачку буровых шламов в пласт-коллектор. Суммарное воздействие технологических операций добычи, утилизации буровых шламов и портово-судовой деятельности приводит к нарастанию антропогенной нагрузки на прибрежные экосистемы и вызывает значимые изменения в биогеоландшафте северо-востока острова. Особенно выраженные эффекты наблюдаются в зоне влияния платформы ПА-Б, что обосновывает необходимость систематических пространственно-временных исследований и мониторинга состояния водной среды и донных отложений. Результаты анализа проб донных отложений, отобранных вблизи месторождения ПА-Б, свидетельствуют о загрязнении морской воды и прибрежных грунтов нефтяными углеводородами (НУ), что отражено в данных по донным отложениям (табл. 1). Поскольку нормативов предельно допустимых концентраций НУ в донных отложениях в настоящее время не существует, для сопоставления полученных значений использовались неофициальные критерии из Neue Niederlandische Liste. Altlasten Spektrum 3/95, Warmer H., van Dokkum R. (2002) [5], которые применяются Федеральным агентством водных ресурсов РФ при выявлении загрязнений донных отложений водных объектов. Данные свидетельствуют о превышении концентраций НУ в донных отложениях в районе платформы в 1,5–2 раза, что может негативно сказаться на состоянии биоты и структуре биогеоценозов Пильтунского залива.

Целью данного исследования является оценка динамики изменений химического состава поверхностных вод вблизи действующей нефтегазовой платформы на примере Пильтун-Астохского месторождения.

Материалы и методы: в работе использовался аналитический подход к имеющимся данным: выполнено обобщение и критическая оценка архивных и мониторинговых наборов данных (служебные отчеты, публикации, результаты государственного и промышленного наблюдения) за период 2021–2023 гг., а также выполнена сопоставительная оценка концентраций с действующими нормативами предельно допустимых концентраций (ПДК) и международными критериями. Пространственный анализ и картографирование выполнялись в ГИС-среде.

Таблица 1. **Концентрация загрязняющих веществ в донных отложениях вблизи Пильтунского залива (составлено автором на основе [1–3])**

Вещества	2021 г. (мкг/л)		2022 г. (мкг/л)		2023 г. (мкг/л)		Допустимы уровень концентрации (ДК) загрязняющих веществ в донных отложениях водоемов в соответствии с неофициальными нормами из Neue Niederlandische Liste. Altlasten Spektrum 3/95, Warmer H., van Dokkum R. (2002). (ДК) (мкг/л) [4]
	С	ДК	С	ДК	С	ДК	
Медь	4,83	0,14	5,43	0,16	4,95	0,14	35
	10,2	0,29	7,9	0,23	5,7	0,16	
Цинк	0	-	0	-	0	-	140
	0	-	0	-	0	-	
Кадмий	0,08	0,10	0,05	0,06	0,046	0,06	0,8
	0,04	0,05	0,04	0,05	5,7	0,16	
Свинец	0	-	0	-	0	-	85
	0	-	0	-	0	-	
НУ (нефтяные углеводороды)	49,5	0,99	32,4	0,65	31,2	0,62	50 (мкг/г)
	103,9	2,08	84,9	1,70	83	1,66	
Фенолы	0	-	0	-	0	-	-
	0	-	0	-	0	-	

В результате исследования установлено, что средние и максимальные концентрации нефтяных углеводородов (НУ) в прибрежных водах Сахалина за 2011–2023 гг. существенно варьировались: лишь в точке у г. Корсакова зафиксирована устойчивая тенденция к росту, в остальных створах пиковые значения приходятся на 2016 г., при этом в ряде наблюдательных створов средние уровни превышали ПДК. Схожие превышения отмечаются в районе ПА-Б, и в сочетании с данными по донным отложениям они указывают на длительное антропогенное загрязнение акваторий.

Исследования демонстрируют необходимость систематических пространственно-временных наблюдений гидрохимических параметров и донных отложений для установления связи между технологическими операциями и экологическими изменениями, разработки мер по мониторингу, нормированию и совершенствованию контроля качества вод при принятии управленческих решений по эксплуатации прибрежных нефтегазовых объектов.

Литература

1. Качество морских вод по гидрохимическим показателям. Ежегодник 2023 / Под общ. ред. А.Н. Коршенко. М.: Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, 2025. 261 с.

2. Качество поверхностных вод Российской Федерации. Ежегодник 2023 / Гл. ред. М.М. Трофимчук. Ростов-на-Дону: Росгидромет, Гидрохимический институт, 2024. 594 с.

3. Качество поверхностных вод Российской Федерации. Информация о наиболее загрязненных водных объектах Российской Федерации (Приложение к Ежегоднику за 2023 г.). Ростов-на-Дону: Росгидромет, Гидрохимический институт, 2024. 154 с.

4. Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения: Приказ Минсельхоза Российской Федерации №552 от 13.12.2017 г. (ред. от 12.10.2020 и от 10.03.2022) // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202506020069 (дата обращения: 15.05.2025).

5. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»: Постановление Главного государственного санитарного врача РФ № 2 от 28.01.2021 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&prevDoc=603138049 (дата обращения: 15.05.2025).

Использование спектроскопии ядерного магнитного резонанса в изучении нефтяных продуктов

Сивцев С.И.*, Александров А.Р., Ерофеевская Л.А.
ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия
*sivtsevsemen@mail.ru

Ключевые слова: нефть, битум, ядерно-магнитный резонанс, спектроскопия

Анализ нефтепродуктов занимает ключевое место в современной химической и энергетической промышленности. Нефтепродукты, являясь сложными многокомпонентными системами, требуют применения высокоточных и информативных методов для их исследования и характеристики. Одним из таких методов является ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), который благодаря своей универсальности и неразрушающему характеру позволяет получить детальную информацию о структуре, составе и свойствах нефтяных компонентов. Таким образом, цель данной работы заключается в исследовании возможностей применения ЯМР-спектроскопии для анализа различных видов нефтепродуктов. Особое внимание уделяется разработке методологии определения состава и структурных характеристик исследуемых проб, а также сравнительному анализу эффективности ^{1}H и ^{13}C ЯМР спектроскопии для этих целей. В работе рассмотрены ключевые принципы, применяемые в ЯМР-спектроскопии, и представлены примеры успешного анализа углеводородных соединений, что позволяет убедиться в актуальности и практической значимости данного метода в области нефтехимии.

Материалы и методы: были исследованы ядерно-магнитным резонансным методом (ЯМР) образец сырой нефти Талаканского месторождения и образец битума, полученный из образца доломитизированного известняка отобранного с территории р. Буотама. Изучение спектров ядерного магнитного резонанса проводилось с использованием спектрометра марки Bruker 400 (производство – Германия, фирма Bruker, частота 400 МГц). В качестве растворителя применяли дейтерированный хлороформ, а в роли внутреннего стандарта использовали тетраметилсилан. Пробы растворяли в хлороформе до полного растворения органической составляющей, после чего нерастворившиеся остатки подвергались фильтрации. Для снятия спектра ^{1}H ЯМР было выполнено 48 накоплений, а для получения спектра ^{13}C ЯМР – 6000 накоплений. В ^{1}H спектре сигнал растворителя наблюдается на 7,28 м.д., а сигнал стандарта – на 0 м.д. В ^{13}C спектре сигнал растворителя находится на 77 м.д., а сигнал стандарта ТМС – на 0 м.д.

Спектроскопия ^{1}H ЯМР, применяемая для исследования нефтяных фракций, характеризуется рядом ограничений. Основным из них является незначительная величина диапазона химических сдвигов (порядка 15 м.д.), характерная для большинства органических соединений. Это приводит к сильному перекрытию и уширению сигналов от молекул со сходным строением в составе многокомпонентных смесей [1]. Интерпретацию данных дополнительно затрудняет наличие спин-спинового взаимодействия между протонами, в связи с чем протонный ЯМР находит свое применение главным образом для решения определенных задач структурного анализа.

С другой стороны, спектроскопия ^{13}C ЯМР обладает существенно большей информативностью благодаря широкому диапазону химических сдвигов (до 200 м.д.) для ядер ^{13}C. Преимущества дополняются широкополосной развязкой между ядрами ^{1}H и ^{13}C, что облегчает интерпретацию спектров ^{13}C ЯМР. Этот метод может эффективно использоваться для анализа смесей, состоящих из молекул известных типов. Хотя сырая нефть включает огромное число индивидуальных компонентов, возможности ^{13}C ЯМР-спектроскопии позволяют классифицировать их по основным структурным группам даже в условиях, когда точная идентификация каждого вещества не представляется возможной.

На спектрах ^{13}C ЯМР (рис. 1) регистрируется множество хорошо разрешенных сигналов. Их положение (химический сдвиг) позволяет отнести каждый пик к определенной структурной области, подтверждая наличие в образце ароматических структур, а также первичных (CH_3-), вторичных (-CH_2-) и других типов атомов углерода [2].

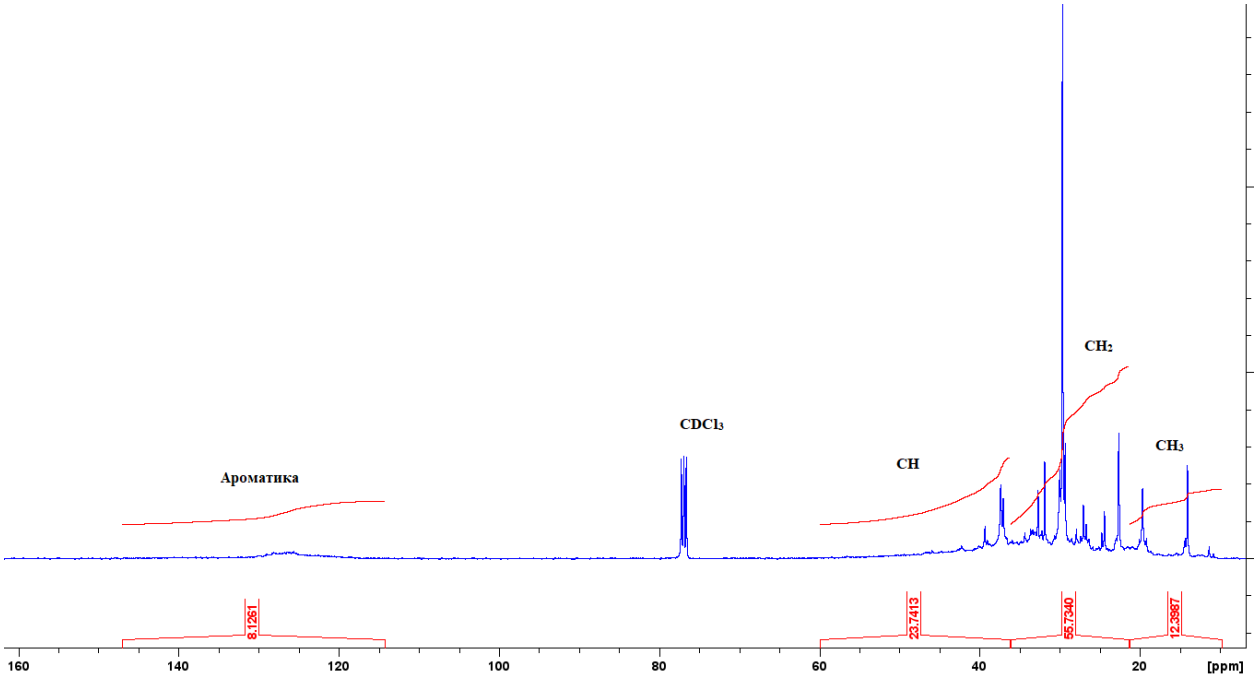


Рис. 1. ^{13}C ЯМР спектр нефти

Для количественной обработки спектров ^{1}H ЯМР (рис. 2) и пересчета интенсивностей сигналов в молярные доли функциональных групп проводили нормировку интегральных площадей на число эквивалентных протонов в каждой группе. В частности, значение интенсивности для метильных фрагментов делили на 3, а для метиленовых – на 2. Данная процедура позволяет представить интегральные интенсивности в спектрах протонного ЯМР непосредственно в виде долей, занимаемых каждой функциональной группой в общем составе (табл. 1) [3].

По данным табл. 1, можно сделать вывод, что методы ^{1}H и ^{13}C ЯМР дают схожие результаты относительно содержания метильных групп в исследованных образцах. Из-за затруднений в дифференциации сигналов метиленовых и метиновых групп, их суммарное содержание учитывалось вместе. В протонных спектрах резонансные пики этих групп локализованы в области 1,06–4,2 м.д., тогда как в карбоновых спектрах соответствующие сигналы проявляются в интервале 21,39–60 м.д.

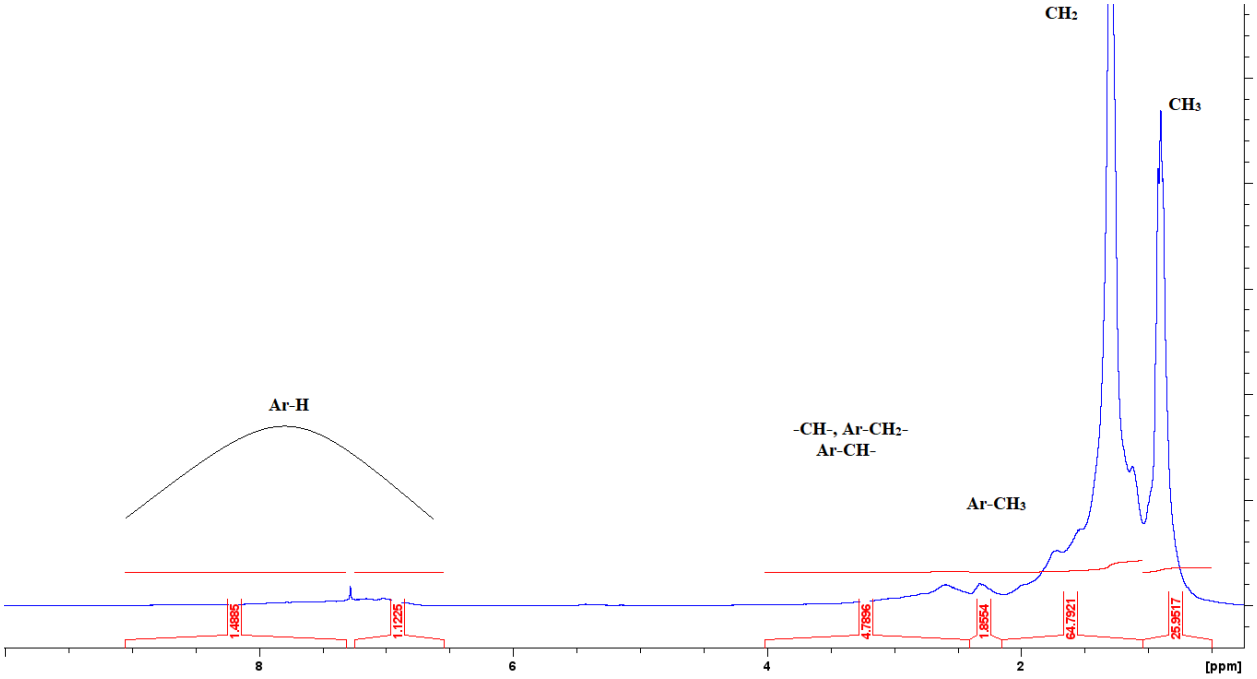


Рис. 2. ^{1}H ЯМР спектр нефти

Таблица 1. **Молярное содержание (%) функциональных групп по данным ЯМР спектроскопии**

Спектры	Химический сдвиг (ppm)	Доля в %	
		Битум	Нефть
^{13}C ЯМР	9–21,39	12,80	13,91
	21,39–36,15	45,58	54,29
	36,15–60	17,50	23,69
	114–147	24,12	8,11
^{1}H ЯМР	0,5–1,06	13,17	17,63
	1,06–2,16	54,3	66,03
	2,16–2,42	2,53	1,26
	2,42–4,2	13,86	9,76
	6,45–9,3	16,14	5,32

Сравнительная оценка данных, приведенных в табл. 1, указывает на удовлетворительную корреляцию количественных результатов, рассчитанных по ^{1}H и ^{13}C ЯМР спектрам для указанных групп. Важно отметить, что в анализируемых образцах олефиновые соединения либо отсутствуют, либо присутствуют в следовых количествах, что подтверждается отсутствием характерных сигналов в ^{13}C ЯМР спектрах в области 108–118 м.д. и в ^{1}H ЯМР спектрах в диапазоне 4,5–6,0 м.д. Оставшаяся часть интегральных интенсивностей в спектрах ^{1}H и ^{13}C ЯМР соответствует ароматическим структурным фрагментам.

Проведенный анализ показал, что исследуемый образец битума характеризуется повышенной ароматичностью. Мольная доля ароматических атомов углерода в его составе достигает 24,12%, что ожидаемо больше, чем в образце сырой нефти, где этот показатель равен 8,13%.

Из полученных данных ^{13}C ЯМР спектров можно сделать выводы о средней длине и степени разветвленности алифатических цепей. Если предположить, что все алифатические углеводороды неразветвленные, то среднюю длину цепи можно рассчитать по интенсивностям групп CH_3 (C1) и CH_2 (C2) как (C2/C1)*2+2. В нашем случае это дает значения 9,12 для битума и 9,8 – для сырой нефти [4].

Исследования выполнены в рамках госзадания Министерства науки и высшего образования РФ № 1025041400001-6-2.5.1;1.5.1;1.4.4 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Литература

1. *Calemma V., Iwanski P., Nali M.* et al. Structural characterization of asphaltenes of different origins // Energy & Fuels. 1995. Vol. 9, No. 2. P. 225–230 https://doi.org/10.1021/ef00050a004

2. *Gao G., Cao J., Xu T.* et al. Nuclear magnetic resonance spectroscopy of crude oil as proxies for oil source and thermal maturity based on 1H and 13C spectra // Fuel. 2020. Vol. 271. P. 117622. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117622

3. *Полетаева О.Ю., Колчина Г.Ю., Леонтьев А.Ю.* и др. Исследование состава высоковязких тяжелых нефтей методом ядерной магнитно-резонансной спектроскопии // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. 2021. Т. 64, Вып. 1. С. 52–58. https://doi.org/10.6060/ivkkt.20216401.6261

4. *Rakhmatullin I.Z., Efimov S.V., Margulis B.Ya., Klochkov V.V.* Qualitative and quantitative analysis of oil samples extracted from some Bashkortostan and Tatarstan oilfields based on NMR spectroscopy data // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 156. P. 12–18. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.041

Экотоксикологическая оценка почв Северного нефтедобывающего региона (на примере г. Покачи)

Скачкова А.В.[1]*, Плешакова Е.В.[1], Решетников М.В.[2]
1 – Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов, Россия
2 – Управление комплексных исследований керна (г. Когалым) Центра исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Когалым, Россия
*alina_skachkova02@mail.ru

Ключевые слова: экологический мониторинг, нефтяное загрязнение, биотестирование, *Dietzia maris* АМ3, дегидрогеназная активность

Нефть значительно изменяет механические, физические, химические и биологические свойства почв. Районы с высоким уровнем развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности отличаются по качеству почвы [1, 2]. Существуют природные источники загрязнения почвы нефтью. Так, в районах естественного выхода нефти на поверхность в местах ее залегания возможны локальные загрязнения почвы. Нефть, содержащаяся в подземных резервуарах, может выйти наружу в результате подземных толчков и разломов земной коры, что является дополнительным источником загрязнения почв.

В то же время гораздо более распространены антропогенные источники загрязнения почв нефтяными углеводородами [3]. При добыче, транспортировке и переработке нефти при участии человеческого фактора возможны ошибки, неисправности, аварии и утечки, которые вносят основной вклад в загрязнение почв в районах с развитой нефтедобывающей промышленностью. Хранение нефти и нефтепродуктов также не всегда безопасно: нередки случаи утечки в резервуарах. Нефтеперерабатывающие заводы оказывают серьезное воздействие на техногенную трансформацию почв, что связано с функционированием специального оборудования и образованием отходов переработки. При неправильном обращении с отходами переработки нефти нефтепродукты могут попадать в воду, почву и воздух, что приводит к комплексному загрязнению окружающей среды.

При нефтяном загрязнении в почве накапливаются токсичные соединения, такие как фенолы и органические кислоты, увеличивается содержание тяжелых металлов, таких как никель, медь, кадмий, ртуть, что приводит к ухудшению качества почвы и гибели почвенных микроорганизмов [4]. В результате почва не только оказывается непригодной для сельскохозяйственной деятельности, но и теряет свои экосистемные функции, нарушая стабильность биоценозов.

В этой связи актуальным направлением является мониторинг состояния нефтезагрязненных почв, в особенности, с помощью биотестирования. Методы биотестирования позволяют не только выявить токсичность почвы, но и оценить ее влияние на живые организмы в экосистемах. В отличие от традиционных физико-химических методов, которые могут не учитывать комплексное воздействие загрязняющих веществ на экосистему, биотесты дают возможность

получить более полное представление о степени загрязнения, устойчивости экосистемы и возможности ее восстановления [5].

Город Покачи расположен в одном из самых важных нефтедобывающих районов России (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра). Здесь находится территориально-производственное предприятие «Покачевнефтегаз», входящее в структуру компании «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». С момента начала эксплуатации месторождений, включая Покачевское, Южно-Покачевское и Нонг-Еганское, добыто свыше 270 млн т нефти.

Целью данного исследования была оценка экологического состояния почв г. Покачи методом биотестирования. Город находится в подзоне северной тайги, которая отличается низкими минусовыми значениями среднегодовых температур, короткими безморозными и вегетационными периодами, возможностью заморозков в течение летних месяцев. Почвы в районе Покачи относятся к типу торфяно-болотных и подзолистых. Из-за суровых климатических условий и переувлажнения они обладают низким природным плодородием и практически не используются в сельском хозяйстве.

На территории г. Покачи летом 2024 г. были отобраны в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-2017 [6] и проанализированы 22 почвенные пробы. Отбор проб верхней части почвенного горизонта «А» (5 см), где обычно накапливается основная масса загрязнителей, выпадающих из атмосферы, производили методом «конверта». Почвы 13 проб из селитебной зоны с постройками различной высотности были определены как мелкозернистые песчаники, алевритистые, карбонатистые с признаками углеводородов. Концентрация тяжелых металлов (ванадий, хром, кобальт, хром, свинец и мышьяк) в большинстве проб значительно превышала ПДК. Почвы 5 проб из зоны промышленных и складских помещений и гаражных массивов были представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с признаками углеводородов, умеренным содержанием глинистых компонентов. Наблюдалась повышенная концентрация ряда тяжелых металлов, в особенности, мышьяка, свинца, кобальта и меди. 4 пробы были отобраны из лесных массивов, фоновые (контрольные) пробы отбирали на территории со схожими ландшафтными и геологическими условиями, находящейся на удалении от промышленных объектов, в 5 км от города.

Экотоксичность почв определяли с помощью разработанного нами оригинального метода, основанного на способности дегидрогеназ микроорганизма *Dietzia maris* АМ3 восстанавливать за счет дегидрирования бесцветного 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида (2,3,5-ТТХ) до темно-красного 2,3,5-трифенилформазана (2,3,5-ТФФ) [7]. К навеске почвы (1 г) добавляли суспензию тест-микроорганизма *D. maris* АМ3 с оптической плотностью 0,5 ед., 2,3,5-ТТХ в качестве субстрата для дегидрогеназ и элементы питательной среды: глюкозу, Na_2HPO_4 и $MgSO_4$. В качестве контроля использовали вышеназванные растворы и суспензию *D. maris* АМ3 без добавления почвы. Через 6 суток инкубации в термостате при $t = 28$ °С из реакционной смеси ацетоном экстрагировали образовавшийся 2,3,5-ТФФ и экстракт колориметрировали на ФЭКе при $\lambda = 440$ нм. Количество образованного *D. maris* АМ3 2,3,5-ТФФ рассчитывали по калибровочной кривой, выражая в мг/мл. В присутствии токсичных веществ активность дегидрогеназ *D. maris* АМ3 снижается. При разнице показателей с контролем до 10% почву считали не токсичной, разница в 10–30% указывала на слабую токсичность, от 30 до 50% – на среднюю степень, а выше 50% – на высокую степень токсичности почвы. Оценку экотоксичности почв осуществляли

в трехкратной повторности. Статистическую обработку данных проводили с использованием Microsoft Excel 2016.

Результаты биотестирования показали, что количество 2,3,5-ТФФ, образованного дегидрогеназами *D. maris* AM3, составляло от 0,016 до 0,487 мг/мл (табл. 1). Было выявлено несколько участков с превышением по показателю токсичности. Наиболее сильное угнетение дегидрогеназной активности *D. maris* AM3 отмечалось в двух пробах (№ 19 и № 22), которые были отобраны в промышленно-складской зоне города. Разница между количеством образовавшегося 2,3,5-ТФФ в данных пробах и фоновых была выше 50%, что свидетельствовало о высокой степени токсичности почвы. В пробе № 21, отобранной в промышленно-складской зоне, но в значительном удалении от места сбора проб № 19 и № 22, была продемонстрирована слабая степень токсичности.

