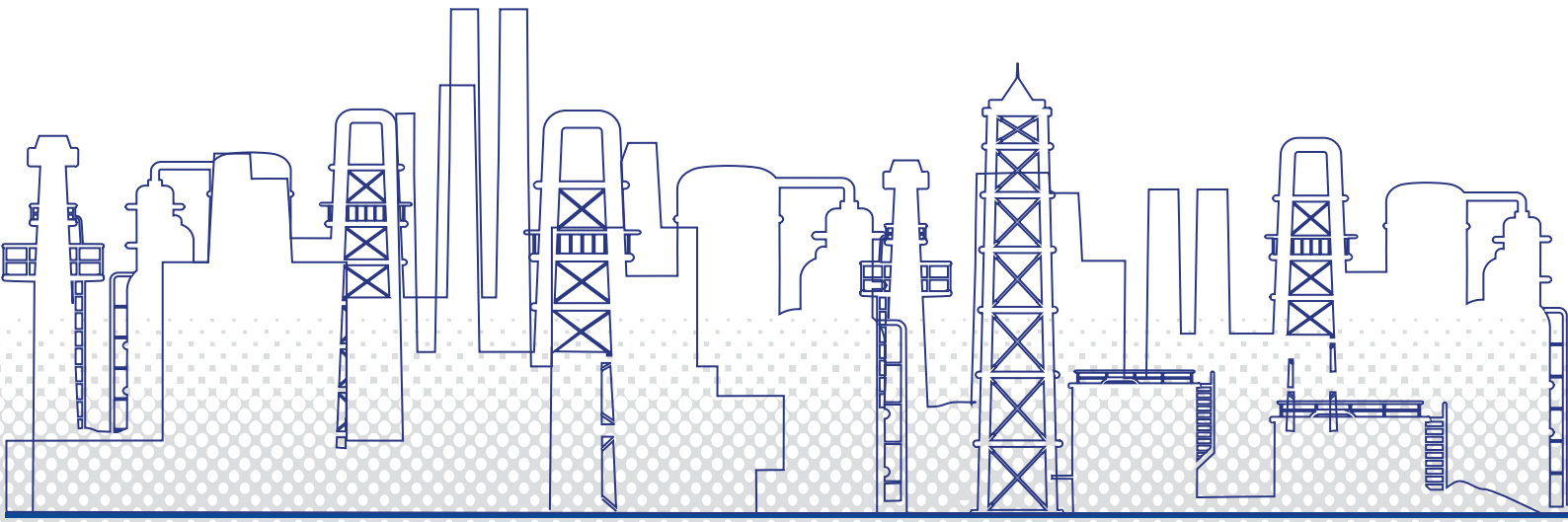
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

V ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

СБОРНИК ТРУДОВ

20-21 ОКТЯБРЯ 2022 Г.



г. МОСКВА

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

V ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы нефти и газа»

Сборник трудов

г. Москва
20–21 октября 2022 г.

УДК 553.9+622.276+622.279+544.015.4

V Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа»

Программный комитет

Почетные сопредседатели программного комитета:
Дмитриевский Анатолий Николаевич, академик РАН, научный руководитель ИПНГ РАН
Конторович Алексей Эмильевич, академик РАН, научный руководитель Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука

Председатель программного комитета:
Индрупский Илья Михайлович, профессор РАН, д.т.н., ИПНГ РАН

Члены программного комитета (сотрудники ИПНГ РАН):
Аникеев Даниил Павлович, к.т.н.
Богоявленский Игорь Васильевич
Большаков Михаил Николаевич, к.г.-м.н.
Ершов Алексей Валентинович
Курьяков Владимир Николаевич, к.ф.-м.н.
Никонов Роман Александрович
Попов Сергей Николаевич, д.т.н.
Самохвалов Никита Игоревич, к.т.н.
Сафарова Елисавета Александровна
Столяров Владимир Евгеньевич
Цаган-Манджиев Тимур Николаевич, к.т.н.

Председатель оргкомитета:
Филиппова Дина Сергеевна, председатель СМУ ИПНГ РАН, н.с.

Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции 20–21 октября 2022 г. – Москва: ИПНГ РАН, 2022. – 372 с.

В сборнике представлены материалы V Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», проведенной Институтом проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) 20–21 октября 2022 г. в г. Москве. Освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований по проблемам нефти и газа, полученные студентами и молодыми сотрудниками академических институтов, вузов и отраслевых научно-исследовательских организаций.

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

© ИПНГ РАН, 2022

СЕКЦИЯ:
Разработка месторождений, численное моделирование пластов

Адаптация математических моделей кислотного растворения карбонатных коллекторов по результатам лабораторных исследований

Абусалимов Э.М.[1], Соловьев А.В.[1]*, Зарипов А.А.[1], Шарифуллин А.Р.[2], Ситдиков М.Р.[2]
1 – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
РФ, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
2 – ООО «Тетаком», РФ, 420500, Республика Татарстан, г. Иннополис, ул. Университетская, д. 7
E-mail: *SolovevAV@tatneft.ru

Аннотация. Для достоверного проектирования процессов кислотной обработки с учетом геолого-физических особенностей объектов эксплуатации авторами был проведен комплекс лабораторных исследований, направленный на изучение процессов кислотного растворения и наполнения необходимыми параметрами математических моделей цифровых симуляторов для их адаптации к условиям месторождений.
Ключевые слова: карбонатные отложения, прискважинная зона, фильтрационные исследования, адаптация математических моделей, керновые образцы, кинетика реакции кислот с породой, червоточина, цифровой симулятор.

В мировой добыче нефти важное значение имеют карбонатные коллекторы, которые содержат около 60% мировых запасов нефти и газа. Одним из наиболее широко применяемых методов интенсификации добычи нефти из карбонатных отложений являются обработки прискважинной зоны пласта кислотными составами. Кислотное воздействие не всегда позволяет достичь планируемых результатов – неоднородная структура карбонатного коллектора обуславливает неравномерное растворение породы кислотой, поэтому повышение эффективности кислотных обработок является актуальной задачей, требующей комплексного подхода, включающего исследование процессов формирования каналов растворения и качественное проектирование технологии кислотной обработки с учетом особенностей фильтрации жидкости и реакции кислоты с породой пласта.

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования по изучению каналов растворения показывают, что наибольшая эффективность кислотного растворения достигается при образовании высокопроводимых доминирующих червоточин, требующих минимального объема кислотного состава для образования сквозного канала в образце керна [1]. Для оценки эффективности процесса образования червоточин принят безразмерный коэффициент – поровый объем до прорыва.

Авторами были рассмотрены различные модели для математического описания образования червоточин при кислотных обработках карбонатов. С учетом преимуществ и недостатков в качестве оптимальных для внедрения в цифровой симулятор были выбраны полуэмпирические модели Gong и El-Rabaa [2] и Schwalbert et al. [3], основанные на моделях Buijse и Glasbergen [4], и Furui et al. [5]. Основным достоинством этих моделей является способность адаптироваться под геолого-физические условия конкретных объектов по результатам фильтрационных исследований по кислотному воздействию на образцах горной породы.