Таблица 1. **Степень токсичности почв г. Покачи на основании показателей биотестирования**

№ почвенной пробы	Количество 2,3,5-ТФФ, мг/мл	Степень токсичности почвы
1	0,487 ± 0,007	не токсична
2	0,213 ± 0,017	не токсична
3	0,203 ± 0,003	не токсична
4	0,193 ± 0,092	не токсична
5	0,255± 0,005	не токсична
6	0,265 ± 0,093	не токсична
7	0,093 ± 0,080	средняя
8	0,086 ± 0,005	средняя
9	0,260 ± 0,005	не токсична
10	0,093 ± 0,004	средняя
11	0,090 ± 0,005	средняя
12	0,160 ± 0,007	не токсична
13	0,155 ± 0,010	не токсична
14	0,200 ± 0,081	не токсична
15	0,161 ± 0,010	не токсична
16	0,175 ± 0,008	не токсична
17	0,141 ± 0,004	не токсична
18	0,141 ± 0,004	не токсична
19	0,060 ± 0,030	высокая
20	0,151 ± 0,004	не токсична
21	0,125 ± 0,051	слабая
22	0,016 ± 0,065	высокая
фон	0,153	не токсична

Средняя токсичность почв была определена в нескольких пробах: № 8 – почве из гаражного массива, № 10 и № 11 – почве из селитебного района с многоэтажными жилыми зданиями и № 7 – почве, отобранной в лесном массиве. В остальных 15 протестированных пробах не было отмечено угнетения дегидрогеназной активности *D. maris* AM3, что указывает на отсутствии токсичности почвы в точках пробоотбора. Предположительно, природные источники нефтяных углеводородов,

также как и связанные с добычей и переработкой нефти, оказывают низкую токсическую нагрузку на урбосистему.

В то же время с помощью высокочувствительного метода биотестирования в г. Покачи был выявлен район с высокой токсичностью почвы, находящийся рядом с ул. Промышленной, где расположено ООО «Промстрой», деятельность которого связана с автомобильным грузовым транспортом. Установлена корреляция между высокой степенью токсичности почвы в данном районе и полиметаллическим загрязнением. Так, в пробе № 22 с максимальной степенью токсичности концентрация мышьяка превышала ПДК в 67, свинца – в 29, кобальта – в 8 раз. Эти данные подтверждают предположение о локальном источнике загрязнения в этом районе, которое влияет на токсичность почв.

В целом, результаты исследования подчеркивают важность регулярного биотестирования городских почв, как эффективного метода выявления локальных очагов загрязнения. Обнаружение высокой токсичности почв вблизи промышленных объектов г. Покачи требует принятия мер по снижению техногенной нагрузки и усилению экологического контроля.

Литература

1. *Куликова О.А., Мазлова Е.А., Брадик Д.И.* и др. Нефтяное загрязнение территорий западного побережья Обской губы // Проблемы Арктики и Антарктики. 2019. Т. 65, № 1. С. 105–117. https://doi.org/10.30758/0555-2648-2019-65-1-105-117

2. *Чайкин С.А., Бузмаков А.С., Симонов В.Э.* Современное представление о техногенной трансформации природной среды при эксплуатации нефтяных месторождений и роли территорий режима особого природопользования // Антропогенная трансформация природной среды. 2025. Т. 11, № 1. С. 71–82. https://doi.org/10.17072/2410-8553-2025-1-71-82

3. *Владимиров В.А.* Разливы нефти: причины, масштабы, последствия // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. 2014. Т. 4, № 1(6). С. 217–229. EDN: SCHGLZ

4. *Mokhtarzadeh Z., Keshavarzi B., Moore F.* et al. Potentially toxic elements in the Middle East oldest oil refinery zone soils: source apportionment, speciation, bioaccessibility and human health risk assessment // Environmental Science and Pollution Research. 2020. Vol. 27, No. 32. P. 40573–40591. https://doi.org/10.1007/s11356-020-09895-7

5. *Терехова В.А., Кулачкова С.А., Морачевская Е.В., Кирюшина А.П.* Методология биодиагностики почв и особенности некоторых методов биоиндикации и биотестирования (обзор) // Вестник Московского университета. Серия 17: Почвоведение. 2023. Т. 78, № 2. С. 35–45. https://doi.org/10.55959/MSU0137-0944-17-2023-78-2-35-45

6. ГОСТ 17.4.4.02-2017. Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа. М.: Стандартинформ, 2017. 10 с.

7. *Плешакова Е.В.* Разработка нового метода определения токсичности нефтезагрязнённой почвы // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2010. Т. 3, № 1(46). С. 188–193. EDN: NCMXPT

Энергоэффективная подготовка жидких углеводородов с помощью инновационных отечественных разработок

Солодов В.Г.[1]*, **Чуриков Л.О.**[2]**
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
2 –Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
*solodovvassilliy@yandex.ru, **churikov.leonid@mail.ru

Ключевые слова: углеродная нейтральность, энергоэффективность, импульсно-вибрационный сепаратор, инновационные отечественные разработки

Анализируя итоги 2024 г., стоит выделить, что вопреки общемировой повестке углеродной нейтральности, динамика выбросов CO_2 вследствие сжигания топлива продолжает увеличиваться [1].

Кроме того, около 12% выбросов парниковых газов в РФ приходятся на нефтегазовый сектор, практически треть из которых – выбросы CO_2 [2].

Вразрез вышеприведенному противопоставляется аргумент экономической стабильности страны, поскольку порядка 30% Федерального бюджета формируется от нефтегазового сектора [3].

Таким образом, запрос на новые технологические инициативы, которые обеспечат не только должные товарные качества добываемого углеводородного сырья, но и позволят минимизировать выбросы CO_2, наиболее актуален, поскольку также обеспечит и рост технологического суверенитета.

Предлагаемая технология с использованием импульсно-вибрационного сепаратора (ИВС) отвечает современным требованиям энергоэффективности и позволяет существенно сократить, а в ряде случаев полностью исключить расход топлива на печном блоке (рис. 1).

Механизм действия устройства основан на трех ключевых этапах (рис. 2):

1. Инициирование процесса: подача электрического импульса на встроенные виброэлементы внутри сепарационной камеры.

2. Формирование вакуумной зоны: мгновенная деформация (сжатие) виброэлементов под действием электрического импульса создает локальную зону вакуума. Этот процесс сопровождается высвобождением энергии, которая ослабляет Ван-дер-Ваальсовы силы межмолекулярного взаимодействия. В результате запускается процесс дегазации с отделением легких фракций (предположительно, до гептана: C_1–C_4).

3. Цепная реакция: высвобожденная энергия запускает каскадный процесс дегазации, распространяющийся по всему объему рабочей среды внутри аппарата.

Таким образом, высвобожденная энергия инициирует цепную реакцию, которая запускает волновой процесс дегазации во всем объеме рабочей среды внутри сепарационного аппарата.

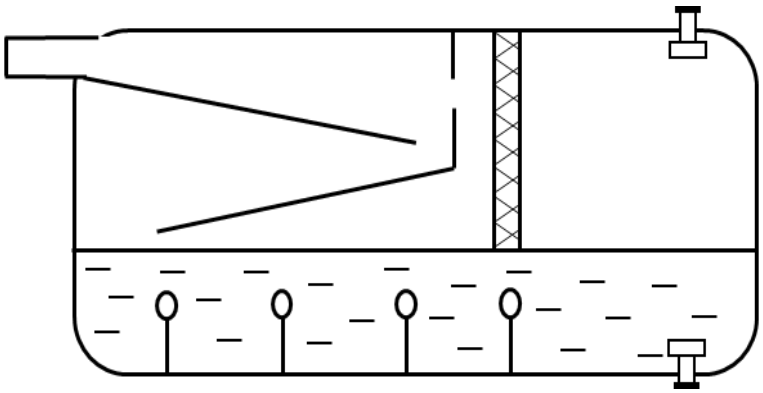


Рис. 1. Предполагаемая конструкция ИВС

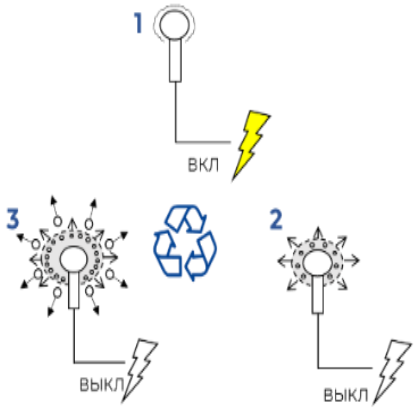


Рис. 2. Принцип действия

Внедрение импульсно-вибрационного сепаратора обеспечивает комплекс значимых технологический эффектов:

1. Качество продукции: полное соответствие подготавливаемых материалов установленным стандартам товарного.

2. Энергоэффективность: существенное снижение энергозатрат на процесс подготовки углеводородной продукции.

3. Экологическая безопасность: значительное сокращение или полное устранение прямых выбросов парниковых газов (Scope 1) благодаря минимизации или исключению использования печей подогрева.

Таким образом, предлагаемая нами технологическая инициатива демонстрирует комплексный подход к решению производственных задач, одновременно обеспечивая качество, экономию ресурсов и экологическую безопасность процесса подготовки жидкой углеводородной продукции.

Представленное техническое решение является авторской разработкой, не имеющей аналогов в мировой практике.

Основные преимущества проекта:

1. Технологическая уникальность: абсолютная новизна технического решения на глобальном рынке.

2. Импортонезависимость: все компоненты системы производятся отечественными производителями.

3. Научная поддержка: наличие профильных научно-исследовательских институтов для проведения необходимых испытаний и разработок.

Практическая реализация проекта обеспечивается возможностью проведения полного цикла научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) с последующим внедрением технологии в производственный процесс.

Это создает прочную основу для успешного масштабирования разработки и ее адаптации к различным производственным условиям.

Концептуальная оценка внедрения технологии демонстрирует значительные экологические преимущества:

– Сокращение выбросов CO_2 – снижение более чем на 67% (13 000 т в год).

– Экономия топливного газа – сокращение потребления на 5 млн м³ ежегодно.

– Снижение операционных расходов – уменьшение затрат на 48% от годового бюджета эксплуатации оборудования.

Финансово-экономическая модель проекта на 10-летний период показывает следующие показатели:

– Начальные инвестиции – 1 млрд руб.

– Чистый дисконтированный доход (NPV) – 370 млн руб.

– Индекс рентабельности – 1,37.

– Срок окупаемости – 7,2 года (с учетом дисконтирования).

Проект демонстрирует высокую экономическую эффективность при существенном положительном влиянии на экологическую обстановку, что делает его привлекательным как с точки зрения экологической ответственности, так и с позиции экономической целесообразности.

Данная технологическая инициатива позволяет достичь баланса между экологической безопасностью, экономической эффективностью и производственной целесообразностью, что делает ее оптимальным выбором, в том числе для модернизации существующих производственных мощностей.

Внедрение технологии способствует достижению стратегических целей нефтегазодобывающих предприятия по снижению углеродного следа и достижению углеродной нейтральности, а также одновременному повышению энергоэффективности и технологичности производственных процессов.

Литература

1. CO_2 emissions from fuel combustion // World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2025. URL: https://yearbook.enerdata.net/co2/emissions-co2-data-from-fuel-combustion.html (дата обращения: 28.07.2025).

2. ТЭК дает 52% всех выбросов парниковых газов в РФ // Техэксперт. 2025. 1 июля. URL: https://cntd.ru/news/read/tek-daet-52-vsex-vybrosov-parnikovyx-gazov-v-rf (дата обращения: 28.07.2025).

3. Нефтегазовая отрасль РФ приносит федеральному бюджету почти треть его доходов // Нефть и капитал. 2024. 7 ноября. URL: https://oilcapital.ru/news/2024-11-07/neftegazovaya-otrasl-rf-prinosit-federalnomu-byudzhetu-pochti-tret-ego-dohodov-5242471 (дата обращения: 28.07.2025).

Повышение нефтеотдачи с помощью CCUS-технологий

Чуриков Л.О.[1]*, **Солодов В.Г.**[2]**
1 – Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*churikov.leonid@mail.ru, **solodovvassilliy@yandex.ru

Ключевые слова: CCUS-технологии, нулевые выбросы CO_2, технология водогазового влияния, метод повышения нефтеотдачи

Интеграция CCUS-технологий в процессы нефтедобычи обеспечивает двойную выгоду для экономики государства: с одной стороны, это путь к достижению углеродной нейтральности [1], с другой – возможность повысить эффективность извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов благодаря новым подходам в разработке месторождений [2].

Однако, сложность реализации процессов получения CO_2, в том числе с помощью CCUS-технологий, обусловлена их высокой стоимостью и отсутствием достаточных экономических стимулов для внедрения.

В современных условиях наиболее распространенным методом использования CO_2 для повышения нефтеотдачи является технология «Huff & Puff», которая включает следующие этапы:

– Периодическая закачка CO_2 в добывающую скважину.
– Отстой скважины до 30 суток.
– Получение дополнительного притока нефти в диапазоне 5–10% [3].

Несмотря на эффективность метода, его применение обусловлено рядом существенных ограничений:

– Географические факторы: ограниченная доступность поставщиков CO_2 и сложности с транспортировкой реагента.
– Экономические барьеры: высокая стоимость CO_2 (превышает 50 000 руб. за тонну).
– Технологические ограничения: необходимость длительного перевода скважин в режим отстоя, особые условия хранения CO_2.

Предлагаемый нами подход (рис. 1) к использованию CO_2 в рамках CCUS-технологий, включающий улавливание, подготовку и закачку CO_2 в водном растворе, направлен на преодоление указанных ограничений и будет способствовать как повышению нефтеотдачи, так и снижению выбросов CO_2 в атмосферу в составе выхлопных газов.

Принцип использования установки CCUS-технологии представляет собой следующие основные этапы:

1. Выхлопные газы, содержащих CO_2, попадают из камеры сгорания печи в трубу с тепловым кожухом особой конструкции, который предотвращает осаждение твердых частиц на стенках трубы и способствует дополнительному конвекционному нагреву промежуточного теплоносителя. Далее газы по данному трубопроводу поступают в скруббер, где происходит их первичная очистка.

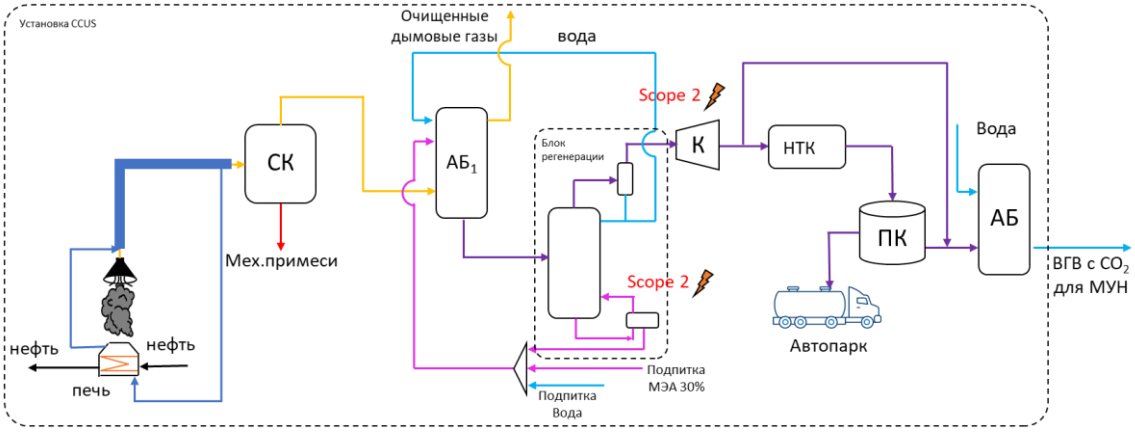


Рис. 1. Принципиальная схема технологии CCUS

2. После первого этапа обработки очищенная от твердых примесей газовая смесь поступает в абсорбционную колонну, где благодаря массо- и теплообменным процессам более 99% CO_2 извлекается из дымовых газов, насыщает жидкую фазу, смешиваясь с сорбентом (30%-ным моноэтиламином) и водой, затем поступая на блок регенерации. А очищенные дымовые газы без вреда выходят в атмосферу.

3. В блоке регенерации происходит дополнительный нагрев поступающей смеси, в результате чего смесь разбивается на три продукта выхода: газовая смесь воды и CO_2, которые разделяются в рефлюксной емкости, а также моноэтиламин, поступающий обратно в цикл.

4. Выделившийся газообразный CO_2 поступает на блок компримирования, далее предусмотрено 2 технологические линии:

4.1. Подача нагнетаемого CO_2 напрямую в абсорбционную колонну с целью насыщения входного потока воды газовым потоком CO_2 и дальнейшей закачки смеси в пласт;

4.2. Предварительное захалаживание CO_2 через контур низкотемпературной конденсации с промежуточным хладагентом до -40…-50 °C с целью его фазового перехода в жидкое состояние для дальнейшего хранения в резервуарном парке с возможностью автоналива либо подачи на абсорбционную колонну для смешения его с водой и дальнейшей закачки смеси в пласт.

В качестве потенциала к практической реализации, технологическое моделирование в рамках действующего объекта добычи и подготовки нефти показало значительный результат предлагаемого решения. Ожидаемые эффекты следующие:

– Технологический эффект: реализация CCUS-технологий, а также увеличение добычи нефти на 5–10%, что эквивалентно дополнительным 90 тыс. т нефти в год.

– Экологический эффект: Снижение выбросов CO_2 на 67,5% (более 13,47 тыс. т в год), а также полное устранение прямых выбросов (Scope 1)

К тому же, инвестиционная привлекательность проекта усиливается следующими факторами:

– налоговые льготы для компаний, внедряющих CCUS-технологии;

– долгосрочный экономический эффект в перспективе 5–10 лет.

Технические решения по минимизации рисков предусматривают следующие меры:

– учет специфических условий эксплуатации (CO_2, водная среда, термобарические параметры);

– специализированное исполнение наиболее уязвимых узлов оборудования, в частности применение композитных материалов (стеклопластик, углепластик) отечественного производства [4].

Прогнозная оценка экономической эффективности проекта демонстрирует следующие результаты:

– Чистая дисконтированная стоимость (NPV): 5,44 млрд руб. за 10-летний период.

– Начальные инвестиции: 4,00 млрд руб.

– Дисконтированный срок окупаемости: 4 года.

На основании чего можно сделать вывод, что предлагаемый проект демонстрирует высокую экономическую целесообразность внедрения предлагаемой технологии CCUS.

Применение разработанного решения с использованием CCUS-технологий для борьбы с выбросами CO_2 даст возможность заметно сократить углеродный след и одновременно увеличить добычу нефти благодаря включению CO_2 в процесс водогазового воздействия в качестве метода повышения нефтеотдачи. Вследствие этого нефтедобывающие предприятия смогут соответствовать требованиям программ углеродной нейтральности, развивать технологичность, оптимизировать налоговые платежи и получать дополнительную прибыль.

Литература

1. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 год: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202111010022 (дата обращения: 28.07.2025).

2. *Назарова Л.Н.* Разработка нефтегазовых месторождении с трудноизвлекаемыми запасами: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 156 с. EDN: QMZFAV

3. *Wang R., Lv C., Zhao S.* et al. Experiments on three-phase relative permeability in CO_2 flooding for low permeability reservoirs // SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 11–13 August 2015. Paper SPE-174590-MS. https://doi.org/10.2118/174590-MS

4. *Нурмакова Ж.И.*, *Невгод Р.Г.*, *Невгод В.В.* Анализ применения неметаллических стеклопластиковых труб на месторождениях Западной Сибири // Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность. 2025. № 2. С. 65–70. https://doi.org/10.24143/1812-9498-2025-2-65-70

КРУГЛЫЙ СТОЛ
«Геолого-геофизические исследования на континентальном шельфе»

Совершенствование системы оперативного контроля за ледовой обстановкой с целью освоения месторождений Карского моря

Галькова К.Б.
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, г. Архангельск, Россия
galkovakristina@icloud.com

Ключевые слова: Карское море, концепция освоения месторождений, ледовая обстановка, метод нечеткой логики

При выборе концепции освоения месторождений и подборе необходимого оборудования важным фактором, являются нагрузки, оказываемые на оборудование нефтепромысла как во время строительства, так и во время эксплуатации.

Первоочередное внимание уделяется ледовым нагрузкам, так как акватория Карского моря большую часть года покрыта льдами и айсбергами. При анализе ледовых условий региона учитывают такие физико-механические свойства льда, как возраст, сплоченность и толщина, скорость дрейфа льда и др. [1].

При освоении месторождений арктических регионов есть множество рисков, в частности, геологические, технические, экологические, снижение цен на нефть и газ, увеличение налоговой нагрузки и др. В таких условиях наиболее перспективным решением для совершенствования оперативного контроля является внедрение методов машинного обучения для прогнозирования рисков в отрасли. Машинное обучение демонстрирует хороший потенциал для поддержки и улучшения традиционных подходов к разработке месторождений. В различных исследованиях используются передовые алгоритмы машинного обучения, такие как нечеткая логика, искусственные нейронные сети для задач классификации и регрессии [2–4].

Собрав данные о ледовой обстановке Карского моря в течение рассматриваемого года (в данном случае за 2024 г.) и учитывая такие факторы, как глубина моря, гидрометеорологические условия, удаленность от берега и прочие, можно построить карты ледовитости по месяцам. Карты позволяют оценить ледовую обстановку с учетом рисков, которые влияют на обустройство месторождения.

Акватория была разделена на несколько зон, которые были изучены и оценены с использованием многокритериального подхода.

Рассматриваемый инструмент эффективен в условиях неточностей и неопределенностей реального мира, который позволяет построить модель, наиболее адекватную реальности. Подход является многокритериальным при оценке условий, учитывающим и анализирующим множество факторов (гидрометеоусловия, межледовый период, наличие айсбергов и др.) [1, 2].

На рис. 1 [1] представлены результаты исследования, которые отображают зоны, где возможно осуществлять безопасное освоение и транспортировку ресурсов углеводородов.

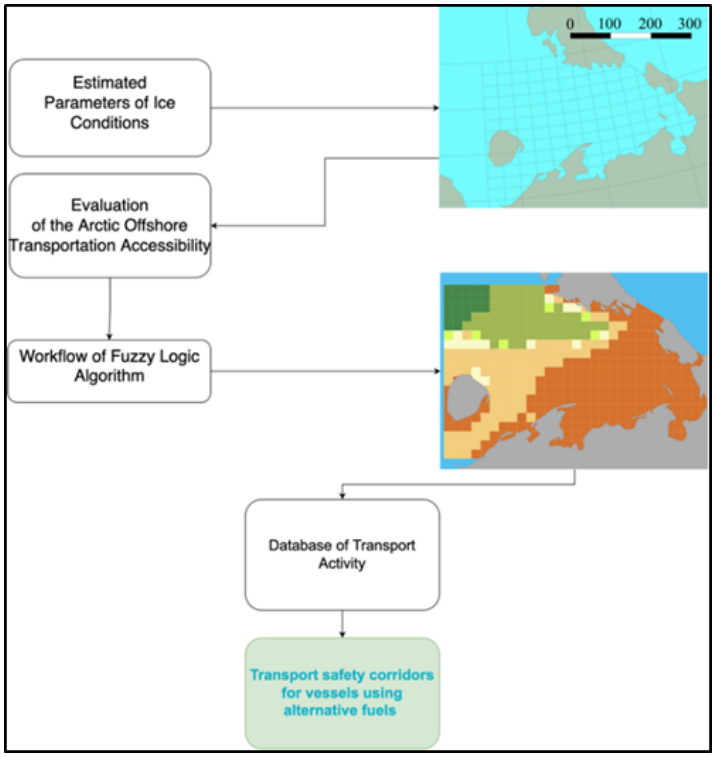


Рис. 1. Рабочий процесс оценки рисков

Карты доступности отображают, в каких зонах и в какие месяцы можно осуществлять безопасную хозяйственную деятельность. В будущем этот метод поможет в мониторинге деятельности в режиме реального времени. Данные карты необходимы для комплексного планирования и безопасной эксплуатации инфраструктуры, связанной с разведкой и разработкой месторождений.

1. Безопасность навигации судов и техники: морские суда, задействованные в транспортировке персонала, материалов и нефти, зависят от точности информации о состоянии льда. Карты ледовитости помогают прокладывать маршруты таким образом, чтобы избежать опасных зон.

2. Подбор технологий строительства: разработка месторождений в акваториях, покрытых сплошными льдами, требует специализированных технических решений, таких как проектирование устойчивых конструкций стационарных платформ, динамически позиционирующихся плавучих установок. Данные о толщине и плотности льда влияют на конструкцию сооружений и технологию бурения.

3. Экологическая безопасность: масштабные аварии, вызванные столкновениями с ледовыми полями, могут привести к серьезным экологическим катастрофам. Карта ледовитости используется для предотвращения подобных происшествий и минимизации потенциальных угроз окружающей среде.

4. Мониторинг сезонных изменений: арктический регион отличается значительным влиянием климатических циклов. Сезонные колебания толщины и распространения льда могут влиять на возможность ведения работ в разное время года. Постоянный мониторинг и обновление карт ледовитости позволяет скорректировать планы работ.

5. Планирование мероприятий по ликвидации разливов нефти: при возникновении чрезвычайных ситуаций оперативное знание положения и характеристик ледовых полей помогает быстро организовать операции по сбору и удалению разлитой нефти, минимизировать последствия загрязнений и защитить экосистему региона.

На рис. 2 видно, что оптимальными месяцами в течение года для проведения каких-либо работ по обустройству месторождения являются июнь-сентябрь (летний период). В этот период происходит интенсивное таяние и разрушение льдов, температура воздуха поднимается до 5–6 °C.