Для исследования процессов формирования каналов растворения были проведены тесты по фильтрации кислотных составов при различных скоростях закачки, по результатам которых были

получены необходимые данные для адаптации математических моделей, включающие оптимальные скорости закачки исследуемых кислот в керновые образцы породы, а также характеристики скорости образования червоточин в карбонатном керне – количество закачанного кислотного состава, выраженного в поровом объеме керна до его прорыва.

Используя полученные данные, решением обратной задачи были определены адаптационные константы для рассматриваемых моделей и выполнена оценка их погрешности. Адаптированные по керновым исследованиям модели внедрены в универсальную математическую модель СКО скважины [6, 7], описывающую процесс проведения кислотной обработки.

В рамках промышленных испытаний получены уточненные данные, позволившие с высокой степенью достоверности смоделировать процесс кислотной обработки с использованием разработанной универсальной математической модели и выполнить оценку ее эффективности.

Данные, полученные по результатам исследований, легли в основу уникального симулятора для моделирования кислотных обработок на основе цифровой базы применяемых составов, адаптированного к геолого-физическим свойствам месторождений Компании.

Полученные результаты позволят увеличить эффективность кислотных обработок за счет повышения точности их проектирования с учетом индивидуальных геолого-физических особенностей объектов эксплуатации.

Литература

1. *Hoefner M.L., Fogler H.S.* Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // AIChE Journal. 1988. Vol. 34, No. l. P. 45–54. https://doi.org/10.1002/aic.690340107

2. *Gong M., El-Rabaa A.M.* Quantitative model of wormholing process in carbonate Acidizing // SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 28–31 March 1999. Paper SPE-52165-MS. https://doi.org/10.2118/52165-MS

3. *Schwalbert M.P, Zhu D., Hill A.D.* Anisotropic-wormhole-network generation in carbonate acidizing and wormhole-model analysis through averaged-continuum simulations // SPE Production & Operations. 2018. Vol. 34, No. 1. P. 90–108. http://doi.org/10.2118/185788-PA

4. *Buijse M., Glasbergen G.* A semiempirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, 9–12 October 2005. Paper SPE-96892-MS. https://doi.org/10.2118/96892-MS

5. *Furui K., Burton R.C., Burkhead D.W.* et al.. A comprehensive model of high-rate matrix acid stimulation for long horizontal wells // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19–22 September 2010. Paper SPE-134265-MS. http://doi.org/10.2118/134265-MS

6. *Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р., Харисов Р.Я.* и др. Лабораторные и теоретические исследования матричной кислотной обработки карбонатов // Нефтяное хозяйство. 2010. № 5. С. 75–79.

7. *Каневская Р.Д., Вольнов И.А.* Моделирование солянокислотного воздействия на карбонатные пласты // Нефтяное хозяйство. 2009. № 7. С. 97– 99.

Анализ работы добывающих скважин с различными системами заканчивания в низкопроницаемых коллекторах

Автомонов П.Ю.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: avtpavel1@gmail.com

В настоящее время, в связи со снижением качества запасов, актуальной задачей становится проведение рентабельной разработки низкопроницаемых коллекторов. Современные технологии – бурение горизонтальных, горизонтальных с многостадийным гидроразрывом пласта, многозабойных, многоствольных скважин – позволяют решить эту задачу, но из-за высокой стоимости требуют более детального и точного анализа рисков. Возникает необходимость в методах, способных снижать допустимые ошибки в параметрах. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются источником информации о пластах, но имеют ряд недостатков и ограничений при проведении в низкопроницаемых коллекторах. В связи с чем задача моделирования заканчиваний таких скважин становится актуальной.

Гидродинамические исследования скважин – неотъемлемая часть контроля за разработкой нефтяных месторождений. Качественная интерпретация данных ГДИС позволяет правильно оценить состояние призабойной зоны пласта и решить вопрос о проведении соответствующих геолого-технических мероприятий (ГТМ) [1]. От достоверности ГДИС зависит, в конечном итоге, эффективность ГТМ.

Таким образом, появляется необходимость использовать полуаналитические модели, полученные решением аналитических зависимостей с применением численных методов. Баланс между учетом особенностей и затраченным временем становится основным фактором, определяющим применимость модели.

Метод стоков и источников позволяет учесть основные особенности фильтрации, сложную геометрию и произвести анализ добычи, при этом затрачивая меньшее время, чем работа симуляторов. Полученные результаты применимы для исследования данных с залежей, обладающих низкой проницаемостью, в том числе баженовской свиты.

Наибольший интерес представляет анализ работы горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Зная зависимость давления от времени для трещины ГРП в однородном бесконечном горизонтальном пласте, можно получить зависимость для нескольких трещин, которая позволяет учесть их взаимовлияние и бесконечную проводимость трещины [2]. Таким образом, мы можем получить модель скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, имеющим произвольную ориентацию. Также данная постановка задачи позволяет получить профиль притока по трещине, что представляет практический интерес. На рис. 1 представлена геометрия горизонтальной скважины с МГРП.

Исследования проведены с применением методов математического моделирования, вычислительной математики, на основании которых была получена полуаналитическая модель. Программа основана на методе стоков и источников [3]. Работа была выполнена на языке программирования Питон с использованием стандартных библиотек и с полным циклом, включая получение численных результатов.

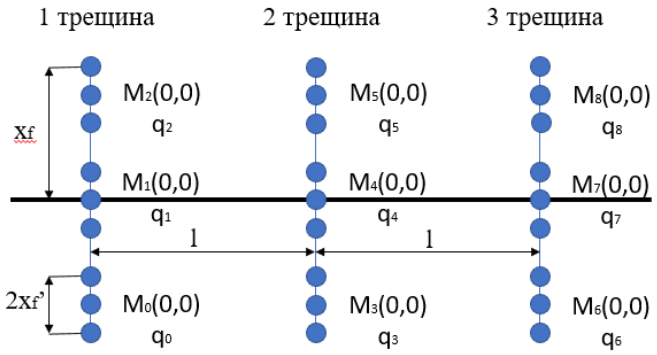


Рис. 1. Геометрия скважины с МГРП

Решения уравнения пьезопроводности, полученные методом стоков и источников, удобно строить в пространстве Лапласа, поскольку легко построить обратное преобразование с использованием мощностей современных компьютеров. В качестве обратного преобразования использовано численное преобразование Стефеста. Для уравнения пьезопроводности справедлива суперпозиция – зная, что решение точечного источника является решением уравнения, интегрируя его по координате или времени, также получаем решение уравнения.

Таким образом, данный механизм позволяет моделировать скважины с различными системами заканчивания.

Полученные полуаналитические модели демонстрируют высокую сходимость с результатами, полученными с помощью коммерческого симулятора и позволяют получить необходимые качественные данные для снижения рисков окупаемости.

Литература

1. *Курочкин В.И., Санников В.А.* Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 372 с.

2. Petroleum engineering handbook. Vol. 1. General engineering / Ed. by L.W. Lake, J.R. Fanchi. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2006. 871 p.

3. *Щелкачев В.Н.* Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: В 2 ч. М.: Нефть и газ, 1995. Ч. 1. 586 с.