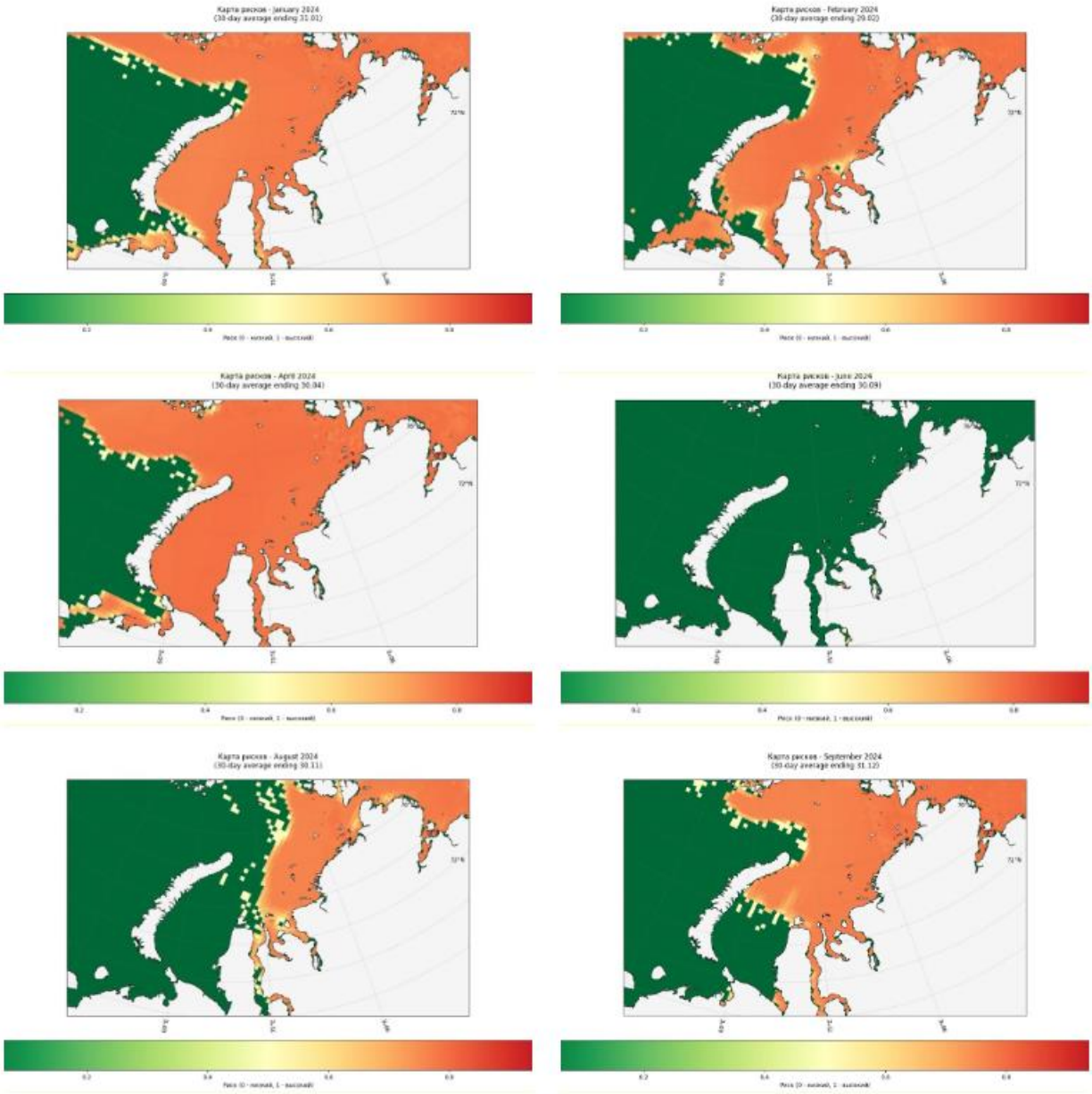


Рис. 2. Прогноз доступности в Карском море, основанный на оценке параметров льда. Составлено автором

Карты ледовитости являются важнейшим инструментом для безопасного освоения и эксплуатации морских месторождений, помогая эффективно справляться с трудностями, характерными для рассматриваемых регионов.

Методология позволяет не только в настоящем, но и в будущем времени прогнозировать состояние ледовой обстановки в Карском море, что позволит снизить различные риски и подобрать оптимальную концепцию обустройства месторождения.

Карское море богато полезными ископаемыми, в регионе открыто много месторождений (Победа, Русановское, Ленинградское и др.). Регион отличается неблагоприятными природно-климатическими условиями, большую часть времени акватория покрыта льдами, что обусловливает сложную ледовую обстановку.

Анализ рисков показал зоны и временные интервалы в течение года в районе Карского моря, где условия наиболее благоприятны для осуществления хозяйственной деятельности. Наиболее сложными месяцами для осуществления деятельности являются ноябрь-май, наиболее доступными – июнь-сентябрь.

В работе показана эффективность применения метода нечеткой логики в прогнозировании безопасных зон для ведения хозяйственной деятельности в регионе с учетом ледовой обстановки.

Литература

1. *Гулиев Р.З., Еремин Н.А., Галькова К.Б.* Анализ ледовых условий для определения транспортной доступности в Арктике // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2023. № 6(138). С. 65–70. EDN: FQVGUY

2. *Пивоваров К.Н., Золотухин А.Б.* Использование многокритериального подхода и методов нечеткой математики для оценки условий освоения месторождений арктических морей на примере юго-восточной части Баренцева моря // Арктика: экология и экономика. 2018. № 3(31). С. 100–111. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-3-100-111

3. Archive of AARI comprehensive ice maps of the ice conditions of the Arctic and freezing seas of Russia in the exchange format SIGRID-3. URL: http://wdc.aari.ru/datasets/ (дата обращения: 12.08.2025).

4. *Zolotukhin A.B.* A novel approach to resources and reserves determination // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1–4 October 2000. Paper SPE-63199-MS. https://doi.org/10.2118/63199-MS

Анализ масштабов и геометрии клиноформ для реконструкции палеогеографических условий и прогноза литологических ловушек

Мордасова А.В.*, Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С.
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
*a.mordasova@oilmsu.ru

Ключевые слова: клиноформы, обстановки осадконакопления, анализ геометрии клиноформ, палеогеография, литологические ловушки, природный резервуар

Актуальность исследований клиноформных отложений обусловлена, с одной стороны, тем, что в нижнемеловых клиноформах Западной Сибири и Енисей-Хатангского прогиба сосредоточены основные запасы нефти и газа нашей страны, с другой, клиноформные толщи могут рассказать нам о глубине палеобассейна седиментации, направлении сноса обломочного материала. Распределение песчаных пластов-коллекторов и глинистых флюидоупоров в каждой клиноформе подчинено как общим закономерностям, так и имеет индивидуальные черты, на которые влияло множество факторов: интенсивность привноса обломочного материала, морфология побережья и склона приемного бассейна, состав размываемых отложений в источнике сноса и др. Понимание связи между геометрией клиноформ, условиями их накопления и закономерностями развития в них природных резервуаров различного генезиса является основой для поиска новых литологических ловушек в клиноформных толщах.

Цель работы – систематизировать знания в современной науке о клиноформах и разработка методического подхода для исследования клиноформных толщ для решения трех основных задач: 1) выявление строения и структуры клиноформ; 2) реконструкция условий накопления и 3) прогноз природных резервуаров и разработка критериев поиска литологических ловушек в клиноформах разного типа.

Наиболее хорошо изученным примером среди клиноформных отложений являются нижнемеловые отложения Западной Сибири [1, 2], для которых установлены как региональные закономерности их развития и нефтегазоносности, так и накоплен огромный производственный опыт поиска, разведки и эксплуатации месторождений. Норвежские исследователи преуспели в изучении клиноформ с позиций палеогеографических реконструкций и анализа изменения уровня моря по геометрии клиноформ [3], при этом не давая ответы на вопросы о том, как распределяются природные резервуары в клиноформах разного возраста и разных морфологических типов. Также остается открытым вопрос: почему уникальные и крупные месторождения открыты в клиноформах Западно-Сибирского и Северо-Сахалинского нефтегазоносных бассейнов, а в более мощных майкопских клиноформах Предкавказья [4] и триасовых клиноформах Баренцевоморского шельфа [5] открыты единичные залежи и не выявлены региональные песчаные пласты-коллекторы?

Методический подход к реконструкции палеогеографических условий и прогнозу природных резервуаров основан на анализе геометрии и масштабов клиноформ по сейсмическим данным, анализе карт толщин и контактов по клиноформным толщам, анализе цикличности

по скважинным данным по нижнемеловым отложениям Баренцевоморского шельфа, майкопским клиноформам Восточного Предкавказья [4] и по неокомским клиноформам Широтного Приобья [6].

Клиноформа – это линзовидное в разрезе осадочное тело, сформированное на склоне палеобассейна осадконакопления [7]. Клиноформа состоит из ундаформы и склона, разделяемых бровкой, и подножия. Клиноформы наращивают склон бассейна седиментации и склоновая часть клиноформ накапливается ниже уровня воды. Из этого следует, что высота клиноформы от подножия до бровки зависит от глубины водоема – океана, моря или озера – в котором она накапливалась.

По глубине бассейна осадконакопления и по высоте клиноформы подразделяются на прибрежные, дельтовые, шельфовые клиноформы и клиноформы континентального склона (рис. 1).

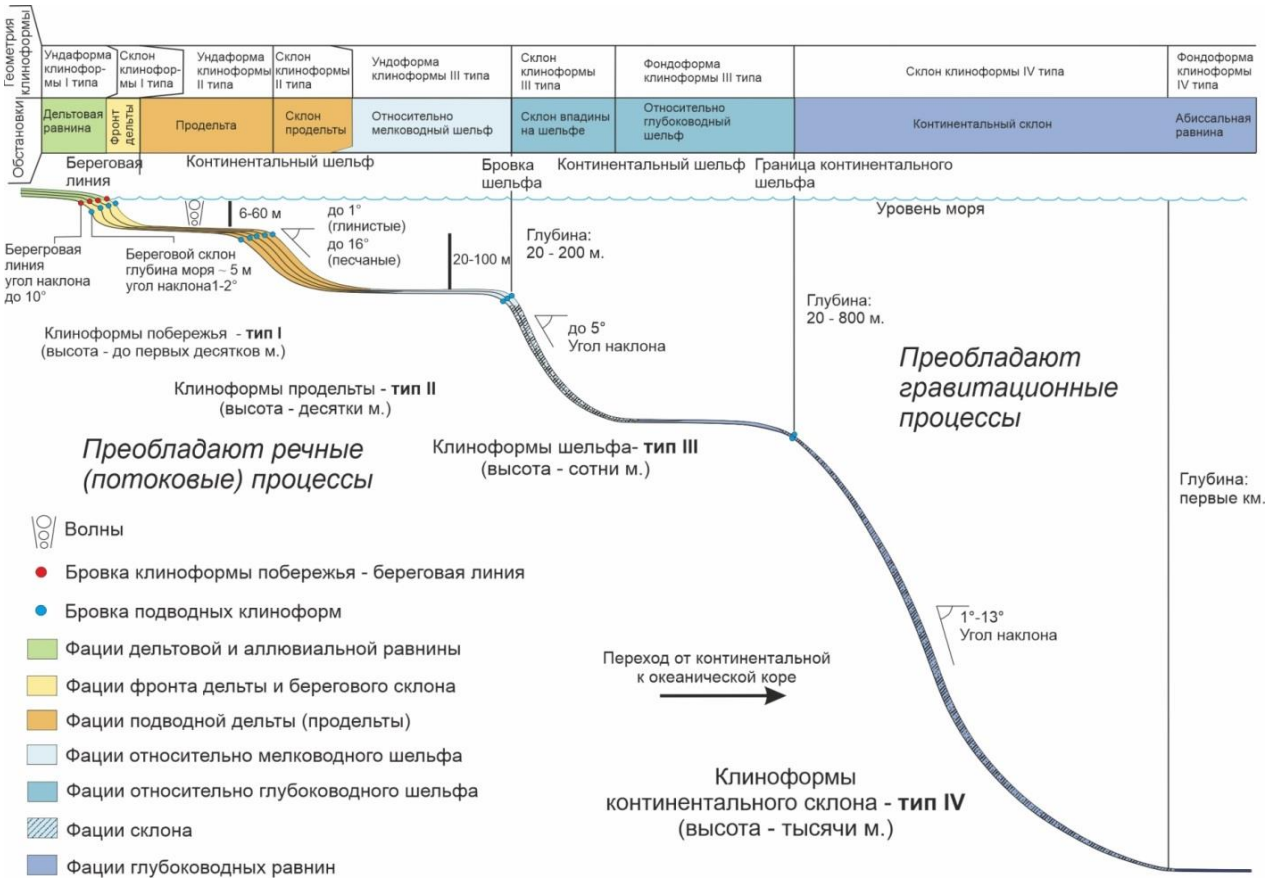


Рис. 1. Схема формирования клиноформ разного масштаба в обстановках от береговой линии до континентального подножия [7]

На основе анализа сейсмических и скважинных данных, можно типизировать клиноформы по высоте для определения палеогеографических условий, в которых формировалась клиноформа. По геометрии клиноформы и смещению ее бровки и подножия в плане и разрезе можно проследить смещение основных палеогеографических границ и спрогнозировать развитие терригенных природных резервуаров. Так, клиноформы побережья в высоту достигают первые десятки метров и могут быть связаны с дельтовыми комплексами, их бровка будет

соответствовать береговой линии, а песчаные коллекторы будут приурочены к области развития распределительных каналов дельтовой равнины и фронта дельты.

Клиноформы шельфа накапливаются на склоне относительно глубоководной впадины на шельфе и достигают в высоту первые сотни метров, именно к этому типу можно отнести нижнемеловые клиноформы Баренцева моря [7] и Западной Сибири [6]. В их ундаформе возможно формирование прибрежно-морских и мелководно-морских песчаных отложений в случае, если траектория их бровок восходящая, а сама клиноформа – сигмовидная. При тангенциальном облике шельфовой клиноформы и плоской и нисходящей траектории бровки песчаный материал может накапливаться на бровке клиноформы, формируя прибрежные бары, при нисходящей траектории в подножие клиноформы песчаный материал выносится турбидитовыми потоками. Для нижнемеловых клиноформ Широтного Приобья установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают баровые песчаники, сформированные на бровке тангенциальных клиноформ, и проксимальная часть конуса выноса турбидитового потока, которая тяготеет к подножию тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровки и к пологим клиноформам [6].

В олигоцен-нижнемиоценовых клиноформах Восточного Предкавказья на основе предложенного подхода были закартированы области, перспективные на поиск литологически ограниченных и антиклинальных ловушек [4]. Литологически ограниченные ловушки связаны с дельтовыми клиноформами и конусами выноса в подножии тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровки, в то время как область развития антиклинальных ловушек прогнозируется в ундаформе сигмовидных клиноформ, где по данным интерпретации скважинных данных прогнозируются песчаные пласты прибрежно-морского и мелководно-морского генезиса.

Закономерности распределения природных резервуаров и литологических ловушек в клиноформах различных типов могут быть использованы как на региональном этапе геологоразведочных работ при прогнозе природных резервуаров в клиноформенных комплексах Арктических морей, не охарактеризованных глубоким бурением, так и снизить риски и неопределенности на поисковом и разведочном этапах в Западной Сибири и Енисей-Хатангском прогибе, повысить успешность выбора участка при лицензировании недр.

Литература

1. *Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А.* и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 745–776. https://doi.org/10.15372/GiG20140504

2. *Ершов С.В.* Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 8. С. 1548–1570. https://doi.org/10.15372/GiG20160808

3. *Pellegrini C., Patruno S., Helland-Hansen W.* et al. Clinoforms and clinothems: Fundamental elements of basin infill // Basin Research. 2020. Vol. 32, No. 2. P. 192–208. https://doi.org/10.1111/bre.12446

4. *Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В.* и др. Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Центрального и Восточного Предкавказья как

ключевой критерий прогноза природных резервуаров // Георесурсы, 2022. Т. 24, № 2. С. 196–212. https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18

5. *Gilmullina A., Klausen T.G., Paterson N.W.* et al. Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: Implications for sediment transport in Arctic basins // Basin Research. 2021. Vol. 33, No. 2. P. 1546–1579. https://doi.org/10.1111/bre.12526

6. *Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В.* и др. Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2022. № 4. С. 111–130. https://doi.org/10.33623/0579-9406-2022-4-111-130

7. *Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Суслова А.А.* и др. Методика реконструкции палеогеографических условий накопления и прогноз природных резервуаров в клиноформных толщах // Георесурсы. 2025. Т. 27, № 2. С. 118–127. http://doi.org/10.18599/grs.2025.2.9

Повышение эффективности при инспектировании морских месторождений на примере акватории Охотского моря с помощью комплексного применения ТНПА и ГЛБО

Оленева М.А.*, Шепелев А.А., Жилин Ф.Е.
АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», г. Мурманск, Россия
*maria.oleneva@mage.ru

Ключевые слова: инспекция морских месторождений, телеуправляемый необитаемый подводный аппарат, гидролокатор бокового обзора, Охотское море, подводная инфраструктура

Континентальные шельфы Арктики и Охотского моря являются стратегически значимыми территориями с уникальными запасами природных ресурсов, в том числе нефти и газа, которые представляют огромный экономический и энергетический потенциал для Российской Федерации. Для эффективного освоения ресурсов необходимы тщательные исследования, направленные на изучение состояния подводной инфраструктуры, морских экосистем и устойчивости подводных объектов к экстремальным условиям.

Морские нефтегазовые месторождения требуют регулярного инспектирования для поддержания безопасной эксплуатации подводной инфраструктуры. Охотское море характеризуется сложными гидрометеорологическими условиями, такими как низкая видимость, штормы и сильные течения, что значительно усложняет проведение инспекционных работ. Традиционные методы обследования часто являются затратными и требуют больших временных ресурсов.

Интеграция современных технологий, таких как телеуправляемые необитаемые подводные аппараты (ТНПА) и гидролокаторы бокового обзора (ГЛБО), позволяет повысить эффективность работ, минимизировать риски для персонала и оптимизировать затраты. В данной работе представлен анализ комплексного применения ТНПА и ГЛБО на примере инспектирования морских месторождений в акватории Охотского моря [1, 2].

Особые требования к инспекционным работам и преимущества интеграции современных технологий

Охотское море, характеризующееся сложными гидрометеорологическими условиями и удаленностью месторождений от береговой инфраструктуры, предъявляет повышенные требования к эффективности и безопасности проведения инспекционных работ на морских нефтегазовых объектах. Традиционные методы инспекции обладают ограниченными возможностями и высокой стоимостью. Использование современных технологий, таких как ТНПА и ГЛБО, значительно повышает эффективность работ и снижает риски при инспектировании подводной инфраструктуры [3, 4].

Преимущества комплексного применения ТНПА и ГЛБО:

Гидролокатор бокового обзора обеспечивает широкий охват акватории и позволяет получить детальное изображение морского дна и подводных объектов. ГЛБО эффективно обнаруживает потенциально опасные объекты, такие как обломки, неровности рельефа, и другие

аномалии, которые могут представлять угрозу для подводной инфраструктуры. Эта информация используется для планирования маршрута ТНПА, что значительно экономит время и ресурсы.

Телеуправляемые необитаемые подводные аппараты обеспечивают детальный визуальный осмотр выявленных ГЛБО объектов. Применение современных технологий, таких как ТНПА, стало неотъемлемой частью работ на морских месторождениях в сложных климатических условиях. Эти аппараты позволяют осуществлять визуальный осмотр, мониторинг и диагностику состояния подводной инфраструктуры, выполнять и гидрографическую съемку, обеспечивая при этом оперативную реакцию на возможные аварийные ситуации и снижение рисков для технического персонала. Они оснащены высококачественными видеокамерами, датчиками и манипуляторами, позволяющими проводить визуальную оценку состояния подводных конструкций, измерять параметры и брать пробы материала для лабораторного анализа. Сегодня ТНПА активно используются для выполнения комплекса подводных работ, таких как сопровождение бурения, мониторинг технического состояния объектов подводной нефтегазовой инфраструктуры, оценка целостности трубопроводов и обнаружение возможных утечек, а также гидрографические работы.

Комплексный подход в условиях Охотского моря

Суровые природные условия Охотского моря, включая сильные течения, низкую видимость и штормовую погоду, делают комплексный подход с использованием ТНПА и ГЛБО особенно эффективным. ГЛБО позволяет проводить предварительную оценку состояния морского дна и подводных конструкций вдали от непосредственной зоны проведения работ, минимизируя время работы ТНПА в экстремальных условиях и повышая безопасность работ. ТНПА же позволяет проводить детальный осмотр конкретных объектов, выявленных с помощью ГЛБО.

Интеграция ТНПА и ГЛБО обеспечивает значительное повышение эффективности инспектирования:

– Повышение скорости обследования. ГЛБО обеспечивает быстрый обзор большой акватории, определяя зоны, требующие более детального исследования ТНПА;

– Повышение точности обследования. Комбинация данных ГЛБО и визуальной оценки ТНПА обеспечивает более полную и точную картину состояния подводных объектов;

– Снижение времени простоя. Целенаправленное использование ТНПА минимизирует время его работы в сложных условиях;

– Повышение безопасности. Минимизируется риск для персонала благодаря использованию дистанционно управляемых аппаратов;

– Снижение затрат. Оптимизация работ и предотвращение непредвиденных ситуаций ведет к экономии ресурсов.

Применение ТНПА и ГЛБО в акватории Охотского моря показало высокую эффективность в инспектировании морских нефтегазовых объектов. Комплексный подход позволяет ускорить обследование, повысить точность оценки состояния инфраструктуры и снизить риски, что особенно важно в условиях удаленности месторождений и сложных гидрометеорологических факторов.

Внедрение подобных технологий может стать важным шагом в обеспечении безопасности и устойчивого развития нефтегазовой отрасли.

Литература

1. *Новиков А.И., Греков С.В., Корниенко О.А.* Подходы к планированию работ по обследованию и техническому обслуживанию объектов обустройства подводного промысла Киринского и Южно-Киринского месторождений // Газовая промышленность. 2019. № S1(782). С. 121–130. EDN: TZNGAC

2. *Новиков А.И., Курилец С.С., Савинова М.С.* Эксплуатация оборудования подводного добычного комплекса в замерзающих морях на примере освоения Киринского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2022. № S2(833). С. 30–35. EDN: FCXCUY

3. *Казанин А.Г., Базилевич С.О., Саркисян М.В.* и др. Развитие и применение беспилотных аппаратов для исследования и эксплуатации месторождений континентального шельфа // Нефть. Газ. Новации. 2024. № 7(284). С. 34–37. EDN: CVXYFF

4. *Тимошкин С.Ю., Маликов А.И., Евсеев А.Ю.* Организация и проведение ремонтных работ на подводном добычном комплексе Киринского газоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2020. № S2(802). С. 136–144. EDN: MJZZQB

Влияние тектонического фактора на формирование углеводородного потенциала зоны сочленения Сибирской платформы и сопредельных структур моря Лаптевых

Павёлкина Д.А.*, Лавренова Е.А.
Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва, Россия
*dianapavyolkina@yandex.ru

Ключевые слова: северное обрамление Сибирской платформы, Лаптевоморская плита, нефтегазоматеринские толщи, критический момент, численное моделирование

Зона сочленения Сибирской древней платформы и Лаптевоморской плиты является перспективной для поисков углеводородов (УВ). В пределах этой области установлены многочисленные признаки насыщения осадочного разреза: как прямые (нефте-, газо- и битумопроявления) в Анабаро-Хатангской седловине и Лено-Анабарском прогибе, так и косвенные (естественные выходы углеводородных газов и AVO-аномалии) на шельфе моря Лаптевых. Установленная нефтегазоносность указывает на присутствие в разрезе активных генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), изучению которых в пределах рассматриваемой области посвящены работы А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Д.С. Лежнина, П.Н. Соболева, И.Д. Поляковой, Г.Ч. Борукаева, С.В. Фролова, А.П. Афанасенкова, А.Н. Дмитриевского и др. [1–6]. Однако многие важные аспекты генезиса УВ, процессов их генерации, миграции и аккумуляции, остаются нерешенными, включая оценку влияния тектонического фактора на формирование углеводородного потенциала зоны сочленения.

Наличие зрелой нефтегазоматеринской толщи (НГМТ), содержащей качественное органическое вещество (ОВ) в количестве, достаточном для обеспечения процессов генерации и эмиграции из нее УВ – один из ключевых факторов, контролирующих перспективы нефтегазоносности территорий. Однако, на эволюцию НГМТ существенное влияние оказывают тектонические процессы, которые не только создают условия для созревания органического вещества, эмиграции углеводородов и формирования ловушек, но при определенных условиях приводят к их переформированию, фрагментации и разрушению. Поэтому при прогнозировании перспектив нефтегазоносности территорий необходимо учитывать влияние тектонического режима осадочных бассейнов на эволюцию углеводородных систем.

В пределах зоны сочленения Сибирской платформы и Лаптевоморской плиты в палеозое-мезозое происходили крупные тектонические события, приводившие к значительным структурным трансформациям, включая ордовикско-каменноугольный перерыв в осадконакоплении; структурную перестройку на рубеже перми и триаса; каменноугольно-триасовый орогенез на Таймыре; формирование Верхоянской складчатой области в конце юры – начале мела.

Учитывая изложенное, настоящее исследование направлено на выделение и изучение потенциальных очагов генерации УВ, реконструкцию процессов генерации, эмиграции и аккумуляции методами численного моделирования, а также анализ этих процессов на фоне тектонических событий в регионе и выявление наиболее перспективных областей для проведения дальнейших геологоразведочных работ.

В качестве основы для проведенного исследования послужила трехмерная цифровая геологическая модель зоны сочленения Сибирской платформы и Лаптевоморской плиты [4], верификация модели теплового режима которой показала удовлетворительную сходимость расчетных и калибровочных данных (пластовых температур и отражательной способности витринита), что позволило использовать ее в качестве основы для решения поставленных задач. На основе собранной базы данных геохимических характеристик и проведенных палеогеографических реконструкций [4], были подготовлены карты распределения нефтегазоматеринских свойств верхнерифейской, вендской, девонской, пермских (тустахской, нижнекожевниковской и верхнекожевниковской) и верхнеюрской НГМТ. Выделение очагов выполнялось с использованием карт удельных плотностей эмиграции УВ, полученных в процессе моделирования. Для дальнейшей оценки перспектив нефтегазоносности учитывалась только эффективная часть очага, которая определялась с использованием карт «критического момента» (параметра, отражающего временной этап в процессе генерации и миграции УВ, когда более 50% УВ эмигрировало из НГМТ). К эффективной части очага относили только те области распространения зрелой НГМТ, в пределах которых интенсивные эмиграционные процессы проходили после завершения крупных тектонических перестроек в регионе, т. е. критический момент преодолен после раннего мела, поскольку сформированные до этого времени скопления УВ могли с высокой вероятностью разрушиться, а остаточный эмиграционный потенциал очагов генерации не может обеспечить существенных объемов УВ для наполнения вновь сформированных ловушек.

Как показали проведенные исследования, «эффективные» очаги генерации верхнерифейской и вендской НГМТ располагаются на территории Лено-Анабарского прогиба, девонской НГМТ – в акватории моря Лаптевых. Пермские очаги распространены на территории Анабаро-Хатангской седловины и южной части шельфа моря Лаптевых, а верхнеюрский приурочен к Лаптевскому бассейну (рис. 1). Выделенные «эффективные» очаги различаются по площади (табл. 1): девонские, верхнерифейский и вендский очаги характеризуются небольшими размерами, а верхнеюрский и пермские занимают значительные площади. Современная зрелость пород в очагах высокая: варьирует от стадии $МК_{1-3}$ верхнерифейской и вендской НГМТ, а также пермских пород в Анабаро-Хатангской седловине, до стадии АК девонской, пермской и верхнеюрской НГМТ южной части моря Лаптевых (см. рис. 1).

Для всех выделенных «эффективных» очагов рассчитаны объемы генерированных и эмигрировавших УВ. Значительные объемы углеводородов прогнозируются для верхнеюрского очага – около 37 млрд т условного топлива (УТ), а также для пермских, суммарный эмиграционный потенциал которых составляет около 62 млрд т УТ. Прогнозные объемы сгенерированных УВ вендской НГМТ оцениваются в 20 млрд т УТ, эмигрировавших – в 19 млрд т УТ. Наименьшим генерационным потенциалом обладают верхнерифейская и девонская НГМТ.

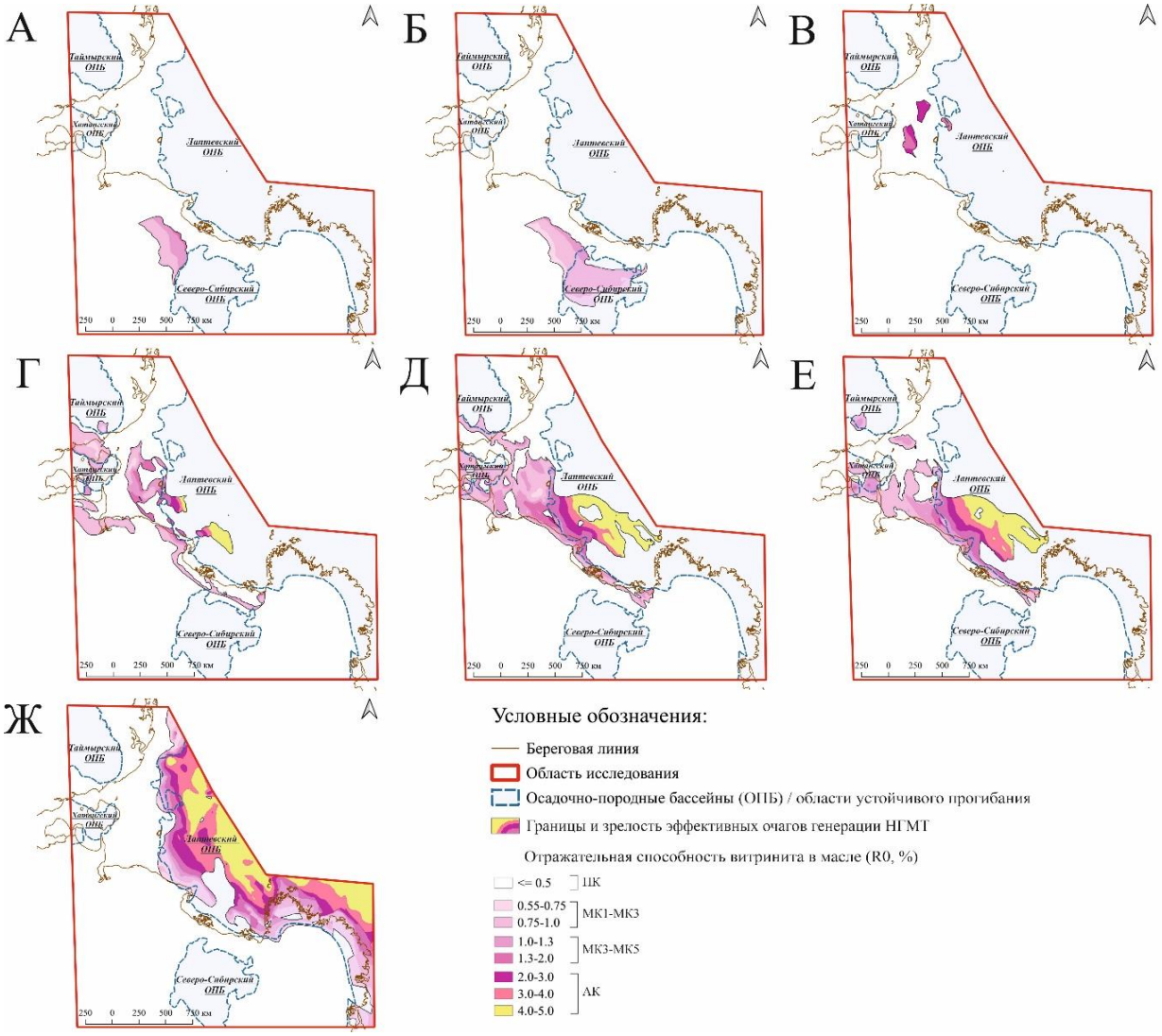


Рис. 1. Карты распространения «эффективных» очагов НГМТ:
а – верхнерифейской; б – вендской; в – девонской;
г – тустахской; д – нижнекожевниковской;
е – верхнекожевниковской; ж – верхнеюрской

Таблица 1. **Количественная оценка генерационного потенциала НГМТ «эффективных» очагов генерации**

НГМТ	Площадь	Кол-во сгенерированных УВ	Кол-во эмигрировавших УВ	Критический момент		Тип флюида (при генерации)		Начало эмиграции		Конец эмиграции	
						нефть	газ				
	тыс км^2	млрд т УТ		млн лет назад	эпоха	%		млн лет назад	эпоха	млн лет назад	эпоха
Верхнерифейская	~4,6	~1	~0,9	108,45	K1	84,3	15,7	201,7	J1	25,38	Pg3
Вендская	~12,4	~20	~19	131,71	K1	86,91	13,09	295,53	P1	14,41	N1
Девонская	~2	~4,5	~4,5	119-97	K1-K2	54,2	45,8	295,81	P1	66,3	K2
Тустахская	~13,8	~17,2	~17,1	141,7-96,2	K1-K2	84,45	15,55	202,6	T3	продолжается	
Нижнекожевниковская	~31,2	~29,7	~29,5	126,29	K1	84,19	15,81	202,88	T3	продолжается	
Верхнекожевниковская	~27,5	~15	~14,9	127-97,7	K1-K2	84,4	15,6	203,76	T3	продолжается	
Верхнеюрская	~63,8	~37,5	~37,2	85,21	K2	62,44	37,56	144,85	K1	продолжается	

По результатам проведенного исследования установлено, что небольшие по размерам «эффективные» очаги верхнерифейской, вендской и девонской НГМТ не смогут обеспечить формирование крупных скоплений УВ в континентальной части района исследования. При наличии флюидоупоров, небольшие сложнопостроенные месторождения можно ожидать в отложениях венда на территории Лено-Анабарского прогиба. Значительные размеры «эффективных» очагов генерации пермских НГМТ позволяют прогнозировать их существенный вклад в нефтегазоносность Анабаро-Хатангской седловины. Ожидается, что существенный углеводородный потенциал, обеспечиваемый пермскими и верхнеюрской НГМТ, может быть сосредоточен в юго-западной части моря Лаптевых. С учетом полученных результатов, дальнейшие нефтегазопоисковые исследования зоны сочленения целесообразно сосредоточить в пределах Анабаро-Хатангской седловины и юго-западной части моря Лаптевых.

Литература

1. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.* Углеводородный потенциал севера Сибирской платформы // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2017. № 1(286). С. 16–33. EDN: YJYITF

2. *Конторович В.А., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М.* и др. Геологическое строение, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов и направления геолого-разведочных работ на северо-восточной континентальной окраине Сибирской платформы *(Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО)* // Геология и геофизика. 2023. Т. 65, № 6. С. 823–849. https://doi.org/10.15372/GiG2023184

3. *Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 7–28. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.

4. *Павёлкина Д.А., Высоколян А.М., Лавренова Е.А., Шатыров А.К.* Осадочные бассейны юго-восточной части моря Лаптевых и сопредельной территории Сибирской платформы // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2024. № 2(66). С. 35–48. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-2-35-48

5. *Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч.* Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые. 2017. № 4. С. 322–339. https://doi.org/10.7868/S0024497X17040036

6. *Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С.* Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. 2017. № S. С. 173–185. https://doi.org/10.18599/grs.19.18

Современные подходы к проведению морской сейсморазведки с применением технологий 3D/4C

Шепелев А.А.*, Казанин А.Г., Базилевич С.О., Жилин Ф.Е.
АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», г. Мурманск, Россия
*alexsey.shepelev@mage.ru

Ключевые слова: сейсморазведка 4D, донные системы, мониторинг, шельфовые месторождения.

В современных условиях устойчивого освоения морских нефтегазовых месторождений особое значение приобретает система регулярного мониторинга, способная фиксировать изменения в недрах в режиме повторных наблюдений. Это особенно актуально для арктических и дальневосточных регионов, где сложные геологические и климатические условия требуют высокоточной диагностики пластовых процессов. Одним из наиболее эффективных решений является технология 4D/4C-сейсморазведки с донными системами, обеспечивающая высокую детализацию и достоверность данных [1–3].

В условиях геополитической нестабильности и санкционного давления создание полностью импортонезависимых технологий для российских компаний, работающих на континентальном шельфе, стало критически важной задачей. Целью данной работы является анализ технологических и экономических преимуществ 4D-мониторинга с применением отечественных донных регистраторов на примере проектов АО «МАГЭ».

Материалы и методы: исследования проводились на Южно-Киринском месторождении (Охотское море) с использованием отечественных донных модулей «Краб». Применялись алгоритмы многоволновой обработки данных (PP/PS), что позволило получить комплексную характеристику продуктивных пластов [4–6].

Ключевым элементом использованной технологии является многокомпонентная система 4D/4C донного мониторинга, обеспечивающая регистрацию как продольных (PP), так и обменных (PS) волн. Все ключевые компоненты системы (геофоны, гидрофоны, блоки управления, корпуса) производятся в России на мощностях АО «МАГЭ» в г. Мурманске. Особое внимание уделялось контролю точности позиционирования донных станций (погрешность менее 0,5 м) и синхронизации источников и приемников.

Проведенные исследования подтвердили значительные преимущества OBN-технологии перед традиционными буксируемыми косами. В первую очередь была достигнута повышенная разрешающая способность данных, что критически важно для мониторинга тонких изменений в продуктивных пластах. Высокая точность позиционирования обеспечила достоверность 4D-сравнений при повторных съемках.

Особую ценность представила возможность регистрации поперечных волн (PS), недоступная при использовании стандартных буксируемых систем. Это значительно расширило информативность данных и позволило более детально анализировать коллекторские свойства пластов. Отечественные донные модули «КРАБ» продемонстрировали качество записи, сопоставимое с зарубежными аналогами.

В рамках проекта АО «МАГЭ» не только доказало эффективность технологии, но и создало полную инфраструктуру для ее широкого применения, включая серийное производство оборудования, подготовку специалистов и разработку уникальных методических рекомендаций, которые стали отраслевым стандартом для 4D-мониторинга на российском шельфе.

Таким образом, 4D-мониторинг с донными регистраторами доказал свою высокую эффективность для управления разработкой морских месторождений, особенно в сложных геологических и климатических условиях.

Комплексное внедрение отечественной OBN-системы «Краб» обеспечивает:

– Технологическое превосходство: высокую детализацию данных и возможность многоволнового анализа.

– Экономическую и стратегическую безопасность: полную импортонезависимость и снижение рисков санкционного давления.

– Практическую ценность: снижение геологических рисков, оптимизацию бурения и повышение безопасности эксплуатации.

Развитие отечественных технологий открывает новые возможности для их тиражирования на другие акватории, включая арктический шельф (Карское и Баренцево моря), где их применение имеет стратегическое значение для российской нефтегазовой отрасли.

Литература

1. *Казанин А.Г., Базилевич С.О., Демонов А.П.* и др. Оценка точности измерений инклинометра донного модуля «Краб» на основе сейсмического волнового поля // Приборы и системы разведочной геофизики. 2022. № 4(75). С. 45–50. EDN: GYWBRB

2. *Казанин А.Г., Базилевич С.О., Жилин Ф.Е.* и др. Роль сейсморазведочного мониторинга в обеспечении эффективности добычи нефти и газа // Нефть. Газ. Новации. 2024. № 12(289). С. 80–82. EDN: OZSFCA

3. *Казанин А.Г., Базилевич С.О., Куома Д.Г.* и др. Применение инновационного комплекса сейсмических регистраторов «Краб» на действующих месторождениях шельфа России // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 4(257). С. 34–39. EDN: BIMAWP

4. *Казанин А.Г., Базилевич С.О., Куома Д.Г.* и др. Мониторинговые сейсморазведочные работы 3D (4C) на российском континентальном шельфе // Газовая промышленность. 2023. № S2(849). С. 34–35. EDN: FNPVXQ

5. *Казанин К., Базилевич С.О., Зимовский А.В.* и др. Многоволновые сейсморазведочные работы 3D (4C) на континентальном шельфе о. Сахалин с использованием системы автономной донной регистрации «Краб» // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 8(128). С. 62–66. EDN: GALURH

6. *Шепелев А.А., Казанин А.Г., Базилевич С.О., Жилин Ф.Е.* Вызовы и решения внедрения отечественных инноваций при планировании и проведении сейсморазведочных работ 3D/4D с донным оборудованием // ГеоПотенциал-2025. Стратегические векторы развития геолого-геофизических работ в современных реалиях: Сб. материалов научно-практической конференции. Тверь: ПолиПРЕСС, 2025. С. 30–31. EDN: EBQVYT

КРУГЛЫЙ СТОЛ
«Развитие теории и практики моделирования и исследования пластовых флюидов»

Посвящается А.И. Брусиловскому

Обоснование необходимого количества PVT-регионов для адаптации запасов нефтегазоконденсатного месторождения

Евстафеев Е.А.[1]*, **Акрамов Б.Ш.**[1], **Абдураманов М.А.**[2]
1 – Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте, г. Ташкент, Республика Узбекистан
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
johnnygeniy@mail.ru

Ключевые слова: моделирование, запасы, PVT-регион, нефтегазоконденсатное месторождение, сходимость

Актуальность работы обусловлена необходимостью точного композиционного гидродинамического моделирования многокомпонентных многофазных месторождений углеводородов для повышения эффективности их разработки. Целью работы является выбор и обоснование необходимого количества PVT-регионов для адаптации величины запасов нефти, свободного и растворенного в нефти газа и газоконденсата в модели к величинам, утвержденным в Государственной комиссии по запасам разрабатываемого нефтегазоконденсатного месторождения Республики Узбекистан. PVT-регион в общем понимании – это область залежи, в пределах которой пластовые флюиды имеют одинаковые термодинамические свойства, такие как компонентный состав, давление насыщения или начала конденсации. В данной работе PVT-регион – это участок гидродинамической модели, соответствующий газовой шапке и нефтяной оторочке исследуемого месторождения, для которых были построены отдельные композиционные PVT-модели.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3]. В частности, Z. Yang и A. Urdaneta в работе [1] предложили алгоритм выделения PVT-регионов в композиционной гидродинамической модели для повышения точности моделирования теплового воздействия на многокомпонентное месторождение углеводородов. A.M. Elsharkawy и A.A. Alikhan в [2] указывали на недостатки применения одного PVT-региона и вариации составов газовой и жидкой фаз для адаптации значений газового фактора и давления насыщения пластовых флюидов. Также ими была показана необходимость учета композиционного градиента в виде разделения модели на несколько PVT-регионов. В работах других авторов алгоритмы моделирования многокомпонентных углеводородных систем с применением нескольких PVT-регионов были численно обоснованы и показали высокую точность при оценке запасов и прогнозировании показателей разработки. Кроме того, было проведено исследование критериев применимости количества PVT-регионов для корректной оценки величины извлекаемых запасов флюидов из нефтегазоконденсатных месторождений. Анализ показывает, что проблема обеспечения сходимости запасов пластовых флюидов в композиционной гидродинамической модели многокомпонентных многофазных месторождений является актуальной, особенно для Республики Узбекистан, поскольку основная доля залежей углеводородов в ней представлена нефтегазовыми, газоконденсатными и нефтегазоконденсатными месторождениями.

Материалы и методы: нами проводилась адаптация величин запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа, а также газоконденсата на основе построенных ранее композиционных PVT-моделей флюидов нефтяной оторочки и газовой шапки одного из крупных разрабатываемых месторождений Республики Узбекистан по алгоритму, приведенному в [3]. При построении PVT-моделей использовались данные по составам флюидов газовой шапки и нефтяной оторочки, которые, согласно проектному документу, имеют толщины соответственно 66 м и 10 м. Разделение фаз в модели обусловлено различием их компонентного состава и фазового равновесия. Детальное рассмотрение генезиса в рамках данной работы не проводилось.

Для решения задачи рассматривались следующие варианты:

1. Использование одного PVT-региона с распределением компонентного состава флюидов по глубине. В качестве основного флюида используется смесь составов флюидов газовой шапки и нефтяной оторочки в разных пропорциях.

2. Использование двух PVT-регионов без вертикального распределения компонентного состава флюидов по глубине. При этом в качестве основного флюида в каждом PVT-регионе используются полученные ранее составы газоконденсатной смеси и нефти.

3. Использование двух PVT-регионов совместно с распределением компонентного состава флюидов по глубине. При этом основной флюид в каждом PVT-регионе задавался аналогично варианту № 2, но дополнительно для сглаживания композиционного градиента использовался условный параметр COMPVD – переходная зона толщиной 1 мм. Следует подчеркнуть, что это не физическая толщина пласта, а технический параметр гидродинамического симулятора, позволяющий избежать скачков состава на границе регионов и сохранить фазовое равновесие.

В каждом случае проводилось сравнение величин запасов вышеупомянутых флюидов со значениями, указанными в проектном документе на разработку исследуемого месторождения, путем расчета отклонения в процентах. Ниже в качестве примера для варианта № 1 приводятся результаты расчета для флюида, содержащего 20% нефти и 80% газоконденсатной смеси (этот состав дал наибольшую сходимость по величине давления начала конденсации пластового флюида).

Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Таблица 1. **Результаты расчета величин запасов пластовых флюидов исследуемого месторождения и их сопоставление с фактическими данными**

№ варианта	Наименование флюида	Модель	Факт	Единица измерения	Отклонение, %
1	Нефть	19243	26258	тыс. тонн	-26,72
	Свободный газ	81,056	79,218	млрд м^3	2,32
	Газоконденсат	7856,3	3437,5	тыс. тонн	128,55
	Растворенный в нефти газ	1432,5	808,8	млн м^3	77,11
2	Нефть	0	26258	тыс. тонн	-100
	Свободный газ	80,378	79,218	млрд м^3	1,46
	Газоконденсат	26524,46	3437,5	тыс. тонн	671,62
	Растворенный в нефти газ	0,112	808,8	млн м^3	-99,99
3	Нефть	26008,76	26258	тыс. тонн	-0,95
	Свободный газ	78,877	79,218	млрд м^3	-0,43
	Газоконденсат	3458,1	3437,5	тыс. тонн	0,6
	Растворенный в нефти газ	805,61	808,8	млн м^3	-0,39

Как видно из табл. 1, применение смеси флюидов газовой шапки и нефтяной оторочки в одном PVT-регионе дает завышенные запасы газоконденсата и растворенного в нефти газа, что связано с нестабильностью фазового поведения модели после ее инициализации. Данная комбинация даже при калибровке с помощью капиллярного давления не будет равновесной и в модели возникнут перетоки флюидов, что отразится в тернарной диаграмме. Результаты, полученные во втором варианте, свидетельствуют о том, что применение двух PVT-регионов с целью четкого разделения нефтяной оторочки и газовой шапки требует обязательного подключения распределения состава по глубине, поскольку в противном случае симулятор не видит свободной нефти. Однако для обеспечения плавности перехода между границами PVT-регионов важно сделать границу между ними. Так, наибольшее схождение запасов в варианте № 3 дало применение условного параметра COMPVD – переходной зоны толщиной 1 мм между составами флюидов по вертикали. Данный параметр не имеет геологической интерпретации, однако позволяет избежать межпластовых перетоков и сохранить равновесность модели при хорошей сходимости по запасам углеводородов.

В результате проведенных исследований предложено применение двух PVT-регионов с заданием границы раздела между ними и подключением опции композиционного градиента по глубине. Показана важность одновременного использования составов флюидов газовой шапки и нефтяной оторочки для обеспечения сходимости величины запасов и равновесного фазового поведения гидродинамической модели. Полученные результаты свидетельствуют о том, что данную модель можно использовать для воспроизведения и последующего прогнозирования разработки исследуемого нефтегазоконденсатного месторождения.

Литература

1. Yang Z., Urdaneta A. An integrated approach for developing and applying multiple PVT model zones in thermal compositional reservoir simulation // SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting, Denver, Colorado, 17–18 April 2014. Paper SPE-169502-MS. https://doi.org/10.2118/169502-MS

2. Elsharkawy A.M., Alikhan A.A. PVT properties variation with depth in carbonate reservoirs: a case study // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10, No. 6. P. 3407–3421. https://doi.org/10.1007/s13202-020-00921-5

3. *Евстафеев Е.А., Акрамов Б.Ш., Шевцов В.М.* Построение композиционной PVT-модели флюида нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи // Инновационные технологические решения по увеличению добычи углеводородов, повышению эффективности их переработки и роль кластеров в подготовке кадров для нефтегазовой отрасли: Материалы Международной научно-технической конференции. Ташкент: Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, 2025. С. 356–360.

Расчет фазовых равновесий углеводородов с использованием уравнения состояния PC-SAFT

Ибрагимов Б.А.[1]*, **Сахарова М.О.**[1,2]
1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*bulat.ibragimov.2021@inbox.ru

Ключевые слова: уравнение состояния PC-SAFT, парожидкостные равновесия, многокомпонентные смеси углеводородов

В нефтегазовой отрасли не угасает потребность в точных методах моделирования таких сложных систем, как многокомпонентные смеси углеводородов, содержащие, например, полярные и ассоциирующие компоненты [1]. Уравнение состояния PC-SAFT (Perturbed-Chain Statistical Associating Fluid Theory) обладает потенциалом для решения проблем, возникающих при работе с такими системами, и обеспечивает высокую точность и универсальность моделирования сложных углеводородных смесей. Это уравнение, в отличие от классических уравнений состояния, основано на предположении цепной природы молекул и опирается на принципы статистической механики, а также берет в расчет влияние дисперсионных, ассоциативных взаимодействий, что существенно повышает его предсказательную способность [2].

Достоверность и прогностическая способность уравнения состояния PC-SAFT подтверждена многочисленными сравнительными исследованиями, где его результаты демонстрируют высокую степень соответствия экспериментальным данным по фазовым равновесиям, особенно для многокомпонентных смесей и систем, содержащих ассоциирующие и тяжелые компоненты [2–4]. В отличие от кубических уравнений состояния, PC-SAFT требует большего количества параметров (диаметр сегмента, количество сегментов в цепи, энергия взаимодействия), которые определяются на основе обширных экспериментальных данных, что также обеспечивает точность моделирования.

Особую значимость данный подход приобретает при моделировании нетрадиционных ресурсов, таких как сланцевые углеводороды, тяжелые нефти и битумы, где традиционные методы моделирования фазовых равновесий вносят существенные погрешности из-за упрощенных представлений о молекулярной структуре и межмолекулярных силах [3].

Цель настоящей работы состояла в выявлении преимуществ и недостатков уравнения состояния PC-SAFT по сравнению с традиционными кубическими уравнениями состояния при численном моделировании парожидкостных равновесий углеводородных систем.