Применение SLD-модели для расчета фазового поведения газоконденсатного флюида в плотном коллекторе

Астанина А.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: arina.astanina@yandex.ru

Аннотация. Реализован алгоритм расчета влияния адсорбции на фазовое поведение углеводородов. Использован метод, основанный на упрощенной теории локальной плотности (SLD), уравнении состояния Пенга-Робинсона и условиях равновесия многокомпонентного флюида с учетом взаимодействия со стенкой поры. Текущий объемный (свободный) состав флюида далее используется в расчетах фазового поведения при заданных термобарических условиях. На основе реализованной расчетной процедуры смоделировано фазовое поведение реальной околокритической газоконденсатной смеси при постепенном снижении давления с учетом адсорбции компонентов. Исследована возможность согласования состава углеводородов между скважинными пробами флюида и экстрактами из керна за счет учета адсорбции с помощью модели SLD. Показано влияние адсорбционных процессов на динамику состава фаз и точку начала конденсации.
Ключевые слова: адсорбция, углеводороды, многокомпонентная смесь, фазовое поведение, уравнение состояния, расчетный алгоритм.

В сланцевых пластах большое количество углеводородного флюида содержится внутри нанопор, где взаимодействия между молекулами жидкости и стенками породы играют важную роль. Они влияют на запасы, состав и свойства извлекаемых углеводородов в результате действия адсорбции. В плотных коллекторах, например, характерных для ачимовских залежей Большого Уренгоя, средний размер пор на 1–2 порядка больше (~10^{-2}–10^{-1} мкм). Относительная толщина адсорбционных пленок флюида и доля занимаемого ими объема пор не являются значительными. Тем не менее, адсорбция тяжелых компонентов газоконденсатной системы может существенно менять их концентрацию в свободном флюиде и влиять на фазовое поведение.

При моделировании, проектировании и анализе разработки нефтяных и газоконденсатных залежей обязательным этапом является исследование фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей. Знание числа, долей и составов фаз, на которые разделяется углеводородная смесь при заданных термобарических условиях, объединяется в одно понятие – расчет фазового равновесия [1].

В задаче фазового равновесия известными считаются: давление p, температура T и общий состав $z_i -$ мольные доли всех n компонентов смеси, которая в условиях термодинамического равновесия разделяется на паровую фазу состава y_i с мольной долей V и жидкую фазу состава x_i с мольной долей L. Уравнения фазовых концентраций для компонентов смеси выражают мольные доли компонентов в фазах для смеси заданного состава через известные значения коэффициентов распределения $K_i = y_i/x_i$ и доли фаз. Доли фаз при заданных коэффициентах распределения определяются из решения уравнения Речфорда-Райса. Коэффициенты распределения итерационно уточняются на основе решения задачи фазового равновесия с использованием уравнения состояния, например, уравнения Пенга-Робинсона. Система уравнений основана на условиях равенства химических потенциалов

(летучестей) компонентов смеси во всех сосуществующих фазах [1]. Решение уравнения состояния позволяет связать летучести компонентов в фазах с их составами y_i и x_i, которые необходимо пересчитывать итерационно до тех пор, пока не будет достигнуто равенство летучестей.

Алгоритм расчета фазового поведения углеводородной газоконденсатной системы при снижении давления (истощении залежи) без учета адсорбции получает на вход следующие параметры: $p_0 -$ начальное давление, $T = const -$ пластовая температура, $z_i -$ состав (концентрации компонентов) смеси. На каждом шаге решается задача фазового равновесия с помощью уравнения Пенга-Робинсона. Сначала определяется количество фаз, которые формирует смесь при данном давлении. В однофазном случае принимают $y_i = z_i$, иначе рассматривается двухфазное состояние и определяются мольные доли L и V и составы (мольные концентрации компонентов) y_i и x_i паровой и жидкой фаз. Алгоритм расчета повторяется на каждом шаге для очередного значения давления $p_j < p_{j-1}$. Такая пошаговая процедура соответствует процессу контактной конденсации.

При учете адсорбции в основном алгоритме на вход также поступают значения p_0, T и z_i, под которым теперь подразумевается полный состав смеси в порах коллектора. С помощью модели *SLD-PR* [2] (согласно упрощенной теории локальной плотности, комбинированной с уравнением состояния Пенга-Робинсона) производится расчет свободного и адсорбированного количества каждого компонента в зависимости от расстояния от стенки поры, и по ним определяются средние составы свободного $z_{i\,\text{своб.0}}$ и адсорбированного $z_{i\,\text{адс.0}}$ флюида. Далее текущий состав свободного флюида используется в расчете фазового состояния при заданных термобарических условиях. Таким образом, на каждом шаге по давлению решается задача фазового равновесия для общего состава свободной части смеси $z_{i\,\text{своб.}}$. Далее осуществляется понижение давления до значения $p_1 < p_0$ и повтор расчета для нового значения давления p_1. При этом в расчете фазового равновесия участвует новый рассчитанный состав свободной части флюида $z_{i\,\text{своб.1}}$ при давлении p_1. Таким образом, многокомпонентная адсорбция рассматривается как основной фактор, влияющий на состав свободной части смеси и фазовое равновесие.

Расчеты фазового поведения с учетом адсорбции приводились для 24-компонентной смеси, соответствующей пробе газоконденсатного флюида одной из ачимовских залежей Уренгойского месторождения. Вычисления выполнялись для поры с характерным для данной залежи средним размером 50 нм при давлениях 60, 50, 40 и 30 МПа и температуре 382 К. На рис. 1 представлены результаты расчетов долей фаз. Без учета влияния адсорбции при давлениях 60 МПа и 50 МПа система находится в ненасыщенном газовом состоянии. При последующем понижении давления доля газовой фазы начинает уменьшаться, а жидкой – возрастать, что соответствует типичному поведению газоконденсатной системы при давлении ниже точки начала конденсации. При учете влияния адсорбции прослеживается иная тенденция. Такой результат связан с тем, что система находится в околокритическом состоянии, и прогнозируемое по модели *SLD-PR* изменение состава меняет ее поведение с газоконденсатного на нефтяное. Как показал подробный анализ результатов расчетов, применимость модели *SLD-PR* в области давлений выше 30 МПа требует дополнительного исследования.

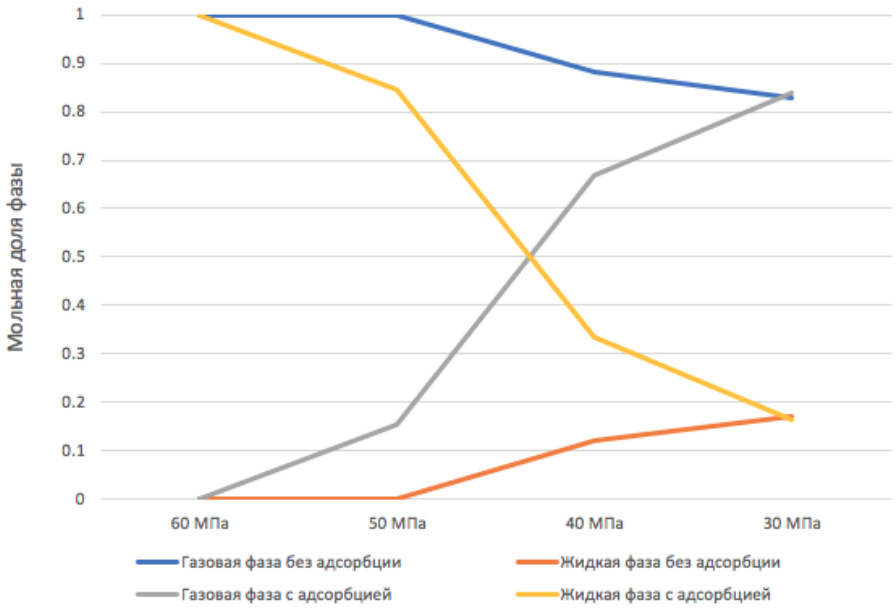


Рис. 1. Мольные доли V и L для расчета без учета адсорбции и для расчета по среднему свободному составу с учетом адсорбции при давлениях 60 МПа, 50 МПа, 40 МПа и 30 МПа