В рамках настоящего исследования был проведен сравнительный анализ уравнения состояния PC-SAFT и традиционных кубических уравнений состояния, наиболее широко применяемых в нефтегазовой отрасли. Рассматриваются фундаментальные различия в теоретических основах этих подходов: в то время как кубические уравнения, например, уравнения состояния Пенга–Робинсона и Соаве–Редлиха–Квонга опираются на вириальное разложение и эмпирические модификации, PC-SAFT базируется на статистической

термодинамике цепей, состоящих из сферических сегментов с учетом ассоциативных и дисперсионных взаимодействий [2]. Особое внимание уделено различиям в параметризации чистых веществ, включая критический анализ подходов к определению параметров межмолекулярного взаимодействия.

В настоящей работе приведены результаты численного моделирования парожидкостных равновесий ряда углеводородных систем, выполненного с использованием уравнения PC-SAFT. Для сопоставления аналогичные расчеты проведены с применением уравнения состояния Пенга–Робинсона, являющегося отраслевым стандартом [1]. Проведенный сравнительный анализ, основанный на сравнении с эталонными экспериментальными данными, позволяет выявить ключевые преимущества PC-SAFT, в частности, более точное описание поведения тяжелых фракций и полярных компонентов, где кубические уравнения демонстрируют значительные отклонения от экспериментальных данных.

На рис. 1 представлено сравнение расчетных и экспериментальных данных по парожидкостному равновесию в бинарной системе «пропан–н-бутан» при разных температурах и давлениях. По оси ординат отложено относительное отклонение доли пропана в жидкой фазе. Анализ погрешностей показал, что уравнение PC-SAFT описывает экспериментальные данные, демонстрируя среднее отклонение около 6,1%. В то же время, расчет по уравнению Пенга-Робинсона для данной системы характеризуется большей погрешностью – порядка 7,4%. Особенно заметно преимущество PC-SAFT относительно уравнения Пенга-Робинсона в области высоких давлений.

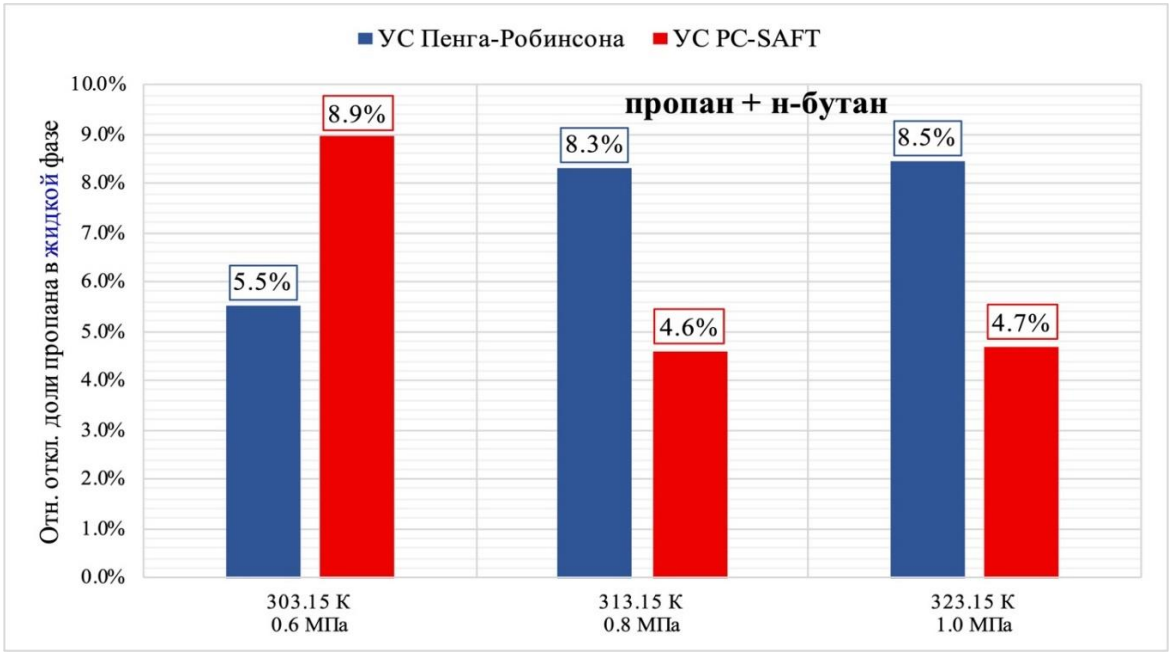


Рис. 1. График относительного отклонения доли пропана в жидкой фазе в бинарной смеси из пропана и н-бутана

Полученные результаты подтверждают перспективность использования PC-SAFT для моделирования сложных многокомпонентных систем, характерных для современных задач нефтегазовой отрасли и позволяют рекомендовать PC-SAFT для внедрения в цифровые двойники

месторождений и системы поддержки принятия решений в нефтегазовых компаниях. Дальнейшее развитие PC-SAFT связано с адаптацией модели к сложным системам, включая полидисперсные смеси и полярные компоненты. Это открывает перспективы для создания более точных прогностических инструментов в области добычи и переработки углеводородов.

Литература

1. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

2. *Gross J., Sadowski G.* Perturbed-chain SAFT: An equation of state based on a perturbation theory for chain molecules // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2001. Vol. 40, No. 4. P. 1244–1260. https://doi.org/10.1021/ie0003887

3. *Panuganti S.R., Vargas F.M., Gonzalez D.L.* et al. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior // Fuel. 2012. Vol. 93. P. 658–669. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.09.028

4. *Thomsen K., Rasmussen P*. Modeling of complex hydrocarbon systems with PC-SAFT // Fluid Phase Equilibria. 2022. Vol. 560. P. 113478. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2022.113478

Восстановление критических параметров псевдокомпонент газоконденсатной смеси

Кузнецов П.В.*, Каневская Р.Д.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*ya.kuznetsov-pv@yandex.ru

Ключевые слова: конденсация, уравнение состояния, обратные задачи

Для газоконденсатных месторождений при доле газа в потоке более 85% фазовая проницаемость жидкой фазы близка к нулю, поэтому при моделировании процесса разработки важно подбирать такие режимы работы, которые минимизируют выпадение конденсата в пласте. Для построения зависимости количества выпавшего конденсата от давления проводят лабораторные эксперименты по контактной и дифференциальной конденсации пластовой пробы [1–3]. Такие эксперименты можно моделировать численно на основе различных уравнений состояния [4], которые зависят в том числе от критических температуры и давления компонент смеси (температуры и давления в критической точке) и ацентрического фактора Питцера. Далее будем называть эти параметры критическими. При этом не все выделяемые при лабораторном анализе компоненты являются чистыми веществами. Так, рассматриваемый в работе компонентный состав пластового газа (далее – исходная смесь) одного из газоконденсатных месторождений РФ, полученный в результате PVT-исследований глубинной пробы, содержит как именованные компоненты (алканы, циклоалканы, бензолы и т. д.), для которых критические параметры могут быть заданы из экспериментальных таблиц [5], так и неименованные – псевдокомпоненты. Для моделирования процессов контактной и дифференциальной конденсации необходимо восстановить критические свойства псевдокомпонент газоконденсатной смеси.

Критические параметры чистых веществ, имеющих одну и ту же молекулярную массу, могут существенно различаться в зависимости от строения молекулы. В [5] описывается следующая методика расчета критических параметров:

$$\theta = \frac{T_b}{T_c} = 0{,}567 + \Sigma\Delta_T - (\Sigma\Delta_T)^2\,,$$
$$p_c = \frac{M}{\left(0{,}34 + \Sigma\Delta_p\right)^2}\,, \qquad (1)$$
$$\omega = \frac{3}{7}\frac{\theta}{1-\theta}\lg p_c - 1,$$

где T_b – температура кипения (К); M – молярная масса (г/моль); p_c – критическое давление (атм); Δ_T и Δ_p определяются по таблице «Составляющие для определения критических свойств по методу Лидерсена» [3] на основе геометрии молекулы чистого вещества.

В [4] описаны методики расчета критических параметров псевдокомпонент (фракций) с использованием их реальных физических свойств – T_b, M, ρ_4^{20}(относительная плотность фракции по воде при стандартных условиях). Однако для исходной газоконденсатной смеси были известны только соответствующие молекулярные массы, поэтому по оценкам критических параметров фракций C5+ и C7+ для газоконденсатных смесей Астраханского месторождения, полученным в [4], авторами построены регрессионные зависимости параметров методики (1) от молекулярной массы псевдокомпоненты:

$$\Sigma\Delta_p = -0{,}0146 \cdot M - 0{,}7067\,,$$
$$T_c = 234{,}87 \cdot \ln M - 533{,}73\,, \qquad (2)$$
$$\theta = 0{,}3721 \cdot M^{0{,}1305}\,.$$

Для (2) коэффициент детерминации $R^2 > 0{,}99$, но в области $M > 300$ имеются всего две экспериментальные точки, поэтому полученные зависимости использовались для задания начального приближения при решении задачи восстановления критических параметров в следующей постановке: пусть имеются K экспериментальных точек на кривой контактной конденсации, причем точка (p_1, s_1) соответствует началу конденсации. Под восстановлением критических параметров будем понимать минимизацию функции:

$$F(\boldsymbol{u}) = \left(\frac{p_1 - \hat{p}_c(\boldsymbol{u})}{p_{har}}\right)^2 + \sum_{i=2}^{K}\left(s_i - \hat{s}_i(\boldsymbol{u})\right)^2 \qquad (3)$$

где $\boldsymbol{u}$ – вектор адаптируемых критических параметров; $\hat{p}_c$ – расчетное давление начала конденсации; s_i – фактическая доля конденсата в смеси при давлении p_i, а $\hat{s}_i$ – соответствующая расчетная доля конденсата; $p_{har} = 100$ МПа. Первый член суммы заменен на невязку по давлению начала конденсации, поскольку при давлении $p_1 > \hat{p}_c$ расчетное состояние газоконденсатной смеси будет паровым и $\hat{s}(p_1) = s(p_1) = 0$.

Обратная задача решалась методом BFGS для 27 псевдокомпонент (81 адаптируемый параметр) при общем числе компонент 48, а моделирование контактной конденсации проводилось двумя способами: решение соответствующей системы дифференциальных уравнений и расчет фазового равновесия при давлениях p_i [4]. Оба способа показали схожие результаты, но второй оказался существенно быстрее: 20 сек против 13.5 мин при решении обратной задачи C++ программой на процессоре AMD Ryzen 9 7950X3D с использованием параллелизма (OpenMP).

В результате значение целевой функции (3) уменьшилось с $0{,}1012$ до $0{,}808 \cdot 10^{-4}$. Для дополнительного контроля качества восстановления критических параметров псевдокомпонент были построены кривые дифференциальной конденсации в точной постановке (ДК) и с моделированием CVD-процесса [4]. Сравнение смоделированных и экспериментальных кривых приведено на рис. 1, отклонение решения обратной задачи от начального приближения показано на рис. 2 на примере критической температуры.

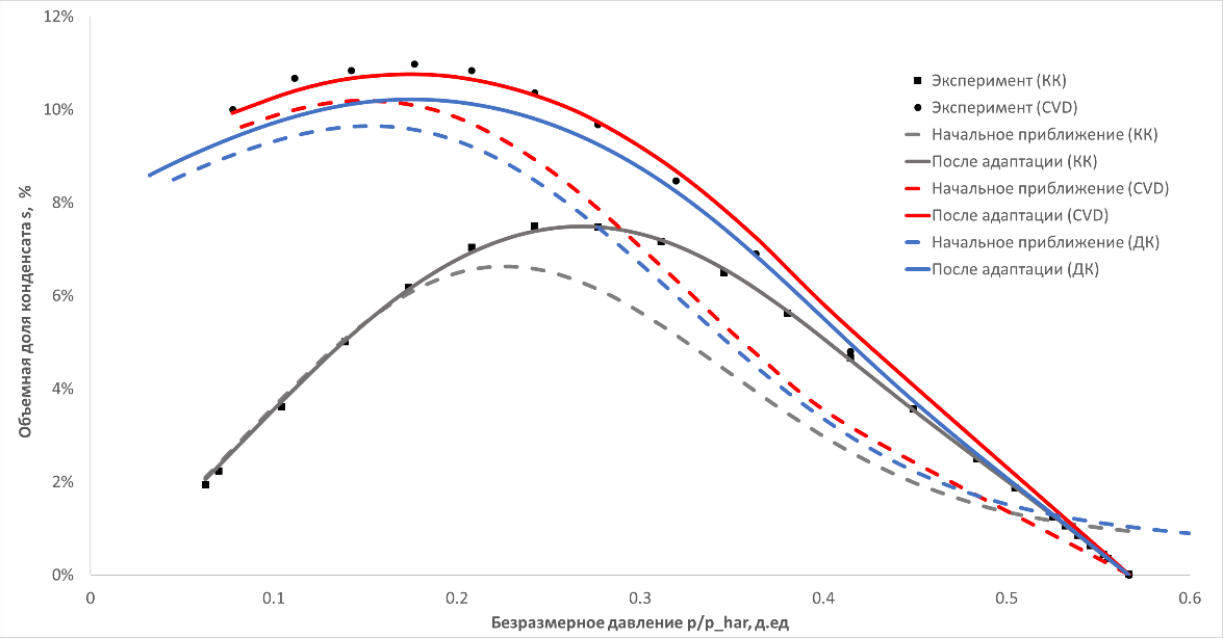


Рис. 1. Сравнение кривых конденсации с данными лабораторного эксперимента

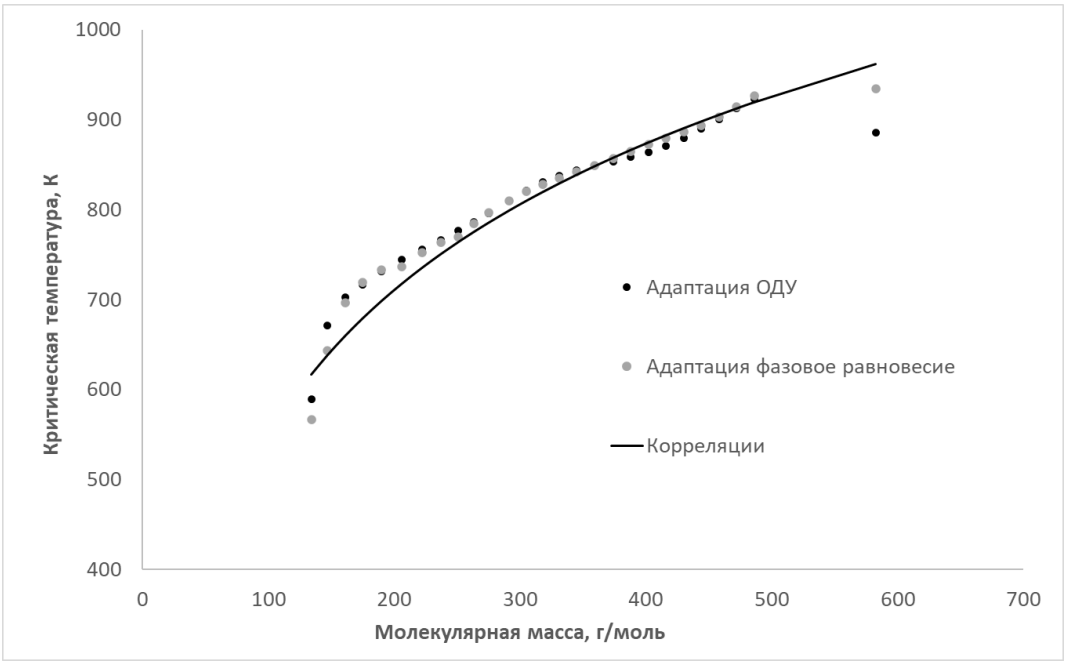


Рис. 2. Зависимость критической температуры от молекулярной массы псевдокомпонент при начальном приближении и после адаптации

Проведенные расчеты подтвердили применимость предложенной авторами методики восстановления критических параметров псевдокомпонент газоконденсатных смесей. Расчетные точки CVD-процесса близки как к экспериментальным точкам во всем диапазоне давлений, так и к ДК-кривой при давлении более 250 атм. При этом реальные забойные давления месторождения, с которого получена исходная смесь, часто превышают 300 атм, а решение задачи дифференциальной конденсации в точной постановке может лучше воспроизводить физику

происходящих в пласте процессов [4]. Адаптация критических параметров существенно улучшила качество моделирования. Приведенные в [4] смоделированные кривые конденсации для смесей Астраханского месторождения имеют в области рабочих давлений относительную погрешность порядка 20%. Аналогичную погрешность имеют полученные авторами неадаптированные кривые для исходной смеси. Кривые после адаптации отличаются от экспериментальных данных менее, чем на 0,5% в той же области. В области давлений, близких к давлению начала конденсации, объемная доля конденсата близка к нулю по абсолютному значению, поэтому относительная погрешность возрастает: при этом для адаптированной CVD кривой она составляет менее 10%, а для адаптированной ДК-кривой – менее 5%.

Помимо использования полученных зависимостей при моделировании разработки, следует отметить и другую возможную область применения описанного подхода. Эксперимент по дифференциальной конденсации проводится после эксперимента по контактной, при этом на CVD [3] затрачивается 7–14 сут, а эксперимент по методике [2] занимает 12–24 ч, но может вести к занижению пластовых потерь, так как выпавший в виде тумана конденсат не всегда успевает осесть на стенке и выносится из ячейки отбираемым газом [1]. Численный расчет на основе экспериментальных данных по контактной конденсации занимает менее 15 мин при адаптации критических параметров с использованием системы дифференциальных уравнений и менее 30 сек при использовании расчета фазового равновесия, что существенно снижает временные и трудовые затраты на проведение полного эксперимента.

Литература

1. *Юрил Я.Э., Леонтьев С.А., Рогалев М.С.* Анализ существующих методик по проведению термодинамических исследований пластовых флюидов в ПАО «Газпром» // Экспозиция нефть и газ. 2016. № 4(50). С. 48–50. EDN: VXCMUV

2. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 2. М.: Газпром экспо, 2011. 319 с. EDN: WBJRKP

3. СТО ТюменНИИгипрогаз 07-02-2014. Методика измерений термодинамических параметров пластовых газов и нефтей. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014. 46 с.

4. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

5. *Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.* Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1982. 592 с.

Развитие релаксационных моделей неравновесных процессов в многокомпонентных углеводородных системах

Лобанова О.А.*, Кусочкова Е.В., Индрупский И.М.
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*o.lobanova@ipng.ru

Ключевые слова: неравновесное фазовое поведение, релаксационная модель, композиционное моделирование, композиционный градиент, уравнение состояния, обратная задача

Разработка месторождений углеводородов в условиях разнонаправленных фазовых переходов, включая процессы обратного растворения выделившегося нефтяного газа, испарение ретроградного конденсата, закачку газов различного состава, характеризуется существенно неравновесным фазовым поведением флюидов. В работах [1, 2] были предложены различные модификации релаксационной модели, обеспечивающей расширение области применения PVT- и композиционного гидродинамического моделирования на процессы с неравновесными фазовыми переходами. Эти модели реализованы в промышленных симуляторах и применяются для решения прикладных задач. В то же время в работе [3] справедливо отмечены их недостатки при описании многокомпонентной фильтрации, связанные с неучетом в релаксационном соотношении конвективной составляющей полной производной по времени.

Другая область применения релаксационных моделей – расчет начального распределения компонентного состава углеводородов по глубине (композиционного градиента) в глубокопогруженных залежах. Классические модели композиционного градиента предполагают квазиравновесное состояние пластовой системы под действием силы тяжести и геотермического поля [4]. Однако в глубокопогруженных залежах с низкой проницаемостью и околокритическим состоянием флюида может иметь место неполная вертикальная сегрегация, если время, необходимое для гравитационно-термодиффузионного разделения компонентов превышает геологическую историю с момента миграции в залежь углеводородов. Классические модели в таких случаях переоценивают степень изменения состава пластовой смеси с глубиной. К примерам таких объектов относятся некоторые нефтегазоконденсатные залежи ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Предложенная ранее релаксационная модель композиционного градиента [5] позволяет регулировать степень близости распределения состава и давления к квазиравновесному, однако недостаточно хорошо согласуется с фактическими данными и требует уточнения.

Цель работы – совершенствование релаксационных моделей для расчета неравновесного фазового поведения углеводородов при разработке залежей и композиционного градиента в условиях неполной гравитационной сегрегации.

Методы. *Первая рассматриваемая задача* – моделирование неравновесного фазового поведения при многокомпонентной фильтрации углеводородов. Ключевая идея релаксационной модели [1] состоит в разделении «вложенных» процессов на каждом шаге по времени: «внешнего» (фильтрация фаз, изменение давления) и «внутреннего» (межфазный массообмен со стремлением к равновесию). «Внутренний» процесс описывается в терминах релаксации разности химических потенциалов [1] или коэффициентов распределения [2] компонентов. Разделение «вложенных» процессов обеспечивает

принципиальные преимущества модели для практической реализации. Однако отсутствует возможность непосредственного учета в уравнении релаксации конвективной составляющей полной производной по времени, связанной с параметрами «внешнего» процесса (скоростью потока).

В модифицированной модели эта проблема решается следующим образом: на каждом временном шаге к начальным условиям для релаксационных соотношений вводятся корректирующие поправки, связанные с влиянием потока компонентов в фазах. Сначала рассчитывается суммарный мольный приток/отток компонента i в каждой из фаз через границы ячейки:

для жидкой фазы L: $$q_L^i = \int_t^{t+\Delta t} \int_{V_{cell}} div(x_i \bar{\rho}_L \vec{u}_L) dt dV \quad (1)$$

и для паровой (газовой) фазы V: $$q_V^i = \int_t^{t+\Delta t} \int_{V_{cell}} div(y_i \bar{\rho}_V \vec{u}_V) dt dV, \quad (2)$$

где t – предыдущий момент времени; Δt – шаг по времени; V_{cell} – объем ячейки; x_i и y_i – концентрации компонента i в жидкой и паровой фазах соответственно; $\bar{\rho}_L$ и $\bar{\rho}_V$ – мольные плотности фаз; $\vec{u}_L$ и $\vec{u}_V$ – скорости фильтрации фаз.

Далее определяются составы фаз в ячейке на текущем шаге с учетом притока/оттока компонентов (1)–(2), но без массообмена между фазами:

$$\tilde{x}_i(t) = \frac{V_{cell}\bar{\rho}_L x_i + q_L^i}{\sum_j (V_{cell}\bar{\rho}_L x_i + q_L^j)}, \qquad \tilde{y}_i(t) = \frac{V_{cell}\bar{\rho}_V y_i + q_V^i}{\sum_j (V_{cell}\bar{\rho}_V y_i + q_V^j)}. \quad (3)$$

Полученные составы (3) используются в качестве «начальных» для релаксации на шаге Δt.

Рассмотрим применение описанной модификации к модели с релаксацией коэффициентов распределения компонентов (K-значений) $K_i = \frac{y_i}{x_i}$ [2]. Модель на основе релаксации разности химических потенциалов [1] модифицируется аналогичным образом. В качестве «начальных» значений для релаксации коэффициентов распределения принимаются $\widetilde{K}_i = \frac{\tilde{y}_i}{\tilde{x}_i}$ на основе (3). Равновесные значения K_i^* определяются путем решения стандартной задачи фазового равновесия [6] по общему составу смеси, рассчитанному с учетом притока/оттока компонентов (1) и (2). Тогда решение релаксационного уравнения для K_i за временной шаг Δt имеет вид:

$$K_i = K_i^* + e^{-\lambda \Delta t}(\widetilde{K}_i - K_i^*), \quad (4)$$

где $\lambda = 1/\tau$ – обратная величина характерного времени релаксации (параметр модели). По полученным значениям K_i с учетом условий нормировки составов [6] рассчитываются итоговые доли и составы фаз в ячейке на конец временного шага.

Вторая задача – расчет композиционного градиента в условиях неполной гравитационной сегрегации компонентов. В отличие от исходной версии релаксационной модели [5], модифицированная модель предполагает, что характерное время установления равновесия по давлению мало в сравнении со временем формирования залежи. Тогда распределение давления можно считать гидростатическим с учетом текущего изменения плотности флюида по глубине. При этом, как и в модели [5], распределение состава и свойств флюида не является

квазиравновесным, а соответствует некоторой стадии релаксации из исходно однородного состояния. Параметром, контролирующим степень отклонения от квазиравновесного состояния, является величина $\alpha = {}^{t}/_{\tau}$, где t – время с начала формирования залежи (поступления условно однородного флюида), а τ – характерное время релаксации состава за счет термодиффузионных процессов.

Алгоритм расчета реализуется следующим образом. Как и в классическом композиционном градиенте, считаются известными состав $\bar{z_0}$ и давление p_0 на опорной глубине h_0, а также зависимость температуры от глубины $T(h)$. Сначала рассчитывается гидростатическое распределение давления по глубине при однородном составе $\bar{z_0}$. Для этого осуществляется последовательный проход вверх и вниз от h_0 с заданным шагом и на каждой отметке с составом $\bar{z_0}$ решается уравнение состояния для определения плотности флюида, по которой пересчитывается давление. По найденному распределению давления $\tilde{p}(h)$ определяется зависимость летучестей компонентов от глубины в условиях однородного состава $f_i\big(\tilde{p}(h), \bar{z_0}, T(h)\big)$. Далее осуществляется расчет композиционного градиента с учетом релаксации. Начиная с опорной глубины, осуществляется проход сначала вниз, затем вверх. На каждом шаге решается система уравнений относительно давления p и состава $\bar{z}$ на новой глубине h_2 при известных значениях на глубине h_1:

$$\ln f_i(p,\bar{z},T)\,|_{h_2} - \ln f_i(p,\bar{z},T)\,|_{h_1} = \frac{1}{RT_1}\left[M_i g(h_1-h_2) - M_i\left(\frac{H}{M} - \frac{\widetilde{H_i}}{M_i}\right)\frac{T_2-T_1}{T_1}\right](1-e^{-\alpha}) + [ln\, f_i(\tilde{p}(h_2),\bar{z_0},T_2) - ln\, f_i(\tilde{p}(h_1),\bar{z_0},T_1)]e^{-\alpha},\ \ i=1,\dots,N \qquad (5)$$

Здесь N – число компонентов смеси; R – универсальная газовая постоянная; g – гравитационная постоянная (ускорение силы тяжести); M_i – молярная масса компонента; M – молярная масса смеси.