Для того же объекта была рассмотрена следующая задача: оценить, в какой мере модель *SLD-PR* может объяснить различия между составом свободного флюида по отбираемым в скважине пробам и составом, наблюдаемым по экстракту из керна. В экстракте из керна не сохраняются летучие компоненты смеси. Для того чтобы воспроизвести полный состав, использован реконструирующий расчет компонентов, основанный на составе из экстракта и расчете его фазовых равновесий с летучими компонентами из пробы. Далее с полученным реконструированным полным составом осуществляется расчет среднего состава свободного флюида по модели *SLD-PR* и его сравнение с составом флюида по пробе. На рис. 2 показан наиболее интересный результат таких расчетов. Для давления 30 МПа состав по пробе оказывается достаточно близким к среднему свободному составу, рассчитанному по модели *SLD-PR* на основе реконструированного полного состава по экстракту. Средний свободный состав, полученный в расчетах на основе приведения состава по экстракту к теоретической модели гамма-распределения [3], оказывается значительно выше.

В целом, в работе выполнены расчеты по реализованному алгоритму учета влияния адсорбции на фазовое поведение для реальной 24-компонентной смеси, соответствующей условиям ачимовских залежей Уренгойского месторождения в поре 50 нм. Для выявления особенностей изменения состава свободного флюида рассмотрены давления 60 МПа, 50 МПа, 40 МПа и 30 МПа при температуре 382 К. Реалистичные результаты получены при давлении 30 МПа. На ограниченную применимость модели *SLD-PR* при бóльших давлениях влияние могут оказывать использование уравнения состояния Пенга-Робинсона и необходимость учета сдвигов для объема (шифт-параметров), специфика адсорбционного потенциала Леннарда-Джонса и неучет влияния связанной воды. Кроме того, модели адсорбции, особенно многокомпонентной, при давлениях выше 30 МПа практически не изучены из-за отсутствия экспериментальных данных.

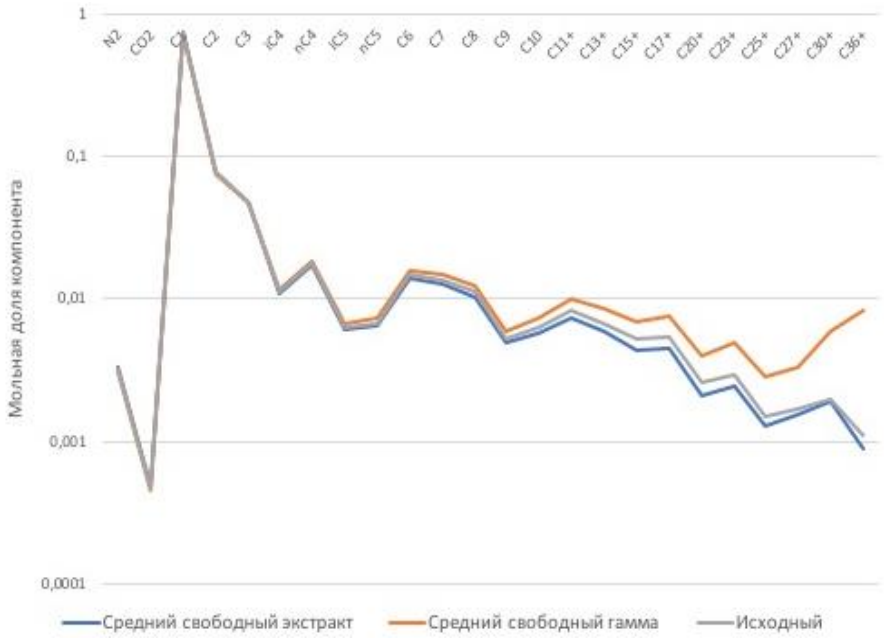


Рис. 2. Сравнение исходного состава флюида по пробе из скважины и средних составов свободной части флюида при давлении 30 МПа, полученных по модели *SLD-PR* на основе реконструированных составов по экстракту и с приведением к модели гамма-распределения

Таким образом, модель *SLD-PR* нельзя рекомендовать для количественного учета влияния адсорбции в конкретном плотном коллекторе. Но на качественном уровне она может объяснить некоторые важные эффекты и тенденции, например, различие составов флюида по пробам и экстрактам из керна.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. 2002. М.: Грааль. 575 с.

2. *Ma Y., Li B., Mezzatesta A., Jamili A.* Simplified local density theory for modeling adsorbed gas and estimation of gas-in-place of unconventional gas condensate reservoirs // International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand, 14–16 November 2016. Paper IPTC-18892-MS. https://doi.org/10.2523/IPTC-18892-MS

3. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 2000. 239 p.

Перспектива применения полимерно-гелевых систем в герметизирующем элементе надувных пакерных систем

Бакиров Н.Р., Сарманов С.Э.*, Каушанский Д.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *sarmanovsework@gmail.com

Аннотация. В настоящее время широкое распространение получило строительство горизонтальных скважин, которые, в отличие от вертикальных, имеют большую площадь фильтрации и контакта с породой, что обуславливает их высокую эффективность в низкопроницаемых терригенных и сложнопостроенных карбонатных коллекторах. Существует ряд сложностей при эксплуатации и обслуживании горизонтальных скважин, связанных с необходимостью разобщения межтрубного/затрубного пространства, применения пакеров и пакерных компоновок. В настоящей работе авторы рассматривают возможности использования полимерно-гелевых систем различной прочности и продолжительности службы для конструирования пакерующих устройств.
Ключевые слова: горизонтальная скважина, полимерные технологии, Темпоскрин, пакер надувной, многослойный пакер.

В настоящее время широкое распространение получило строительство горизонтальных скважин для добычи углеводородов. Мировой и отечественный опыт показывают, что использование протяженных горизонтальных скважин является более эффективным при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Применение горизонтальных скважин позволяет увеличивать фильтрационную поверхность, площадь дренирования, производительность скважин, увеличивать воздействие на маломощные, низкопроницаемые пласты [1, 2], но за счет анизотропии фильтрационно-емкостных свойств и структуры коллектора происходит неравномерная выработка запасов, форсирование отбора флюидов по наиболее проницаемым участкам и их преждевременное обводнение, усложняется проведение работ по химической обработке скважин, возрастает риск блокировки нецелевых нефтеносных участков призабойной зоны пласта при водоизоляционных работах, повышение продуктивности водоносных зон при кислотных обработках и т. д. В связи с этим, одной из важных задач при эксплуатации скважин с протяженным горизонтальным стволом является разобщение зон ствола скважины.