Мольные энтальпии компонентов (парциальные) $\widetilde{H_i}$ и смеси H рассчитываются в соответствии с рекомендациями работы [4]. При больших значениях α система (5) соответствует модели композиционного градиента с учетом термодиффузии [4], а при $\alpha = 0$ – гидростатическому распределению давления при однородном составе флюида. Возможное наличие и положение газонефтяного контакта определяются так же, как и в классических алгоритмах композиционного градиента [4].

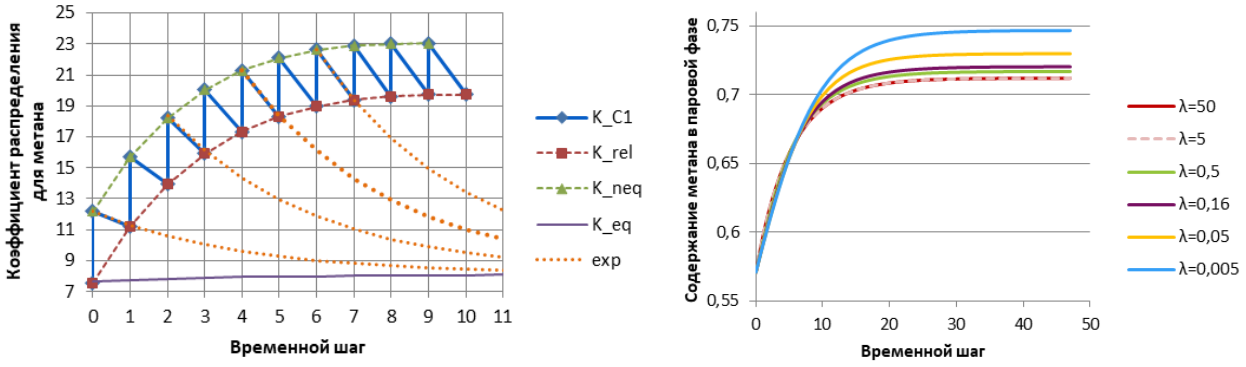
Для калибровки модели (5) на фактические данные о составе флюида и давлении в точках отбора проб решается обратная задача, аналогичная обратной задаче для модели [5], рассмотренной в [7]. Идентифицируемыми параметрами являются H^{ig} – энтальпии компонентов в состоянии идеального газа при $T = 273{,}15$K, участвующие в расчете $\widetilde{H_i}$, и параметр релаксации системы α.

Результаты. *Первая задача*. Рассмотрим течение газовой и жидкой фаз заданного состава через ячейку с неравновесным к ним флюидом. Трехкомпонентная смесь C_1, *n*-C_4, C_{10} в количестве 5 молей с начальными долями 0,5; 0,42; 0,08 находится в ячейке при давлении 3,44 МПа в двухфазном состоянии. В ячейку подается по 0,5 молей каждой фазы за временной шаг с составами: газовой фазы – C_1 – 0,75; *n*-C_4 – 0,15; C_{10} – 0,1; жидкой – C_1 – 0,01; *n*-C_4 – 0,44; C_{10} – 0,55. По 0,5 молей каждой фазы отбираются из ячейки с составами, достигнутыми на конец шага. Расчеты прекращаются при достижении стационарного состояния, когда составы выходящих фаз стабилизируются с заданной точностью. Для указанного общего состава входного потока

равновесное распределение компонентов следующее: газовая фаза – C_1 – 0,71; n-C_4 – 0,27; C_{10} – 0,018; жидкая фаза – C_1 – 0,088; n-C_4 – 0,317; C_{10} – 0,595; доля газовой фазы – 0,47.

На рис. 1а проиллюстрирован расчет коэффициентов распределения на примере метана. Начальное значение K_{C1} соответствует равновесному для флюида в ячейке и лежит на кривой K_eq (фиолетовая линия). Изменение состава фаз в ячейке в результате фильтрации («внешний» процесс) показано скачкообразным изменением K_{C1} (синяя линия) до значения $\tilde{K}_i$ (зеленая пунктирная линия K_neq). Далее за временной шаг происходит релаксация от $\tilde{K}_i$ до итогового значения K_i (красная пунктирная линия K_rel). Таким образом, красная пунктирная линия показывает изменение K_{C1} во времени для неравновесного процесса, а сплошная фиолетовая – для равновесного. Оранжевыми пунктирными линиями показаны экспоненциальные релаксационные кривые.

На рис. 1б показаны графики содержания метана в газовой фазе ячейки при различных значениях λ (за единицу времени принят размер временного шага). Равновесное фазовое поведение достигается при $\lambda = 5$ и $\lambda = 50$. На нулевом шаге мольное содержание метана в паровой фазе равно 0,57. В процессе фильтрации оно меняется, достигая стационарного значения 0,71. Данное значение соответствует равновесной мольной доле метана в паровой фазе для общего состава закачиваемой смеси, поскольку в стационарном состоянии исходная смесь в ячейке уже полностью замещена закачиваемой. Наоборот, при маленьких λ ($\lambda = 0{,}005$) массобмен между фазами практически отсутствует. Поэтому в стационарном состоянии составы фаз в ячейке становятся такими же, как и у закачиваемых фаз: доля метана в паровой фазе равна 0,75. Остальные кривые на рис. 1б соответствуют различным вариантам неравновесного фазового поведения закачиваемой смеси.



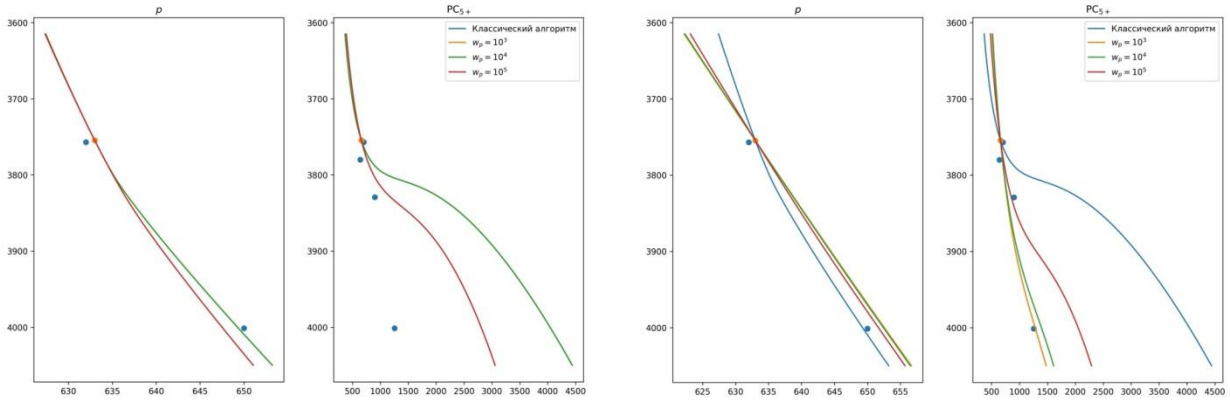
а б

Рис. 1. Пример расчета по модифицированной релаксационной модели:
а – схема расчета коэффициента распределения на примере метана (K_{C1});
б – зависимость от времени содержания метана в паровой фазе ячейки при различных значениях λ

Таким образом, модифицированная модель демонстрирует правильный расчет стационарных состояний при фильтрации с различной степенью отклонения от фазового равновесия.

Вторая задача. Продемонстрируем применение модифицированного релаксационного алгоритма композиционного градиента на примере расчета распределения давления и потенциального содержания компонентов C_{5+} ($\text{ПС}_{5+}, \text{РС}_{5+}$) по глубине для одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения. На рис. 2а и 2б показаны расчетные кривые в сравнении с фактическими данными (точки), рассчитанные по классической модели композиционного

градиента [4] с идентификацией параметров H^{ig} для различных весовых множителей на невязку по давлению в обратной задаче. Аналогичные графики для модифицированной релаксационной модели показаны на рис. 2в и 2г. В обратной задаче, помимо H^{ig}, идентифицировалось значение параметра α. Видно, что классический алгоритм прогнозирует слишком быстрое увеличение содержания тяжелых компонентов с глубиной, в то время как модифицированный релаксационный алгоритм позволяет достичь приемлемого соответствия с фактическими данными как по давлению, так и по $ПС_{5+}$.



а б в г

Рис. 2. Результат применения: а, б – классического; в, г – модифицированного релаксационного алгоритмов композиционного градиента.
По вертикальной оси – глубина, м, по горизонтальной оси – давление, бар или $ПС_{5+}$, г/м^3

Разработанные модифицированные релаксационные модели неравновесного фазового поведения углеводородов и композиционного градиента позволяют преодолеть выявленные проблемы ранее предложенных моделей при сохранении их ключевых преимуществ для практической реализации. Их применение будет способствовать повышению точности прогноза фазового поведения и эффективности разработки сложных углеводородных систем.

Литература

1. *Indrupskiy I.M., Lobanova O.A., Zubov V.R.* Non-equilibrium phase behavior of hydrocarbons in compositional simulations and upscaling // Computational Geosciences. 2017. Vol. 21, No. 5–6. P. 1173–1188. P. 1173–1188. https://doi.org/10.1007/s10596-017-9648-x

2. *Bogachev K., Zemtsov S., Milyutin S.* et al. Numerical modeling of non-equilibrium phase transitions in the isothermal compositional hydrocarbon flow simulations // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196871-MS. https://doi.org/10.2118/196871-MS

3. *Ковалёв А.Л., Шеберстов Е.В.* Численное моделирование локально-неравновесной фильтрации в газоконденсатных пластах // Вести газовой науки. 2018. №5 (37). С. 164–171. EDN: RVKVGC

4. *Pedersen K.S., Christensen P.L.* Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Boca Raton, FL: CRC Press, 2007. 407 p.

5. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference

Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012

6. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

7. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M.* Inverse problem of parameter identification for extended compositional gradient model // Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2701. P. 012042. https://doi.org/10.1088/1742-6596/2701/1/012042

Численное моделирование двух- и трехфазных равновесий смесей углеводородов и диоксида углерода

Селезнева Д.В.
Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
selezneva.dv20@physics.msu.ru

Ключевые слова: многокомпонентные смеси, фазовые равновесия, закачка диоксида углерода, уравнение состояния Пенга-Робинсона, алгоритм минимизации

Вопрос о применении технологий, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов и вовлечь в разработку остаточные запасы углеводородного сырья, с каждым годом становится все более актуальным [1]. Нефтегазовые компании могут сыграть ключевую роль в процессе декарбонизации, предотвратив глобальное потепление на 2°°C и обеспечив климатическую безопасность. Углекислый газ может закачиваться в пласты по различным причинам: для процессов повышения нефтеотдачи в истощенных пластах, содержащих нефть или газ, или для геологического хранения диоксида углерода в этих пластах. Целью данной работы является выяснение с помощью численного моделирования, как меняется фазовое состояние смесей углеводородов при их смешивании с диоксидом углерода. Для достижения этой цели решаются следующие задачи: разработка программного модуля на языке Python для построения тернарных диаграмм на основе метода прямой минимизации энергии Гиббса трехкомпонентной системы, получение информации о вязкостях полученных фаз и сравнение полученных результатов с данными из литературы.

Включение углекислого газа в смесь углеводородов приводит к изменению поведения системы, в том числе может меняться фазовое состояние смеси. В результате этого в системе могут формироваться три отдельные фазы: две жидкие и одна газообразная. Это усложняет процесс определения фазового равновесия, так как необходимо учитывать взаимодействие между всеми тремя фазами. В настоящей работе применяется метод прямой минимизации энергии, который заключается в нахождении минимального значения энергии Гиббса для системы при постоянных температуре, давлении и составе [2]. Этот подход позволяет свести первоначально нелинейную задачу поиска минимума энергии Гиббса системы к задаче линейного программирования, значительно упрощая вычисления.

К настоящему времени существует большое число эмпирических уравнений состояния для описания свойств систем, состоящих из углеводородов. В инженерной практике наиболее часто применяются два вида: многокоэффициентные и кубические. Для расчетов более удобными являются кубические (относительно объема) уравнения состояния. В качестве уравнения состояния системы в работе было выбрано уравнение Пенга–Робинсона – модификация уравнения Ван-дер-Ваальса, связывающая основные термодинамические параметры реального газа и учитывающая межмолекулярные взаимодействия [1, 3].

В настоящей работе был создан программный модуль на языке Python, работающий с многокомпонентными системами, состоящими из углеводородов и углекислого газа. Он

включает в себя алгоритм прямой минимизации энергии Гиббса системы, обеспечивая расчет таких параметров, как молярные доли фаз и мольные объемы. Также по заданным параметрам программа строит тернарную диаграмму, отражающую количество фаз в системе в зависимости от состава.

Уникальность расчета в том, что в едином модуле методом прямой минимизации энергии Гиббса автоматически строится полная тернарная карта (включая LLV-область) без предварительного задания числа фаз, а для каждой найденной фазы согласованно вычисляются плотности и вязкости (модель LBC) и эти величины систематически сопоставляются с двухкомпонентным прототипом без CO_2 при тех же T и P.

На рис. 1 представлен результат работы программы – тернарная диаграмма для смеси метан, н-октан, диоксид углерода при температуре 210 K и давлении 2068 кПа. При наложении на нее диаграммы из [4] можно увидеть, что имеются качественные сходства, что говорит о том, что метод прямой минимизации энергии Гиббса хорошо применим для описания трехкомпонентных систем, включающих в себя диоксид углерода и углеводороды (цветовые заливки показывают области однофазного, двухфазного (L/V, L/L) и трехфазного (LLV) состояний по расчетам настоящей работы; штриховые линии — границы из литературного источника для сравнения). Различия в результатах могут быть связаны с различиями в использованных параметрах математической модели. В статье [4], где проводилось численное моделирование, не были указаны все параметры компонентов системы.

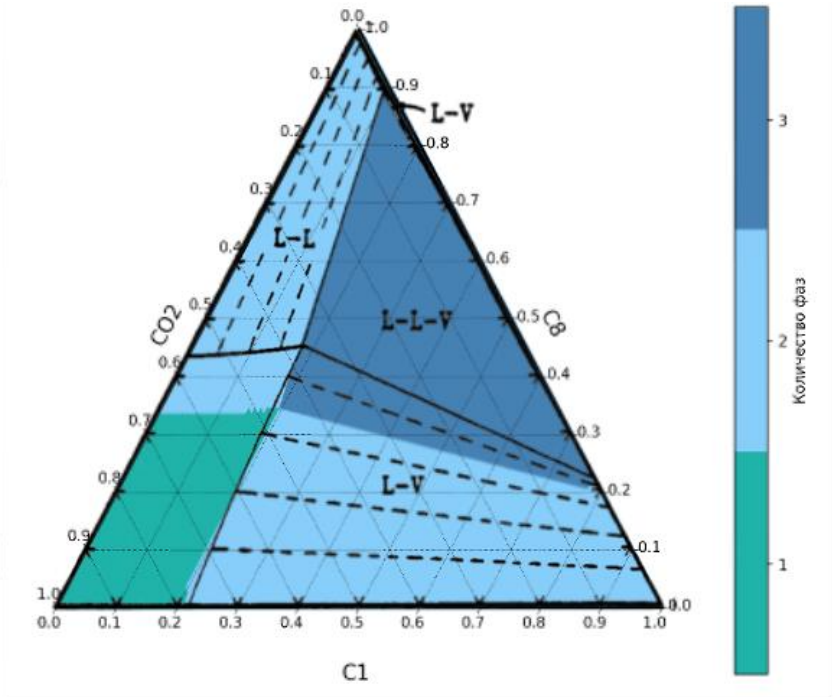


Рис. 1. Сравнение полученной диаграммы методом прямой минимизации энергии Гиббса и диаграммы из статьи [4]

Затем проводятся расчеты вязкостей по модели Лоренца–Брея–Кларка (LBC) и плотностей образовавшихся фаз, которые сравниваются с параметрами двухкомпонентной системы без

углекислого газа, что позволяет более полно оценить эффективность применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи (табл. 1).

Таблица 1. **Вязкости двухкомпонентной и трехкомпонентной систем для различных мольных долей первого компонента**

z1	Двухкомпонентная система CH_4, C_8H_{18}, мПа · с	Трехкомпонентная система CH_4, C_8H_{18}, CO_2, мПа · с
0,1	0,0192	0,5439 0,2652
0,2	0,0199	0,0095 0,4669 0,2302
0,7	0,0101	0,0087 0,5213

При этих условиях двухкомпонентная система (смесь метана и н-октана) находится в однофазном жидком состоянии с плотностью меньшей, чем плотность жидкой фазы трехкомпонентной системы. Вязкость при добавлении CO_2 в систему значительно увеличивается по сравнению с двухкомпонентной системой. Это свидетельствует о том, что введение диоксида углерода оказывает отрицательный эффект на ее текучесть, что может негативно повлиять на эффективность метода увеличения нефтеотдачи.

Такой подход способствует разработке цифровых месторождений и является важной технологией для повышения эффективности разработки остаточных запасов углеводородного сырья, что делает его чрезвычайно полезным в современных условиях нефтегазовой отрасли.

Литература

1. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

2. *Исаева А.В.*, *Доброжанский В.А., Хакимова Л.А., Подладчиков Ю.Ю.* Численное моделирование фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных систем с помощью прямой минимизации энергии // Газовая промышленность. 2021. № 2(812). С. 20–29. EDN: JMGMHD

3. Kuan D.Y., Kilpatrick P.K., Sahimi M. et al. Multicomponent CO_2/water hydrocarbon phase behavior modeling: A comparative study // SPE Reservoir Engineering. 1986. Vol. 1, No. 1. P. 61–72. https://doi.org/10.2118/11961-PA

4. *Orr F.M., Jr., Yu A.D., Lien C.L.* Phase behavior of CO_2 and crude oil in low-temperature reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. 1981. Vol. 21, No. 4. P. 480–492. https://doi.org/10.2118/8813-PA

Сравнительный анализ корреляционных зависимостей для расчета свойств нефти на основании данных дифференциального разгазирования

Стрижаков Е.А.*, Хисматуллина Ф.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
*strizhakov.evgenii@mail.ru

Ключевые слова: физико-химические свойства нефти, корреляционные зависимости, сравнительный анализ, прогнозирование свойств нефти, дифференциальное разгазирование

Актуальность работы обусловлена необходимостью повышения точности расчетов PVT-параметров при моделировании пластовых флюидов, особенно на этапе предварительного анализа, когда лабораторные исследования недоступны. Разработка надежных корреляций критически важна для построения адекватных гидродинамических моделей, моделирования движения многофазного потока в скважине и трубопроводе, а также для оценки запасов. Целью работы является оценка точности эмпирических моделей, широко применяемых в промышленных симуляторах (Pipesim, Eclipse, Tempest, тНавигатор и т. д.), и сравнение их с разработанной авторской корреляцией на основе фактических лабораторных данных.

Анализ данной проблемы представлен в работах [1, 2], посвященных оценке прогностической способности классических корреляций Standing, Glaso и других авторов. Современные методы расчета с учетом региональных особенностей рассмотрены в исследованиях [3, 4].

Исследование выполнено на основе анализа данных дифференциального разгазирования 1674 глубинных проб, отобранных на 98 месторождениях Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций. В выборку вошли нефти различного типа: от легких малосернистых до средних и тяжелых с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Диапазоны распределения свойств представлены в табл. 1.

Таблица 1. **Распределение свойств исследуемых проб**

Свойство	Ед. изм.	Мин.	Макс.	Ср. знач.
Пластовое давление	атм	113,5	377	215,3
Пластовая температура	°C	16	111	80,1
Плотность нефти	д.ед.	0,75	0,85	0,99
Плотность газа (по воздуху)	д.ед.	0,56	2,13	1,01
Давление насыщения	атм	15,8	228	97,6
Газосодержание	$м^3/м^3$	3,33	270,6	70,37
Объемный коэф. нефти в пластовых условиях	$м^3/м^3$	1,01	1,62	1,22

В отличие от классических зависимостей, полученных для ограниченных выборок (Мексиканский залив, Северное море), авторская модель построена на массиве данных,

охватывающем широкий диапазон термобарических условий трех нефтегазоносных провинций России.

С математической точки зрения модель представляет собой систему взаимосвязанных степенных и экспоненциальных зависимостей. Прогноз давления насыщения реализован как функция газосодержания (R_s), относительной плотности нефти (γ_o) и газа (γ_g), а также пластовой температуры (T): $P_b = f(R_s, \gamma_o, \gamma_g, T)$. Обратная зависимость позволяет определять газосодержание напрямую через давление насыщения: $R_s = f(P_b, \gamma_o, \gamma_g, T)$. Такая структура исключает противоречия между рассчитанными значениями P_b и R_s. Расчет объемного коэффициента нефти при давлении насыщения основан на учете растворенного газа, относительных плотностей нефти и газа, а также температуры: $B_o = f(R_s, \gamma_o, \gamma_g, T)$. Для области давлений выше давления насыщения вводится экспоненциальная поправка, зависящая от коэффициента сжимаемости нефти, который, в свою очередь, определяется через газосодержание, температуру, относительные плотности нефти и газа и текущее давление. Диаграммы рассеяния для давления насыщения, газосодержания и объемного коэффициента нефти представлены на рис. 1–3.

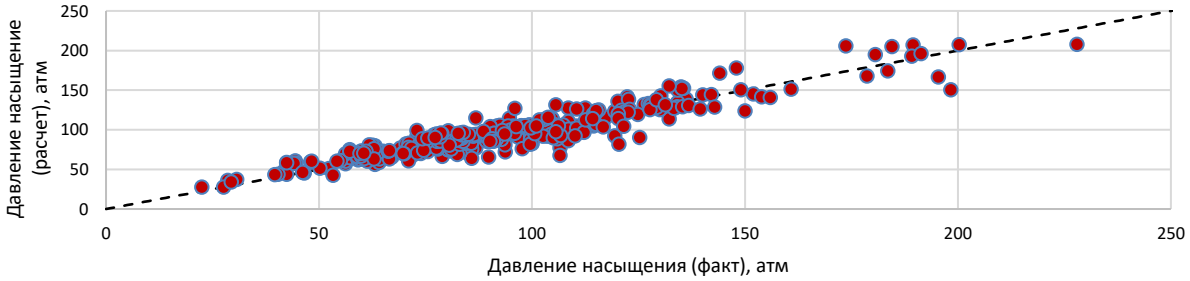


Рис. 1. Диаграмма рассеяния давления насыщения

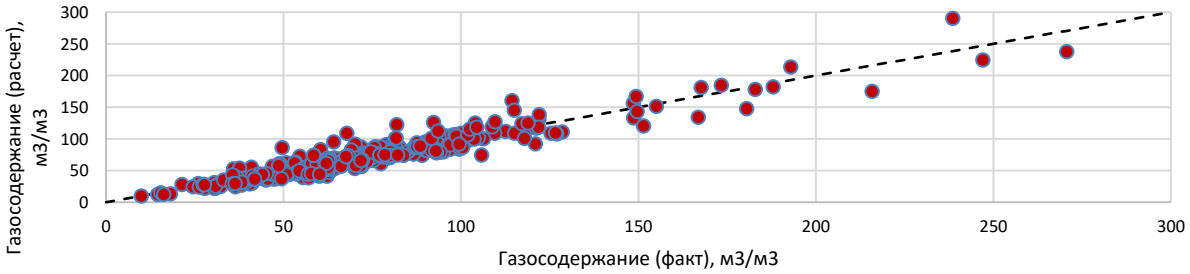


Рис. 2. Диаграмма рассеяния газосодержания

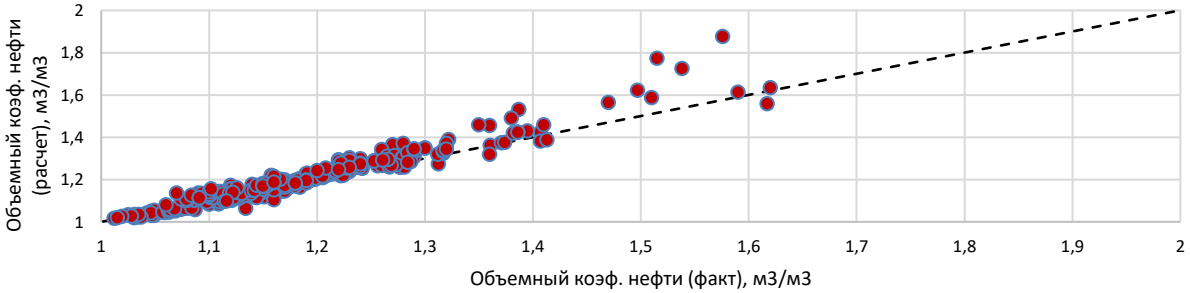


Рис. 3. Диаграмма рассеяния объемного коэффициента нефти

В качестве исследуемых моделей были выбраны широко применяемые эмпирические зависимости: Standing, Glaso, Al-Marhoun, Petrosky et al, Vasquez et al, Dindoruk et al, Kartoatmodjo et al, а также авторская модель. Оценка точности проводилась по метрикам MAE (средняя абсолютная ошибка), MAPE (средняя абсолютная процентная ошибка) и коэффициенту детерминации R^2.