Для решения задачи разобщения зон ствола скважины в настоящее время широко используются пакеры и пакерные системы. В зависимости от механизма работы герметизирующего элемента различают пакеры механические, гидромеханические, надувные, набухающие и комбинированные (надувные с набухающим слоем, многослойные набухающие). В зависимости от возможности извлечения пакера и его повторного использования – многоразовые с механическим извлечением, многоразовые надувные, многоразовые набухающие, одноразовые набухающие, одноразовые разбуриваемые. Каждый тип пакеров имеет свои границы применимости, недостатки и преимущества.

При работе в скважинах с горизонтальным стволом наиболее широко применяются пакеры надувные и набухающие. Это связано: во-первых, с ограничениями применимости в таких условиях механических и гидромеханических пакеров – трудности спуска, «активации», возможность спуска лишь на колтюбинге, ограничение по соотношению диаметра при транспортировке и в рабочем состоянии; во вторых, с преимуществами надувных и набухающих

пакеров – возможностью спуска на колтюбинге, немеханической «активации», более широким диапазоном расширения уплотняющего элемента, возможностью уплотнения не круглых сечений и открытого ствола.

В настоящее время разработано множество решений и вариантов исполнения надувных и набухающих пакеров [3–11]. Приниципиальными недостатками в таких пакерах являются: низкая надежность надувных – при разрушении или деформации оболочки происходит полный выход из строя; низкая адгезия и отстутствие контроля набухаемости – в набухающих. В связи с этим разрабатываются комбинированные конструкции пакеров, где имеется внешняя герметизирующая оболочка, а силовым распирающим элементом выступает не «текущая» среда, а набухающий слой или даже металлические распирающие механизмы (торсионные, пластинчатые и т. д.) [12, 13].

В данной работе предлагается возможность использования полимерно-гелевых систем (на примере реагента «Темпоскрин-Плюс» [14]) в качестве набухающего внутреннего слоя, который будет распирать внешнюю оболочку надувного пакера. Использование набухающего слоя поможет упростить конструкцию надувных пакеров, удешевить производство, упростить работы, сократить время по его установке в стволе скважины, увеличить надежность за счет наличия упругого прочного водонабухающего слоя внутри вместо текучего агента.

Для этого было проведено лабораторное исследование кинетики набухания и гелеобразования реагента «Темпоскрин-Плюс» и оценка механических свойств этих гелей.

Используемые материалы. Для проведения экспериментов были отобраны образцы реагента «Темпоскрин-Плюс ВПП» из партии № 1, изготовленные в феврале 2022 по ТУ 2216-005-05966919-2015 (Изменения 1–4), соответствующие по физико-химическим показателям требованиям ТУ «Темпоскрин-Плюс ВПП». Результаты испытаний для концентрации реагента 0,75% в воде с минерализацией 20 г/л приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты испытаний реагента «Темпоскрин-Плюс ВПП» на ТУ

Наименование показателя	Норма	Результаты испытаний	Методика
		Темпоскрин-Плюс ВПП	
Содержание гель-фракции, %	>60	68	ТУ п.5.2.
Скрин-фактор	>5	15	ТУ п.5.5.
Набухаемость, мл/г	>80	91	ТУ п.5.5.

В качестве базовой воды для приготовления полимерно-гелевой системы были выбраны вода пресная, вода минерализованная 20 г/л и вода минерализованная 100 г/л. Воды хлор-кальциевого типа готовились путем добавления солей хлорида натрия и хлорида кальция, в соотношении – 4:1.

Экспериментальная часть. Для проведения исследований были приготовлены образцы на базе реагента «Темпоскрин-Плюс». Образцы готовились в пластиковых банках объемом 50 мл. Для этого в банку засыпался реагент в количестве 38 мл насыпного объема и добавлялась вода в объеме 27 мл. В результате получались образцы геля в объеме 50 мл, цилиндрической формы диаметром 34 мм. Результирующая концентрация геля составляла порядка 50% (27–29 г реагента на 27–30 мл воды).

Добавление воды производилось с помощью шприца, путем ввода иголки внутрь насыпного объема и инъекции воды. Это делалось для того, чтобы снизить неравномерность насыщения реагента водой, так как при простой заливке реагент резко набирает воду и образует сплошную среду, через которую вода не может попасть в остальной объем сухого реагента.

Готовились гели по следующим рецептам: на базе пресной воды и воды с минерализацией 20 г/л и 100 г/л (хлор-кальциевого типа по классификации Сулина), и без добавления соды (гидрокарбонат натрия), с добавлением соды 1% и 2% (по отношению к воде) (см. табл. 2). Сода добавлялась в сухом виде к реагенту «Темпоскрин-Плюс» и тщательно перемешивалась. В процессе приготовления образцы гелировались и приобретали упругие свойства очень быстро. Всего было приготовлено 9 образцов. На рис. 1 представлены фотографии упругого геля – образца №1.

Рис. 1. Внешний вид образца №1

Таблица 2

Рецептуры образцов геля

Концентрация соды ($NaHCO_3$), %	Минерализация воды		
	0 г/л	20 г/л	100 г/л
0	**Образец №1** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода пресная	**Образец №2** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода 20 г/л	**Образец №3** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода 100 г/л
1	**Образец №4** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода пресная + 0,27 г соды	**Образец №5** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода 20 г/л + 0,27 г соды	**Образец №6** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода 100 г/л + 0,27 г соды
2	**Образец №7** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода пресная + 0,54 г соды	**Образец №8** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода 20 г/л + 0,54 г соды	**Образец №9** 38 мл ТС-Плюс + 27 мл Вода 100 г/л + 0,54 г соды

Для исследования упругих свойств была собрана установка, которая позволяет сжимать образец и измерять усилие, которое возникает при сжатии. Принципиальная схема установки показана на рис. 2. С помощью рабочего инструмента с плоской поверхностью (3) производится сжатие образца геля (1), а весы (2), на которых стоит образец, фиксируют изменение усилия при сжатии.

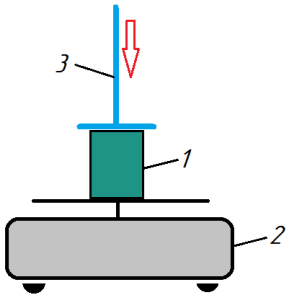


Рис. 2. Принципиальная схема установки

Для проведения испытаний все образцы были изготовлены одного размера – 4 см высотой и диаметром 34 мм. Образцы сжимались до 25% относительно начальной высоты. Результаты измерений приведены в табл. 2. На рис. 3 представлен график изменения напряжения сжатия от относительного сжатия для образцов 1, 2 и 3. По полученным данным были вычислены модули упругости при сжатии для относительного сжатия 0–10% и 10–20%. Результаты представлены в табл. 3.

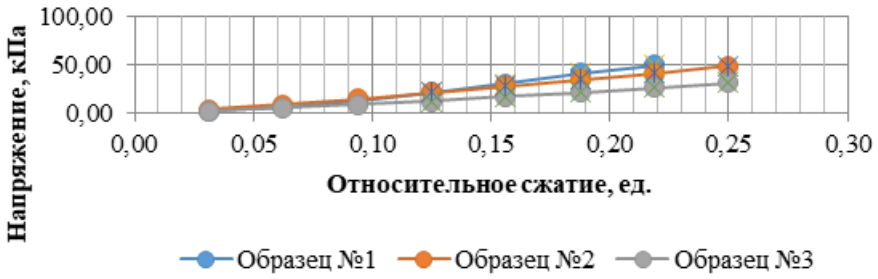


Рис. 3. Напряжение сжатия для образцов 1, 2 и 3

Таблица 3

Вычисленные значения модулей упругости для образцов

Относительное сжатие	**Модуль упругости, кПа**		
	Образец №1	**Образец №4**	**Образец №7**
0–10%	209,7	121,4	133,8
10–20%	303,1	164,1	162,6
Относительное сжатие	**Образец №2**	**Образец №5**	**Образец №8**
0–10%	184	146,2	107,8
10–20%	218,4	155,9	133,4
Относительное сжатие	**Образец №3**	**Образец №6**	**Образец №9**
0–10%	107,1	110,5	107,2
10–20%	146	132	132,7

Выводы. Были приготовлены образцы геля «Темпоскрин-Плюс» с экстремально высокими концентрациями реагента на базе вод различной минерализации (до 100 г/л) и с добавлением соды, для создания щелочной среды.

Экспериментально показано, что на базе реагента «Темпоскрин-Плюс» возможно получение упругого прочного резиноподобного материала с возможностью его использования в надувных пакерах.

Из результатов исследования упругих свойств следует, что с повышением минерализации воды снижается жесткость получаемых гелей. Модуль упругости для образца 1 (пресная вода) составляет 200–300 кПа, при относительном сжатии до 20%, а для образцов 2 (вода 20 г/л) и 3 (вода 100 г/л) – 180–220 кПа и 107–150 кПа, соответственно.

Для сравнения модуль упругости различных видов резины варьируется в пределах от 500 до 10 000 кПа.

В этой статье авторами представлена идея, целью которой является рассмотрение новых материалов при создании пакеров новой конструкции.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование,

добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Литература

1. *Юрова М.П.* Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднород-ных коллекторов // Георесурсы. 2017. Т. 19, № 3. Ч. 1. С. 209–215. https://doi.org/10.18599/grs.19.3.10

2. *Часовников Д.В.* Использование набухающих пакеров при заканчивании горизонтальных скважин // Булатовские чтения. 2019. Т. 3. С. 125–128.

3. Пакер гидронадувной [Текст]: RU 2739813 C1: МПК E21B 33/1295 / Николаев О.С.; патентообладатель Николаев О.С. № 2020129053; Заявл. 02.09.2020; Опубл. 28.12.2020, Бюл. № 1.

4. Пакер набухающий [Текст]: RU 171929 U1: МПК E21B 33/12 / Лебедев А.М., Шарафетдинов Э.А., Мурзаханов Л.Н.; патентообладатель ООО «ТАТПРОМ-ХОЛДИНГ». № 2016133353; Заявл. 12.08.2016; Опубл. 21.06.2017.

5. Надувной пакер многоразового применения [Текст]: RU 167386 U1: МПК E21B 33/12 / Светашов В.Н., Фролов С.А., Водорезов Д.Д. и др.; патентообладатель ФГБОУ высшего образования «Тюменский индустриальный университет». № 2016130867; Заявл. 26.07.2016; Опубл. 10.01.2017, Бюл. № 1.

6. Усовершенствованные надувные пакеры [Текст]: RU 2441973 C2: МПК E21B 33/127 / Сюй Ч.Ж., Эспиноса Ф., Лоувелл Д.Р. и др.; патентообладатель Шдюмбергер Текнолоджи Б.В. № 2009124443/03; Заявл. 02.11.2007; Опубл. 10.02.2012, Бюл. № 4.

7. Пакер [Текст]: RU 86650 U1: МПК E21B 33/12 / Власов А.В., Фомин А.Г. и др.; патентообладатель Власов А.В., Фомин А.Г. Ванифатьев В.И., Торопынин В.В. № 2009120279/22; Заявл. 28.05.2009; Опубл. 10.09.2009.

8. Надувной пакер с набухающим слоем [Текст]: RU 2362006 C2: МПК E21B 33/127 / Вуд Э.Т., Бадке Г.С.; патентообладатель Бейкер Хьюз Инкорпоройтед. №2006122635/03; заявл. 18.11.2004; опубл. 20.07.2009, Бюл. № 20.

9. Пакер для обсадной колонны [Текст]: RU 73912 U1: МПК E21B 33/12 / Сафин В.А., Ермаков О.Н.; патентообладатель ООО «НПП «Нефтехиммаш». № 2008105503/22; Заявл. 12.02.2008; Опубл. 10.06.2008.

10. Пакер для герметизации скважины [Текст]: RU 75423 U1: МПК E21B 33/12 / Елисеев А.А.; патентообладатель ООО «ОРКО». № 2008116339/22; Заявл. 28.04.2008; Опубл. 10.08.2008.

11. Надувной гидравлический пакер [Текст]: RU 2155857 C1: МПК E21B 33/12 / Баталов В.Г.; патентообладатель АОО «НПП «Старт». № 99104706/03; Заявл. 11.03.1999; Опубл. 10.09.2000.

12. Пакер набухающий для разобщения пластов [Текст]: RU 202539 U1: МПК E21B 33/12 / Антипов В.П., Лебедев А.М., Марданшин К.М и др.; патентообладатель ООО «Набережночелнинский трубный завод». № 2020129935; Заявл. 10.09.2020; Опубл. 24.02.2021.

13. Пакер оболочковый (варианты) [Текст]: RU 2742923 C1: МПК E21B 33/127 / Николаев О.С.; патентообладатель Николаев О.С. № 2020125442; Заявл. 23.07.2020; Опубл. 11.02.2021, Бюл. № 5.

14. *Каушанский Д.А.* Третье поколение технологии «Темпоскрин» // Нефтесервис. 2012. № 3. С. 42–44.

Исследование характеристик газожидкостной смеси при применении поверхностно-активных веществ с целью улучшения их пенообразующих свойств

Борисенко Д.О., Махамбетова М.Д., Убайханова Ф.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: com@gubkin.ru

Аннотация. Традиционно для газовых скважин при освоении используется продувка в атмосферу. Более экологичным и низкозатратным способом является применение поверхностно-активных веществ, образующих при взаимодействии с водой пену и заметно облегчающих вынос газожидкостной смеси, снижая ее плотность. Особенностью данного метода является чувствительность к составу пластовых вод. За время существования данной технологии были протестированы все типы поверхностно-активных веществ (анионноактивные, катионноактивные, неионногенные и амфотерные) и определены их пенообразующие свойства.
Ключевые слова: освоение, пенные системы, пенообразующие свойства, поверхностно-активные вещества, минерализация, характеристическая кривая; анионноактивные, катионноактивные, неионногенные, амфотерные поверхностно-активные вещества.