Итоговые результаты сравнения прогностической способности моделей представлены в табл. 2.

Таблица 2. **Сравнительный анализ прогноза давления насыщения (Pb), газосодержания (Rs) и объемного коэффициента нефти (Bo)**

Свойство	Модель	MAE (атм | м³/м³)	MAPE, %	R^2
P_b	Авторская модель	8,654	9,400	0,870
	Standing	9,660	10,202	0,823
	Glaso	15,242	16,257	0,618
	Al-Marhoun	12,439	13,709	0,705
	Petrosky et al	15,157	18,832	0,631
	Vasquez et al	14,105	15,535	0,689
	Dindoruk et al	11,105	12,286	0,794
	Kartoatmodjo et al	14,446	15,391	0,640
R_s	Авторская модель	8,158	11,557	0,880
	Standing	8,823	12,436	0,839
	Glaso	11,400	14,441	0,744
	Al-Marhoun	14,679	21,002	0,449
	Petrosky et al	10,256	16,683	0,812
	Vasquez et al	11,613	15,518	0,771
	Dindoruk et al	13,089	17,085	0,689
	Kartoatmodjo et al	11,157	14,725	0,770
B_o	Авторская модель	0,031	2,440	0,893
	Standing	0,060	4,884	0,689
	Glaso	0,039	3,086	0,828
	Al-Marhoun	0,059	4,887	0,705
	Petrosky et al	0,069	5,674	0,604
	Vasquez et al	0,043	3,315	0,628
	Dindoruk et al	0,071	5,758	0,545
	Kartoatmodjo et al	0,054	4,463	0,746

Проведенный сравнительный анализ показал, что предложенная корреляция демонстрирует более низкие значения ошибок при расчете давления насыщения, газосодержания и объемного коэффициента нефти по сравнению с рядом наиболее известных эмпирических зависимостей. Использование традиционных моделей, разработанных на основе данных по нефтям Мексиканского залива, Северного моря и других регионов, сопряжено с риском систематических погрешностей вследствие отличий в термобарических условиях.

Достоверность и универсальность разработанной корреляции обеспечивается использованием репрезентативной выборки из 1674 глубинных проб, охватывающей широкий спектр пластовых давлений, температур и вариаций состава нефтей в пределах трех крупнейших нефтегазоносных провинций России. Такая статистическая база позволяет учесть региональные особенности и обеспечивает надежность экстраполяции результатов. Вследствие этого модель демонстрирует высокую устойчивость и применимость в широких диапазонах термобарических условий, что делает ее эффективным инструментом для прогнозирования свойств нефти при ограниченном объеме лабораторных данных.

Перспективным направлением дальнейшего исследования является анализ воздействия неуглеводородных компонентов (CO_2, H_2S, N_2) на достоверность определения давления насыщения и газосодержания с последующей оптимизацией разработанных корреляционных зависимостей.

Литература

1. *Шишулин В.А.*, *Айгунов Л.А.*, *Дарьин А.Ю.* Оценка применимости отечественных корреляционных уравнений для расчета давления насыщения и объемного коэффициента нефти для нефтяных месторождений с пластовой температурой более 100 ºС // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2023. № 3(312). С. 86–97. EDN: JLXWNG

2. *Tarek A.* Reservoir Engineering Handbook. Houston, TX: Gulf Publishing, 2000. 1208 p.

3. *Брусиловский А.И.*, *Нугаева А.Н.*, *Хватова И.Е.* Методология системного обоснования свойств пластовых нефтей при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений (часть I) // Недропользование XXI век. 2009. № 5. С. 23–30. EDN: KYNIHR

4. *Шакирова Э.В., Александров А.А., Семыкин М.В.* Разработка новой эмпирической корреляции для прогнозирования объемного коэффициента пластовой нефти с использованием методов искусственного интеллекта // Науки о Земле и недропользование. 2021. Т. 44, № 4(77). С. 408–416. https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-4-408-416

Разработка и адаптация композиционной PVT-модели для ачимовских отложений Уренгойского месторождения с учетом вертикального распределения компонентного состава

Ушаков Е.С.[1]*, Ющенко Т.С.[1,2]
1 – ООО «Цифровая добыча», г. Москва, Россия
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
*dityachelovecheskoe@yandex.ru

Ключевые слова: ачимовские отложения, Уренгойское месторождение, PVT-модель, вертикальное распределение компонентного состава

Ачимовские отложения (пласты $Ач^3$, $Ач^4$, $Ач^5$) Уренгойского месторождения характеризуются сложным строением и значительными изменениями компонентного состава пластового газа по глубине, в связи с чем затруднительно применить концепцию, разработанную для одного лицензионного участка, к другому. Также для ачимовских отложений характерны аномально высокие пластовые давления, что в совокупности затрудняет создание единой PVT-модели для всего месторождения. При этом корректное описание PVT-свойств необходимо для прогнозирования изменения свойств при разработке месторождений, а также для построения интегрированных моделей и цифрового двойника месторождения.

Целью работы является разработка единой PVT-модели пластовой углеводородной системы ачимовских отложений Уренгойского месторождения на основе уравнений состояния Соаве–Редлиха–Квонга (SRK) и Пенга–Робинсона (PR), учитывающей изменение компонентного состава и свойств пластового флюида с глубиной для достоверного моделирования PVT-свойств пластовых флюидов (пластовой нефти и пластового газа) при проектировании и мониторинге разработки месторождений.

Для достижения поставленных целей был проведен комплексный анализ более 1000 ГКИ, MDT и PVT-исследований для нескольких лицензионных участков ачимовских отложений Уренгойского месторождения, принадлежащих ПАО «Газпром». Определены критерии представительности для различных проб на основании регламента Газпрома [1] и критерия Тернера [2]. Для участков 2 и 3 на график (рис. 1) были нанесены интервалы перфорации (серые и голубые пунктирные линии) для скважин, по которым есть данные по компонентному составу пластового газа, а также глубины для проб, отобранных с помощью глубинного пластоиспытателя-MDT (красные ромбы).

Для данного графика была определена зависимость (зеленая линия), основанная на изменении компонентного состава пластового газа от абсолютной глубины. Данная зависимость хорошо описывает распределение компонентного состава и, как следствие, $ПС_{5+}$ по абсолютной глубине, а также имеет высокую предсказательную способность.

При попытке применить такую же методику для участка 1 получить зависимость изменения компонентного состава и $ПС_{5+}$ от абсолютной глубины перфорации скважин не удалось. Тогда был построен общий геологический разрез (рис. 2), проведенный через середину участков с севера на юг.

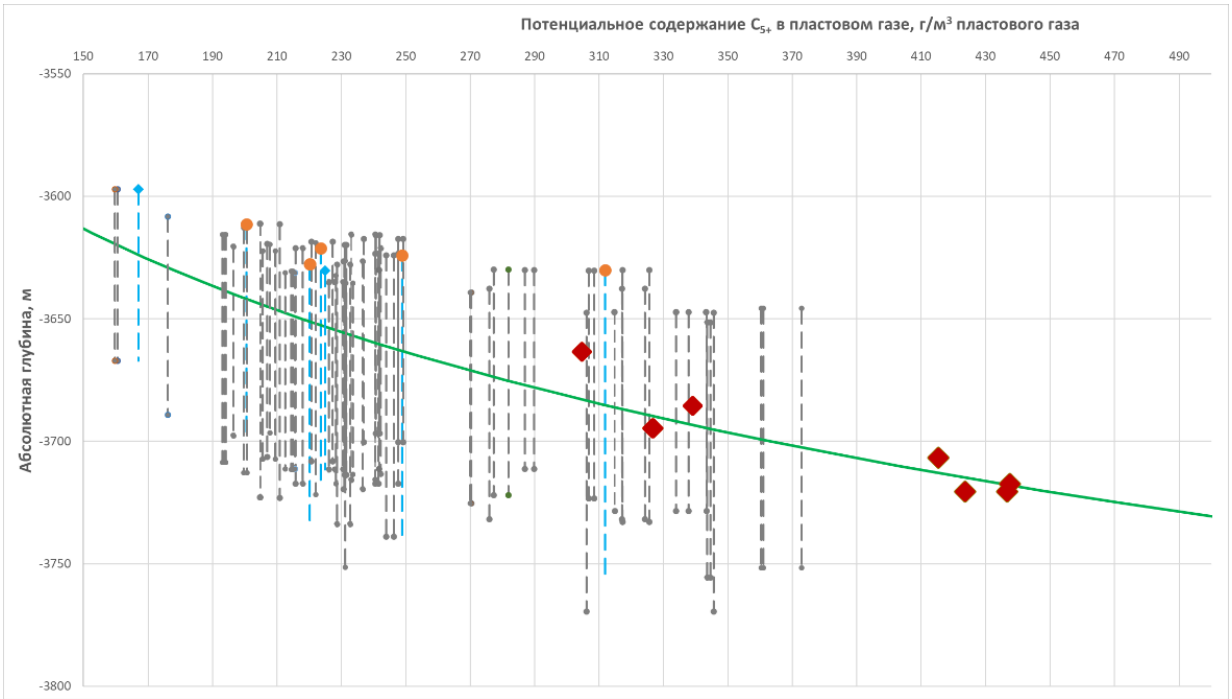


Рис. 1. Зависимость распределения ПС5+ по абсолютной глубине для участков 2 и 3 Уренгойского месторождения

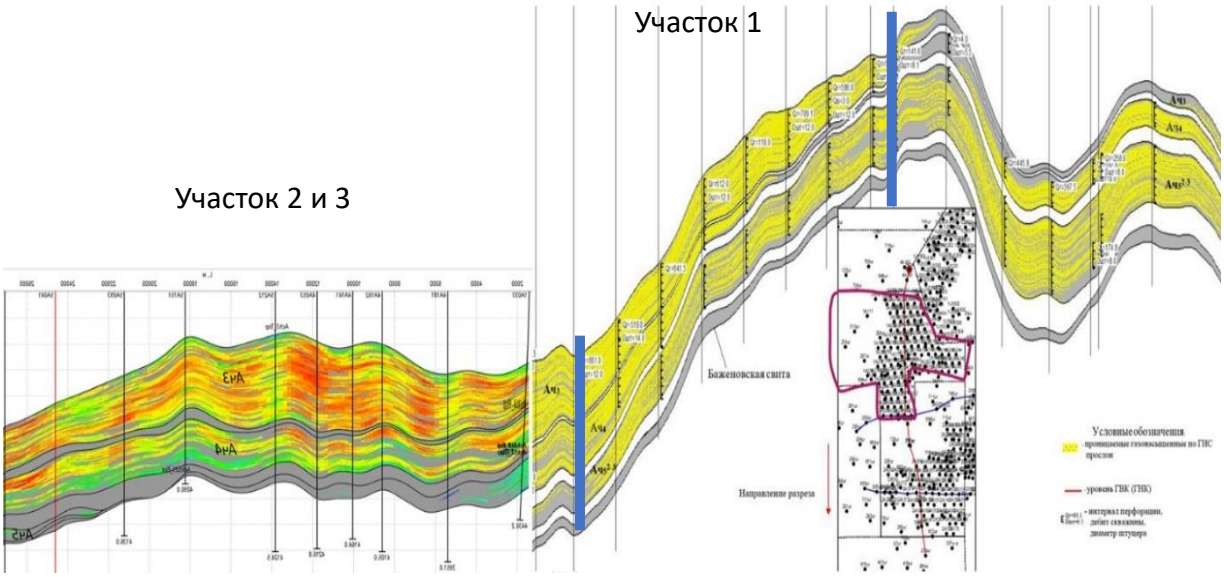


Рис. 2. Структурный разрез участков 1, 2 и 3

Как видно из структурного разреза, участок 1 имеет отличную структуру от участков 2 и 3, которые находятся на плато. Можно предположить, что для участка 1 гравитация имеет более сильное влияние на распределение компонент по площади участка.

Следующим шагом было разделение участка 1 на четыре зоны и для каждой из них были выявлены зависимости распределения $ПС_{5+}$ и компонентного состава по глубине. Одна из зон, которая находится на границе участка 1 и 2, описывалась зависимостью, полученной ранее,

а другие 3 зависимости оказались ей параллельны, но были смещены по абсолютной глубине (рис. 3).

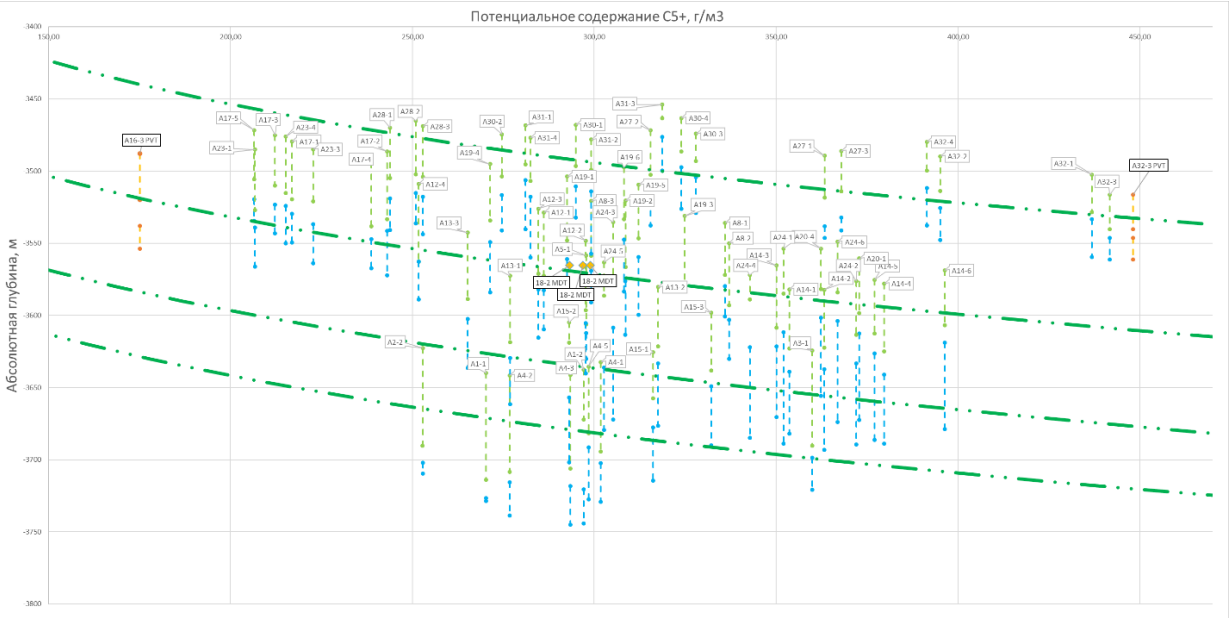


Рис. 3. Зависимость распределения ПС5+ по абсолютной глубине для участков 2 и 3 Уренгойского месторождения

На рис. 3 светло салатовой штрихпунктирной линией указаны интервалы перфорации пластов Ач^3 и Ач^4, а голубой – пласта Ач^5. Также нанесены глубины для проб, отобранных с помощью глубинного пластоиспытателя-MDT (оранжевые ромбы). Штрихпунктирные линии с двумя точками являются полученными зависимостями, при этом самая нижняя является корреляцией, определенной для участков 2 и 3. Скважины с высоким потенциальным содержанием C_{5+} находятся в верхней части участка. Из этого можно сделать вывод о том, что распределение компонентного состава произошло до структурных изменений пласта, при этом последующего перераспределения не случилось, либо оно происходит очень медленно.

Далее, на основании измененного геологического разреза (рис. 4), были определены отклонения по абсолютной глубине для всех скважин с известным составом пластового газа.

После получения новых глубин для скважин был снова построен график зависимости ПС$_{5+}$ от абсолютной глубины, как на рис. 3, только с учетом поправок по глубине (рис. 5).

На рис. 5 видно, что с учетом поправок по глубинам все скважины описываются единой кривой. Зеленая линия на рис. 5 соответствует корреляции для участков 2 и 3.

На основе данных о компонентном составе и проведенных MDT и PVT-исследованиях были разработаны адаптированные PVT-модели на основе уравнений состояния Соаве–Редлиха–Квонга (SRK) и Пенга–Робинсона (PR) [3]. Также была проведена сравнительная характеристика этих моделей по описанию основных свойств пластового флюида и PVT-экспериментов: контактной конденсации и контактно-дифференциальной конденсации.

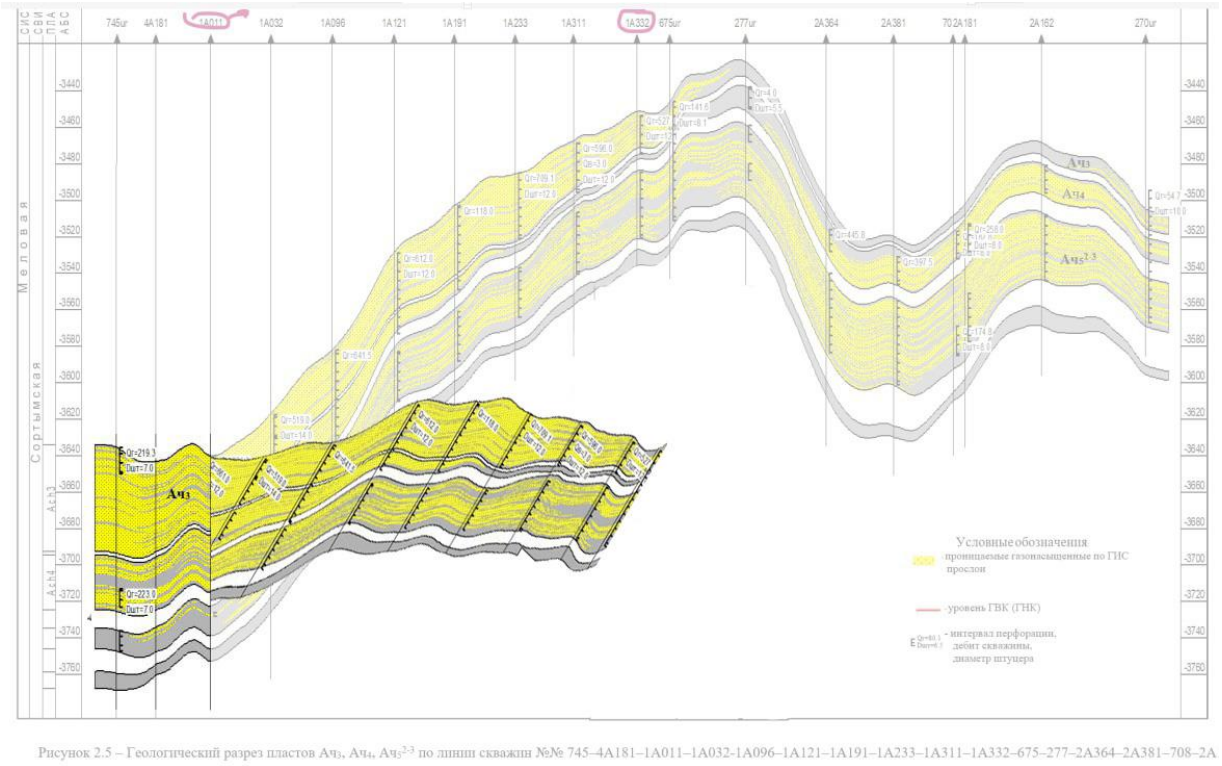


Рисунок 2.5 – Геологический разрез пластов Ач3, Ач4, Ач5^2-3 по линии скважин №№ 745–4А181–1А011–1А032-1А096–1А121–1А191–1А233–1А311–1А332–675–277–2А364–2А381–708–2А

Рис. 4. Измененный структурный разрез участка 1

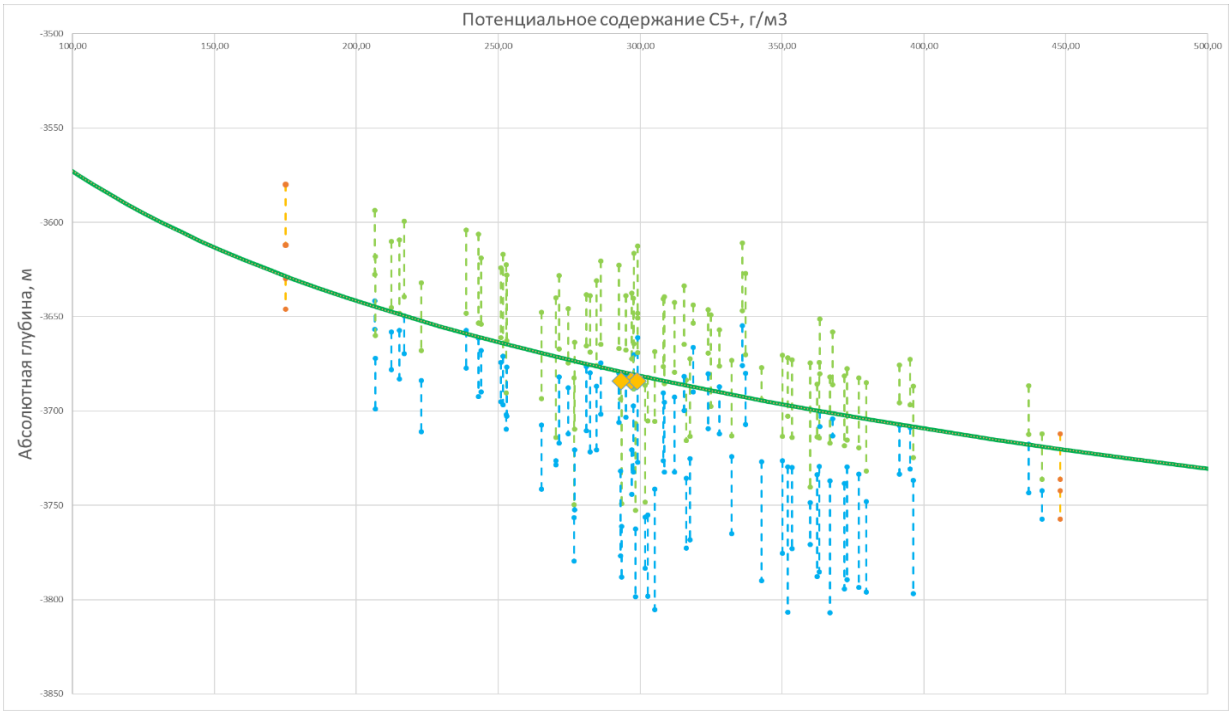


Рис. 5. Зависимость распределения ПС5+ по абсолютной глубине для участка 1 Уренгойского месторождения

Построены корреляции изменения мольных долей компонентов по глубине с учетом сложной структуры на различных участках ачимовских отложений с учетом структурных изменений пласта. Показано, что распределение C_{5+} и компонентного состава обусловлено историей формирования залежи и не меняется при последующих тектонических подвижках (рис. 1, 2). PVT-модели SRK (22 компоненты) и PR (40 компонент) адаптированы на основе экспериментальных данных. Разработан метод приведения абсолютных глубин к единому историческому базису, позволяющий унифицировать корреляционные зависимости для различных структурных зон месторождения.

Обоснована возможность использования единой модели изменения компонентного состава для смежных лицензионных участков 1, 2 и 3 с учетом структурных поправок. Составлены детальные корреляционные зависимости для мольных долей всех компонентов пластового газа в диапазоне глубин 3550–3750 м для использования в цифровом двойнике месторождения.

В результате была разработана модель, которая позволяет прогнозировать состав и свойства пластового флюида в широком диапазоне глубин, давлений и температур. Также была подтверждена возможность использования единой модели для смежных участков ачимовских отложений Уренгойского месторождения с учетом структурных поправок.

Литература

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Ч. 1. М.: Газпром экспо, 2011. 234 с. EDN: RZJQJQ

2. *Turner R.G., Hubbard M.G., Dukler A.E.* Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells // Journal of Petroleum Technology. 1969. Vol. 21, No. 11. P. 1475–1482. https://doi.org/10.2118/2198-PA

3. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 3. С. 164–181. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14

Развитие комплексных подходов к изучению PVT-свойств пластовых флюидов

Ющенко Т.С.[1,2]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
2 – Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия
yushchenko@phystech.edu

Ключевые слова: фазовые превращения, пластовый флюид, PVT-свойства, математическое моделирование

На сегодняшний день в связи с увеличением начальных термобарических условий в залежах и разработкой все более сложных с точки зрения геологии и геохимии месторождений развивается интерес к развитию методов изучения термодинамических, теплофизических и физико-химических свойств пластовых флюидов. Особенно это актуально для околокритических флюидов, двухфазных залежей, материнских пород и залежей сложной геологической структуры с высоким содержанием неуглеводородных компонент. Прогнозирование PVT-свойств флюидов таких месторождений осложнено наличием многофазного равновесия в пласте за счет присутствия неподвижной углеводородной фазы, воды и существенными фазовыми переходами при незначительном изменении пластового давления. Кроме того, для таких месторождений актуальны термические и газовые методы увеличения нефтеотдачи (МУН), что в свою очередь связано со сложными фазовыми переходами в пласте. Для качественного определения PVT-свойств флюидов таких залежей, а также для прогнозирования изменения свойств при разработке месторождений необходимо развитие как методов PVT-моделирования, так и внедрение новых лабораторных экспериментов.

В данной работе показывается как на основе комплексного использования методов математического моделирования с использованием кубических уравнений состояния, а также промысловых и лабораторных данных возможно изучение и прогнозирование PVT-свойств флюидов сложных залежей в процессе разработки, в том числе при использовании термических и газовых МУН. Важной составляющей развития методов изучения PVT-свойств пластовых флюидов является междисциплинарное взаимодействие с геохимическими и геофизическими методами исследования свойств флюидов. Разработанные методики базируются на понимании теоретических основ термодинамики многокомпонентных систем, методах математического моделирования PVT-свойств пластовых флюидов на основе кубических трехпараметрических уравнений состояния, а также накопленном практическом опыте по анализу промысловых и лабораторных исследований различных типов пластовых флюидов.

Данная работа является аккумуляцией проведенных ранее научно-технических исследований по изучению PVT-свойств большого количества залежей, а также развитием методов PVT-моделирования различных типов флюидов. Одной из главных частей работы является развитие подходов к адаптации PVT-моделей пластовых нефтей и газоконденсатных систем на результаты лабораторных и промысловых исследований. Более 10 лет ведется работа по созданию поэтапного автоматизированного подхода к адаптации PVT-моделей пластовых флюидов на основе кубических уравнений состояния (Пенга–Робинсона и Соаве–Редлиха–Ковнга)

на экспериментальные данные [1–3]. Одной из наиболее сложных частей настройки модели является воспроизведение зависимости потерь насыщенного конденсата в пласте от давления для газоконденсатных систем и зависимости изотермического коэффициента сжимаемости от давления для пластовых нефтей (рис. 1). Разработанные алгоритмы адаптации широко апробированы на месторождениях России и зарубежья. Кроме того, на текущий момент несколько компаний по разработке PVT-симуляторов ведут работы по внедрению разработанных подходов по адаптации PVT-моделей в функционал программного обеспечения.



а б

Рис. 1. Методика адаптации ключевых параметров пластовых флюидов от давления:
а – зависимость потерь насыщенного конденсата в пласте от давления для газоконденсатных систем;
б – зависимость изотермического коэффициента сжимаемости от давления для пластовых нефтей

Другим важным направлением является изучение пластовых углеводородных флюидов материнских пород, в первую очередь баженовской свиты, как наиболее распространенной и перспективной с точки зрения разработки в Российской Федерации. Так как в материнских породах углеводороды образуются из керогена, то вместе с подвижными флюидами образуется твердая фаза битумов, которые не участвуют в течении углеводородов, но при этом влияют на фазовые превращения в процессе разработки залежи. Идентификация компонентного состава исходного пластового флюида материнских пород (рис. 2), а также оценка влияния битума на поведение подвижного углеводородного флюида в процессе разработки залежи является одной из важных и сложных задач, требующих комплексного применения геохимических, физико-химических и термодинамических исследований. Решение данной задачи может значительно помочь в прогнозировании увеличения коэффициента извлечения углеводородов из материнских пород с использованием термических и газовых МУН. На данный момент такие задачи добавлены в проектные документы по изучению трудноизвлекаемых запасов.

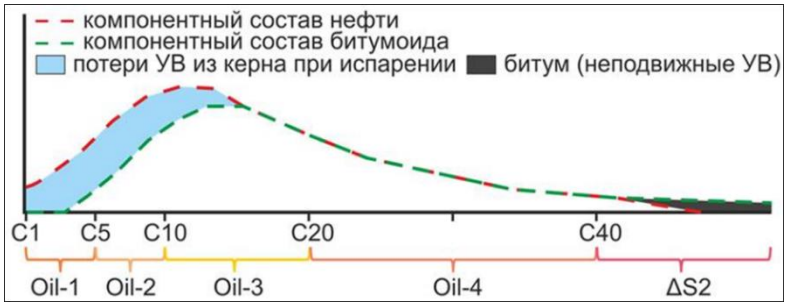


Рис. 2. Алгоритм восстановления исходного компонентного состава пластовой углеводородной системы баженовской свиты

Еще одной важной задачей для российской нефтегазовой отрасли является изучение PVT-свойств и компонентного состава пластового флюида ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Разработкой ачимовских отложений на данном месторождении занимаются практически все крупнейшие нефтегазовые компании. При изучении PVT-свойств пластового флюида ачимовских отложений есть высокие неопределенности как в прогнозировании и определении изменения компонентного состава пластового флюида с глубиной, так и в создании адекватной PVT-модели пластового флюида, которая могла бы с высокой точностью воспроизводить как основные стандартные PVT-исследования, так и специальные PVT-исследования для МУН по закачке газовых агентов. Кроме того, важной задачей является корректное воспроизведение в PVT-модели глубины газонефтяного контакта (ГНК) и повышение прогнозной способности гидродинамических моделей с учетом выпадения и возможного движения насыщенного конденсата в пласте. Стоит отметить, что разработанные автором методы адаптации PVT-модели позволяют с высокой точностью воспроизводить результаты лабораторных и промысловых исследований известных проб и прогнозировать компонентный состав и PVT-свойства пластового флюида для новых скважин и лицензионных участков. PVT-модель, разработанная автором, широко апробирована для нескольких лицензионных участков различных компаний и активно применяется при гидродинамическом моделировании пласта и в интегрированном моделировании разработки месторождения от пласта до узла подготовки газа и конденсата.

В результате проведенных автором исследований получены важнейшие результаты для развития методов PVT-моделирования в части адаптации PVT-моделей на основе кубических трехпараметрических уравнений состояния на экспериментальные данные. Разработанная автоматизированная методика внедрена в ряде нефтегазовых компаний, апробирована на десятках нефтяных и газовых месторождений, включена в нормативно-методические документы компаний и курсы повышения квалификации. На основе развития подходов к изучению пластового флюида материнских пород разработаны эксперименты в PVT-ячейках по определению трехфазного равновесия газ-жидкость-битум, проведены расчеты по идентификации компонентного состава и свойств пластового углеводородного флюида и влияния термических и газовых МУН в процессе разработки с использованием PVT-моделирования для двух месторождений баженовской свиты. Планируется включение разработанных методик и экспериментов в проектные документы по трудноизвлекаемым запасам для других месторождений баженовской свиты.

Литература

1. *Nugaeva A.N., Brusilovsky A.I.* New approach of integrated validation of reservoir oil properties in reserves estimation and field development planning // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 28–30 October 2008. Paper SPE-117391-MS. https://doi.org/10.2118/117391-MS

2. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок двухфазных залежей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 56–60. EDN: TIJUDF

3. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Поэтапный подход к созданию и адаптации PVT-моделей пластовых углеводородных систем на основе уравнения состояния // Георесурсы. 2022. Т. 24, № 3. С. 164–181. https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.14

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. Разработка месторождений, численное моделирование пластов

Абрамов Т.А. Оценка изменений структуры трещиноватости по данным повторных ГДИ в сложнопостроенных коллекторах 4

Анашкин Н.В. Анализ и выбор технологических решений для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на осложненном фонде скважин 8

Бахмутов А.В., **Кременецкий М.И.**, **Никонорова А.Н.** Оптимизация параметров разработки низкопроницаемых коллекторов на основе ГДИС в скважинах с кластерным ГРП 12

Булычев А.А. Оценка возможности сокращения времени остановки скважин на КВД с применением машинного обучения 16

Воронин Д.А. Особенности ГДИС в сильно неоднородном коллекторе при вскрытии пласта горизонтальной скважиной с многостадийным гидроразрывом пласта 20

Воронов К.А., **Григорьев Р.В.**, **Воронова Л.А.** Оценка эффективности микрогидроразрыва пласта с использованием модульного испытателя пластов в карбонатных отложениях Восточной Сибири 23

Выдыш И.В. Физико-математическое моделирование процесса закачки термогелеобразующей композиции в слоисто-неоднородный пласт 26

Гафтулхатов Р.И. Разработка комплексной программы по выработке недренируемых запасов на зрелых месторождениях Западной Сибири 30

Дрозд А.С., **Демьяновский В.Б.**, **Каушанский Д.А.** Исследование фильтрационных свойств гироидной структуры 33

Дроздов И.М. Анализ эффективности повышения производительности горизонтальных скважин с проведенным шаровым МГРП на основе численного моделирования для условий ачимовских отложений 37

Елисеев А.А., **Якушев В.С.** Подбор необходимого комплекса предварительных геолого-геофизических исследований на нефтегазовом месторождении на основании анализа чувствительности типовых гидродинамических моделей к исходным геолого-физическим параметрам 41

Жаглова А.Э. Математическое обоснование проявления радиально-подобного режима на КВД для ГС с МГРП 45

Загоровский М.А., **Казанцева И.А.**, **Степанов С.В.** Применение многомасштабного моделирования для снижения неопределенности при оценке остаточных извлекаемых запасов нефти 50

Зайдуллин А.Г. Расчет и обоснование эффективных вариантов ввода в активную разработку низкопроницаемых терригенных коллекторов Ромашкинского месторождения 53

Илюшин П.Ю., **Вяткин К.А.**, **Худяков Е.А.**, **Пунькаев В.В.** Оценка эффективности применения жидкостей глушения на водной основе при ремонте нефтяных скважин 56

Исмаилов М.Ш., **Никонорова А.Н.** Анализ результативности нестационарной термометрии при контроле выработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти горизонтальными скважинами с многостадийным ГРП 60

Крылова А.Г., **Ибрагимов А.И.** Исследование влияния нелинейности потока в трещине на показатель продуктивности 64

Никонорова А.Н., **Файзуллина М.Г.**, **Кременецкий М.И.**, **Наумов А.С.** Многоцикловые гидродинамические исследования скважин как фактор уточнения геологического строения высокопроводящей карбонатной залежи 68

Популова Т.П. Оценка потенциала роста КИН на скважинах с высокой обводненностью 72

Равилов Н.Ш., **Горносталев Д.И.**, **Нижевич Д.А.**, **Сыртланов В.Р.** Оценка геомеханической устойчивости разломов при закачке флюида на основе 4D геомеханического моделирования (на примере одного из шельфовых месторождений) 76

Рузанова А.А., **Воронин Д.А.**, **Никонорова А.Н.**, **Бахмутов А.В.**, **Кременецкий М.И.** Результативность комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований в условиях ярко выраженной слоистой неоднородности коллекторов 79

Саяпов И.Р., **Саяпова А.И.**, **Мухаметшин Г.С.** Разработка и применение рекомендательной модели на основе машинного обучения для оптимизации выбора скважин под проведение геолого-технических мероприятий 83

Старцев Н.И., **Михайлов Н.Н.** Применение нейронных сетей и машинного обучения для выбора новых объектов ПХГ и обоснования их технологических режимов 86

Тарасенко Е.А. Численное исследование фильтрации флюидов в стохастических полях проницаемости 90

Шадский Р.А., **Денисова Н.И.** Сравнительный анализ применения многозабойной скважины и горизонтальных скважин с МГРП для разработки аптской залежи месторождения Каспийского моря 93

Шолидодов М.Р., **Алтунина Л.К.**, **Иванова А.Р.**, **Козлов В.В.** Разработка нефтевытесняющей композиции на основе тройной гидрофильной системы глубокого эвтектического растворителя «пентаэритрит–карбамид–хлорид холина» и ПАВ для добычи нефти арктических регионов 97

СЕКЦИЯ 2. Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Алмазов Д.О. Использование результатов седиментационного моделирования как дополнительного инструмента геологоразведки в контексте расчета углеводородной системы изучаемого объекта 102

Ахметшина Р.Е., **Коробова Н.И.**, **Лакеев В.Н.** Геологическое строение и нефтеносность верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) 105

Белая И.В., **Ростовщиков В.Б.**, **Овчарова Т.А.** Особенности формирования залежей углеводородов в пределах Хорейверской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции 109

Бондарева Л.И. Условия формирования залежей жидких и газообразных углеводородов в глубокозалегающих горизонтах (по результатам бассейнового моделирования) 112

Вищунов Р.В. Трещиноватость коллекторов на территории Бобровско-Покровского вала бортовой части Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов 116

Еремина П.Н. Выделение и прогноз элементов природных резервуаров (коллекторов и флюидоупоров) на основе фациального анализа в терригенных формациях Западной Сибири 119

Ершов А.В. Нефтегазоносность триасовых и верхнепермских отложений Малоземельско-Колгуевской моноклинали: фациально-динамические зоны и перспективы освоения 123

Жемчугова В.А., **Лебедько В.А.**, **Власов А.Е.** Условия формирования коллекторов верхней части атдабанского яруса (нижний кембрий) Южно-Якутского месторождения 127

Киреева М.О., **Бурханова И.О.** Послойная неоднородность газонасыщенных карбонатных отложений Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения по проницаемости 131

Переплеткин И.А. База разработанных алгоритмов вероятностной оценки. Часть 1. Интегрированный подход к экспресс-оценке объектов 135

Переплеткин И.А. База разработанных алгоритмов вероятностной оценки. Часть 2. Частные случаи для объектов различного генезиса 139

Попова М.-К.А., Бондарева Л.И. К вопросу об оценке перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Бузулукской впадины 144

Сабитов И.А. Восстановление сейсмической интерпретации тектонических нарушений при переходе с зарубежного на отечественное программное обеспечение 148

Сауткин Р.С. Формирование неопротерозойских месторождений нефти и газа юга Сибирской платформы 152

Смирнова Д.О., **Ступакова А.В.** Фильтрационно-емкостные свойства и вторичные процессы в ботуобинском горизонте юго-восточной части 156

Тахватулин М.М. Перспективы нефтегазоносности пермско-мезозойских отложений южной части Вилюйской синеклизы 160

Шарапов А.С. Изучение зависимости магниторазведочных данных и трещиноватости породы-коллектора на примере территории Среднеобской нефтегазоносной области 164

Шпильман М.А. Количественная оценка ресурсов нефти и газа слабоизученных комплексов с использованием уникальных эталонных месторождений 167

СЕКЦИЯ 3. Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

Islam R., **Christov I.C.**, **Ibraguimov A.I.**, **Hevage I.G.** Nonlinear diffusion with degenerate and nondegenerate diffusivities: Long-time limits and propagation properties 171

Гарифуллина Ч.А. Экспериментальное исследование особенностей взаимодействия карбонизированной воды с породами терригенных и карбонатных коллекторов, характерных для Урало-Поволжья 173

Гуфронов Р.С., **Мингазутдинов И.Н.** Сопоставление данных акустического каротажа и лабораторных исследований керна на примере карбонатных отложений в Республике Татарстан 177

Данилина П.И., **Соколова М.В.**, **Тоузаков Ф.С.**, **Копицын Д.С.**, **Новиков А.А.** Адгезия льда и гидрата тетрагидрофурана на гидрофобных поверхностях 180

Диаките Д.А., **Шамсутдинова С.Т.**, **Тоузаков Ф.С.**, **Кучиерская А.А.**, **Копицын Д.С.**, **Новиков А.А.** Гидрофобные покрытия для предотвращения обледенения нефтегазового оборудования 182

Кадет В.В., **Тютяев А.В.**, **Васильев И.В.**, **Корноухов С.В.**, **Солодов В.Г.** Перколяционное моделирование ФЕС и относительных фазовых проницаемостей трещиноватых коллекторов 184

Кувайцев А.Н. Оценка геологической неоднородности продуктивного пласта Hugin месторождения Volve с помощью коэффициентов Дикстры-Парсонса и Лоренца 188

Мрачковская Д.А., **Курьяков В.Н.** Применение метода ультрамикроскопии для исследования нефтяных систем 192

Пунькаев В.В., **Сюр Т.А.**, **Кучин И.Е.** Новый высокотемпературный ингибитор кислотной коррозии 196

Рябоконь Е.П., **Турбаков М.С.** Влияние акустических колебаний на проницаемость терригенных горных пород при фильтрации парафинистой нефти 199

Сафарова Е.А., **Сахарова М.О.**, **Юмашева А.К.** Анализ применимости методов исследования порового пространства глинистых известняков при моделировании процессов внутрипластовой генерации водорода 203

Силин М.А., **Магадова Л.А.**, **Газалеева Л.Р.** Синтез полимеров, используемых в методах увеличения нефтеотдачи 207

Чирков И.Ю., **Милютинский И.Л.**, **Игумнов И.А.**, **Дмитриев А.П.**, **Фоломеев А.Е.** Разработка дизайна кислотных обработок карбонатных пластов месторождений Удмуртии на основе комплекса исследований 210

СЕКЦИЯ 4. Вопросы цифровизации, управления и экономики нефтегазового комплекса

Баранов А.О., **Слепенкова Ю.М.** Особенности включения блока воспроизводства природных ресурсов в динамическую межотраслевую модель 214

Вершинин Н.Н., **Новиков И.А.**, **Кулиев Э.А.** Автоматизация процесса формирования отчетной документации по лабораторным исследованиям керна посредством LIMS 217

Грошева А.А. Экономические последствия геополитической турбулентности и наложения санкций против РФ для нефтегазовой отрасли страны и передовые методы их смягчения на примере ТНК ПАО «Газпром» 221

Илянина А.О. Особенности и подходы к управлению изменениями в российских компаниях нефтегазовой отрасли 225

Кадырова С.Д., **Дубовицкая Е.А.** Предпроектная оценка стоимости обустройства нефтегазовых месторождений с помощью ПК Ingenix Cost Manager 228

Комаров Д.А., **Матвеев С.С.** Критическое оборудование СПГ-заводов и современные подходы к его техническому обслуживанию и ремонту 233

Коротченко Р.К., **Максимова Ю.А.**, **Коровкин М.В.** Разработка прототипа системы раннего обнаружения аномалий в газосборных сетях 237

Кулаева А.А. Спотовый и краткосрочный рынок сжиженного природного газа: особенность сделок и их правовое оформление 241

Лемм Е.А. Совершенствование методического инструментария формирования топливно-энергетического баланса в условиях низкоуглеродного развития экономики 245

Переверзев В.С. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: внедрение беспилотных технологий на всех этапах жизненного цикла объектов 249

Петров А.Е. Путь к оптимизации профиля добычи газа на этапе проектирования системы сбора 253

Савин Ф.Г. Факторы, влияющие на экспортную выручку российского ТЭК в современных геополитических условиях 256

Саяпова А.И., **Саяпов И.Р.**, **Мухаметшина Г.С.** Интегративный подход к управлению сопротивлением персонала цифровой трансформации в нефтегазовых компаниях 262

Семина Д.Д., **Шабаева Е.В.** Правовые аспекты цифровизации нефтяной отрасли: цифровые двойники 264

Серкибаев Р.Е. Определение затрат на малотоннажную доставку сжиженного природного газа в отдаленные регионы России 268

Терешков Н.Д., **Косачук Р.А.** Анализ перспектив Северного морского пути и энергетических проектов по сжижению природного газа 272

Упоров А.И. Системы продвинутого контроля технологического процесса на объединенном береговом технологическом комплексе проекта «Сахалин-2» 276

Шишенков М.А. Автоматизация взаимодействия стадий жизненного цикла АСУТП систем трубопроводного транспорта нефти с использованием онтологий 280

СЕКЦИЯ 5. Геотехнологии в альтернативной энергетике: водород, геотермальная энергия, гидроминеральные ресурсы

Гуляева Ю.В. Геоминеральные ресурсы юга Тюменской области 284

Мельник А.Д., **Подосокорская О.А.** Методические эксперименты по оценке биопроизводства водорода штаммом *Thermotoga caldifontis* 288

Сафарова Е.А. Оценка упругих характеристик песчаников при хранении водорода совместно с метаном 291

Севостьянова Р.Ф., **Абукова Л.А.** Перспективы освоения гидроминерального сырья в пластовых водах подсолевого этажа Мирнинского свода 295

Трошин О.В., **Самохвалов Н.И.**, **Хмарин Э.К.** Магнитотеллурическое зондирование как инструмент поиска геотермальных месторождений на примере Мутновского месторождения 298

Филиппова Д.С. Теория и практика поисков природного водорода 302

Юмашева А.К. Формирование мировых водородных кластеров 306

МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ СЕССИЯ «Экологические проблемы нефтегазового комплекса»

Nafula Z.S. Leveraging distributed air monitoring networks for enhanced methane detection and environmental safety in oil and gas operations: A comprehensive review 311

Nwankwo E.I. Environmental monitoring and ensuring the safety of the oil and gas complex using remote methods (drones, space satellites) with Niger Delta as case study 315

Nwobi N.O., Okeke S.E. Remote sensing analysis of surface water pollution in oil-producing regions of the Niger Delta using NDWI time series 320

Галиакберов Р.Р. Использование БПЛА в нефтегазовой промышленности 327

Горелкина Е.И. Применение методики расчета рабочих параметров жидкостно-газового эжектора по среднеинтегральной характеристике 331

Каменская М.С. Оценка экологических рисков при подземной закачке CO_2 на основе гидрогеохимического моделирования в ПО PHREEQC 336

Колосова Е.М., **Таныкова Н.Г.**, **Фаррахова Г.Р.**, **Сутормин О.С.** Связь между биологическими и химическими методами анализа нефтяного загрязнения почв 340

Кузьмин Д.К. Градиенты вертикальных смещений наклонных разломов раздвигового типа для оценки геодинамической опасности объектов инфраструктуры нефтегазового комплекса 343

Кучин Л.С. Оценка закономерности распределения подпочвенных газов и мультиспектральных спутниковых индексов на территориях нефтепромыслового техногенеза 347

Мамболео М. Оценка и сокращение углеродного следа новых производителей углеводородов: комплексное исследование нефтегазовой отрасли Кении 351

Медведчиков И.Д. Ландшафты и нефтяные ресурсы зоны многолетней мерзлоты: экологические и технологические аспекты освоения 356

Подзорова М.В. Разработка экоматериалов с применением вторичных полимеров и полиэфиров 359

Попова Н.И., **Глязнецова Ю.С.**, **Львова О.С.** Мониторинг восстановления нефтезагрязненных почв 362

Семянцева П.К., **Ильченко А.А.** Анализ гидрохимических показателей поверхностных вод вблизи действующей нефтегазовой платформы на примере месторождения Пильтун-Астохское 365

Сивцев С.И., **Александров А.Р.**, **Ерофеевская Л.А.** Использование спектроскопии ядерного магнитного резонанса в изучении нефтяных продуктов 368

Скачкова А.В., **Плешакова Е.В.**, **Решетников М.В.** Экотоксикологическая оценка почв Северного нефтедобывающего региона (на примере г. Покачи) 372

Солодов В.Г., **Чуриков Л.О.** Энергоэффективная подготовка жидких углеводородов с помощью инновационных отечественных разработок 376

Чуриков Л.О., **Солодов В.Г.** Повышение нефтеотдачи с помощью CCUS-технологий 379

КРУГЛЫЙ СТОЛ
«Геолого-геофизические исследования на континентальном шельфе»

Галькова К.Б. Совершенствование системы оперативного контроля за ледовой обстановкой с целью освоения месторождений Карского моря 383

Мордасова А.В., **Ступакова А.В.**, **Суслова А.А.**, **Сауткин Р.С.** Анализ масштабов и геометрии клиноформ для реконструкции палеогеографических условий и прогноза литологических ловушек 387

Оленева М.А., **Шепелев А.А.**, **Жилин Ф.Е.** Повышение эффективности при инспектировании морских месторождений на примере акватории Охотского моря с помощью комплексного применения ТНПА и ГЛБО 391

Павёлкина Д.А., **Лавренова Е.А.** Влияние тектонического фактора на формирование углеводородного потенциала зоны сочленения Сибирской платформы и сопредельных структур моря Лаптевых 394

Шепелев А.А., **Казанин А.Г.**, **Базилевич С.О.**, **Жилин Ф.Е.** Современные подходы к проведению морской сейсморазведки с применением технологий 3D/4C 398

КРУГЛЫЙ СТОЛ
«Развитие теории и практики моделирования и исследования пластовых флюидов»

Евстафеев Е.А., **Акрамов Б.Ш.**, **Абдураманов М.А.** Обоснование необходимого количества PVT-регионов для адаптации запасов нефтегазоконденсатного месторождения 401

Ибрагимов Б.А., **Сахарова М.О.** Расчет фазовых равновесий углеводородов с использованием уравнения состояния PC-SAFT 404

Кузнецов П.В., **Каневская Р.Д.** Восстановление критических параметров псевдокомпонент газоконденсатной смеси 407

Лобанова О.А., **Кусочкова Е.В.**, **Индрупский И.М.** Развитие релаксационных моделей неравновесных процессов в многокомпонентных углеводородных системах 411

Селезнева Д.В. Численное моделирование двух- и трехфазных равновесий смесей углеводородов и диоксида углерода 417

Стрижаков Е.А., **Хисматуллина Ф.С.** Сравнительный анализ корреляционных зависимостей для расчета свойств нефти на основании данных дифференциального разгазирования 420

Ушаков Е.С., **Ющенко Т.С.** Разработка и адаптация композиционной PVT-модели для ачимовских отложений Уренгойского месторождения с учетом вертикального распределения компонентного состава 424

Ющенко Т.С. Развитие комплексных подходов к изучению PVT-свойств пластовых флюидов 429

Электронное издание

VIII ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ «АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА», 14–17 октября 2025 г.

Сборник трудов

Ответственный редактор *Селиверстова М.Е.*

Компьютерная верстка *Дацко Т.Г.*

Технический редактор *Чигарев В.Б.*

Дизайн обложки *Филиппова Д.С.*

Ответственный за выпуск *Башкина Е.М.*

Научное издание

Системные требования:
операционная система Windows XP или новее, macOS 10.12 или новее, Linux. Программное обеспечение для чтения файлов PDF.

Институт проблем нефти и газа РАН
119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

Российская Академия Наук

ИПНГ

СОВЕТ МОЛОДЫХ
УЧЁНЫХ ИПНГ РАН