В процессе разработки в результате падения пластового давления, которое приводит к снижению скорости движения флюида, столб жидкости в скважине не выносится своевременно, постоянно растет и в конце приводит к ее самозадавливанию.

Цель работы – разработка рекомендаций по подбору поверхностно-активных веществ (ПАВ) в зависимости от состава и минерализации пластовой жидкости. Согласно данным по применению пенообразующих ПАВ [1–3], лучшими из них считаются анионноактивные и неионногенные, но в данном вопросе стоит учесть то, что наличие в пластовой воде различных солей по-разному влияет на образование пены, и хорошо зарекомендовавший себя ПАВ может продемонстрировать не самые хорошие показатели в отличных от ранее исследуемых условиях. Ожидая от определенного ПАВ результатов, которые возможно получить только при наилучших условиях его работы и не достигая их, на промысле могут принимать решения об увеличении вводимой дозы ПАВ, которое не сильно улучшает ситуацию и приводит к перерасходу дорогостоящего, зачастую импортируемого, реагента.

Исследования состоят из лабораторных опытов, определяющих пенообразующие свойства различных типов ПАВ в воде с содержанием солей в разных концентрациях. Собранная установка, изображенная на рис. 1, состоит из хроматографической колонки, переводной трубки, сверху закрытой силиконовой пробкой, к концу трубки подставлен градуированный цилиндр для измерения количества вынесенной жидкости и образовавшейся пены. Воздух в колонку подается через компрессор, постоянный расход газа которого 15 м^3/сут. 50 мл воды с содержанием одной из солей помещается в колонку, в нее подается воздух, предварительно добавляется ПАВ определенной концентрации. Затем по замерам на этих точках строится зависимость извлеченной массы и объема пены (по разным концентрациям). Зависимость имеет чаще всего логарифмический характер, берущий свое начало с нуля, умеренно возрастает, а затем выполаживается. Данные кривые построены для нескольких значений содержания солей, а также для дистиллированной воды.

Вторым этапом исследований являлось проведение работ на модельной газовой скважине в условиях поступления воды (рис. 2). Были получены характеристические кривые для различных

концентраций вводимого реагента. Результаты показали, что необходимо обосновывать концентрацию ПАВ в зависимости от режима работы скважины.

Рис. 1. Установка для определения пенообразующих свойств растворов ПАВ в воде

Рис. 2. Экспериментальная установка подъемника газожидкостной смеси

Анализ показывает, что движение потока по стволу скважины характеризуется разнообразием структур газожидкостных смесей и трудностью учета каждой из них. При вводе водных растворов с поверхностно-активными веществами происходит образование стабильных эмульсионных структур. Это объясняется тем, что пенообразователи в жидкости снижают скорость всплытия пузырьков газа, способствуют их дроблению и равномерному распределению в потоке. В конечном счете увеличивается полезная работа, которую выполняет газ, и уменьшаются потери на трение в результате относительного движения жидкости и газа. В ходе экспериментов авторам необходимо было выявить оптимальные концентрации ПАВ, при которых будет виден максимальный положительный эффект.

Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что ПАВ следует использовать как стабилизатор структуры, который способен создавать прочные и устойчивые границы раздела при возможно наименьшем значении поверхностного натяжения.

В результате обработки расчетов по освоению скважин с различной степенью аэрации можно сказать, что с увеличением степени аэрации при применении ПАВ происходит увеличение газонасыщенности смеси. Значительное увеличение газонасыщенности приводит к уменьшению плотности смеси, а следовательно, к уменьшению давления по стволу при замене жидкости глушения пеной. При фиксированном ограниченном значении производительности компрессора добиться нужной степени аэрации пены возможно путем изменения концентрации пенообразователя.

Литература

1. *Мордвинов А.А.* Освоение эксплуатационных скважин: Учеб. пособие. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2004. 103 с.

2. *Наджафов М.Г.* Исследование влияния поверхностно-активных веществ на гидравлическую характеристику газожидкостных потоков в целях улучшения показателей газлифтных скважин: Автореф. дис. … канд. техн. наук. Баку, 1984. 18 с.

3. *McWilliams J.P., Gonzales D.* Downhole capillary surfactant injection system pilot on low pressure gas wells in the San Juan Basin // SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 16–19 April 2005. Paper SPE-94293-MS. https://doi.org/10.2118/94293-MS

Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяного месторождения методами интенсификации притока

Васин А.С.[1]*, Абодиаб А.[2], Подопригора Д.Г.[2]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – Санкт-Петербургский горный университет, РФ, 199106,
г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2
E-mail: *ArtemVas1999@yandex.ru

Аннотация. Падение добычи вследствие снижения продуктивности скважин оказывает значительное влияние на процесс разработки и эксплуатацию месторождений. При неправильно подобранном методе интенсификации притока в низкопроницаемых пластах может наблюдаться не увеличение, а снижение продуктивности обрабатываемых добывающих скважин, что ведет к технологическим и экономическим потерям. Этот факт и необходимость поддержания проектных уровней добычи на эксплуатируемых и вновь вводимых объектах разработки объясняют важность научного обоснования метода интенсификации притока, наиболее подходящего под конкретные геолого-физические условия залегания продуктивных отложений.
Целью данной работы является подбор оптимальной технологии интенсификации притока нефти, подходящей под условия рассматриваемого объекта разработки.
Ключевые слова: нефтяное месторождение, призабойная зона пласта, кислотная обработка, низкопроницаемые терригенные коллекторы, продуктивность скважины, методы интенсификации притока.

В работе анализируются геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения, состояние его разработки, составлены технико-экономически обоснованные рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин и разработки месторождения.

Практическая значимость состоит в обосновании необходимости обработки призабойной зоны и подборе оптимальной кислотной композиции для конкретного объекта разработки.

Объектом исследования является пласт Y нефтяного месторождения X, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, сложенный низкопроницаемыми терригенными коллекторами с повышенной карбонатностью, на которых предлагается применение оптимального метода интенсификации притока. Предмет исследования – процессы, протекающие в призабойной зоне пласта при проведении кислотной обработки.

Идея работы заключается в повышении эффективности эксплуатации нефтяных скважин путем применения подобранной технологии интенсификации притока. Состав должен обеспечивать максимальную глубину проникновения активной кислоты в призабойную зону, для чего предлагается замена сильной глинокислоты на более слабую органическую, что ведет к увеличению времени реакции, снижению вероятности выноса освобожденных минеральных зерен, а также к предотвращению выпадения осадка фторида кальция и нормальной работе в условиях высоких пластовых температур [1, 2].

В результате исследования по методике Одда-Томпсона были выявлены причины загрязнения призабойной зоны, проведен анализ применяемых методов интенсификации притока. На основе обзора российской и зарубежной литературы [1–4] подобран наиболее подходящий

состав кислотной композиции для проведения обработки призабойной зоны, оценены его технологическая эффективность и экономическая рентабельность (рис. 1).

Рис. 1. Прогноз технологической эффективности после применения подобранной композиции

Литература

1. *Подопригора Д.Г., Мардашов Д.В*. Кислотный состав для освоения нефтяных скважин, вскрывших терригенные коллекторы с повышенной карбонатностью // Международный научно-исследовательский журнал 2016. № 4–6(46). С. 104–110. https://doi.org/10.18454/IRJ.2016.46.013

2. *Подопригора Д.Г.* Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенной карбонатностью: Автореф. дис. … канд. техн. наук. СПб., 2016. 22 с.

3. *Давлетов З.Р., Пахомов М.Д., Мурзатаева М.К., Дингес В.Ю*. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной кислотной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе / М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. 51 с. https://www.gubkin.ru/departaments/international_activity/files/4-report.pdf (Дата обращения 26.09.2022)

4. *Подопригора Д.Г., Мардашов Д.В*. Разработка кислотного состава для условий высокотемпературных терригенных пород-коллекторов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 6. С. 162–178. http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p162-178_PodoprigoraDG_ru.pdf (Дата обращения 26.09.2022).

Сравнительный анализ фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений Южно-Русского месторождения, полученных методами гидродинамических исследований скважин

Вяткин И.А.
ОАО «Севернефтегазпром», РФ, 629300,
ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Промысловая, д. 27
E-mail: ivan_tobol1993@mail.ru

Аннотация. В данном исследовании автором выполнен сравнительный анализ и дана качественная оценка данных гидропрослушивания скважин Южно-Русского месторождения. Оценены значения фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений, полученные при исследованиях.
Ключевые слова: газ, месторождение, скважина, туронские отложения, гидропрослушивание, проницаемость.

Промышленная нефтегазоносность в пределах Южно-Русского месторождения определена в широком стратиграфическом пределе от верхнего мела до средней юры. В 2004 г. был подготовлен проект разработки месторождения. В 2006 г. началось его обустройство. Осенью 2007 г. месторождение было введено в промышленную эксплуатацию, а летом 2009 г. – выведено на проектную мощность 25 млрд $м^3$ [1]. В настоящее время сеноманские отложения находятся в стадии падающей добычи и выработаны более чем на 50%. Одним из способов сохранения проектной ежегодной добычи является разработка трудноизвлекаемых запасов газа туронских отложений.

Туронские газовые залежи находятся на глубинах от 700 до 900 м и представлены переслаиванием глинистых песчаников и алевролитов с прослоями алевритистых глин. Характерными особенностями туронских отложений является низкая проницаемость, высокая остаточная водонасыщенность, низкая пластовая температура, высокое содержание монтмориллонита в составе глинистого материала, что вызывает его набухание при взаимодействии с водой.

Эффективная разработка таких отложений предполагает строительство горизонтальных скважин с возможным проведением многостадийного гидроразрыва пласта или скважин с восходящим профилем [2].

В соответствии с планом исследовательских работ при контроле за разработкой на Южно-Русском месторождении было проведено гидропрослушивание на туронских отложениях.

Гидропрослушивание является одним из методов исследования скважин на неустановившемся режиме фильтрации. Задача гидропрослушивания – определение фильтрационных параметров пласта на значительном расстоянии от исследуемой скважины. Этот метод позволяет количественно и качественно определить:

– гидродинамическую связь между скважинами;

– средние значения параметров проницаемости и пьезопроводности на участке между двумя исследуемыми скважинами [3].

В рамках данной работы представлена интерпретация взаимодействий возмущающих и наблюдательных скважин (рис. 1) на примере двух разных пар скважин, находящихся в непосредственной близости друг от друга.

Рис. 1. Типы скважин, участвующих в эксперименте:
а – возмущающая скважина с восходящим профилем;
б – возмущающая скважина субгоризонтальная с многостадийным гидравлическим разрывом пласта;
в – наблюдательная скважина

На протяжении всего исследования наблюдательные скважины были остановлены. В это время на возмущающих скважинах проводились исследования методом снятия индикаторной диаграммы и методом кривой восстановления давления. После чего на них проводилась отработка изохорным методом на различных режимах.

Определение времени отклика давления в наблюдательных скважинах на остановку возмущающих производилось по графику измерения давления в наблюдательной скважине, с помощью прибора САМТ-03-25, спущенного в середину интервала перфорации, и графику изменения дебита в возмущающей скважине от времени.

На основании времени фиксирования отклика давления было рассчитано значение проницаемости в исследуемой области по формуле радиуса исследования:

$$r_{ivn} = 0{,}037 * \sqrt{\frac{k * t}{m * \mu * C_t}},$$

где t – время дохода отклика, ч;
k – проницаемость, мД;
m – пористость, д.ед.;
μ – вязкость, сПз;
C_t – сжимаемость, 1/(кгс/см^2);
r_{inv} – расстояние между скважинами, м.

Для расчета проницаемости использованы следующие параметры пласта: пористость, вязкость газа и сжимаемость системы.

После расчета проницаемости был произведен расчет пьезопроводности пласта по формуле:

$$\chi = \frac{k}{m * \mu * C_t},$$

где χ – коэффициент пьезопроводности пласта.

По результатам проведения исследований методом гидропрослушивания полученные данные сопоставили с данными, полученными при проведении газогидродинамических исследований скважин.

Во-первых, расчет с использованием данного подхода предполагает распространение единых свойств по пористости и сжимаемости на всем расстоянии между исследуемыми скважинами. Предполагается, что значение этих свойств известно перед началом эксперимента. В целом процесс фильтрации упрощен, в данном подходе не учитывается динамика давления, замеренного в «слушающей» скважине.

Во-вторых, значительная разница в значениях проницаемости может быть связана со слоистой структурой коллектора, изменяющимися свойствами проводимости по слоям, из-за чего газогидродинамическая связь между скважинами осуществляется преимущественно по пропласткам высокой проводимости.

Некоторые цели, поставленные авторами, не были достигнуты. Основные причины заключаются в малой продолжительности исследования, слоистой структуре коллектора, принятии единых свойств по пористости и сжимаемости на всем простирании пласта, а также большом расстоянии между исследуемыми скважинами.

При проведении гидропрослушивания на туронских залежах необходимо выполнять определенные условия исследований, которые позволят получить качественную оценку фильтрационно-емкостных свойств пласта. Данные исследования могут быть применены для уточнения геологического строения месторождения.

Литература

1. *Миронов Е.П., Дубницкий И.Р.* Перспективы развития Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2019. № 5(784). С. 47.

2. *Мажирин Ю.А., Астафьев В.Н., Митин А.В*. и др. ГРП в туронской газовой залежи // Газовая промышленность. 2020. Специальное издание. https://neftegas.info/gasindustry/spetsialnoe-izdanie-2020/grp-v-turonskoy-gazovoy-zalezhi/ (Дата обращения 26.09.2022).

3. *Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М.* и др. Руководство по исследованию скважин / Отв. ред. Е.Н. Ивакин. М.: Наука, 1995. 522 с.

Способы повышения КПД жидкостно-газового эжектора

Горелкина Е.И.
Российский университет дружбы народов,
РФ, г. Москва, Подольское шоссе, д. 8, корп. 5
E-mail: gorelckina.evgenia@yandex.ru

Простота конструкции, удобство в применении объясняют широкое применение эжекторов в различных отраслях промышленности. Особый интерес представляют технологии с применением эжекторов, используемые при добыче нефти.

Эжектор является одним из принципиально важных элементов насосно-эжекторных систем. При реализации водогазового воздействия преимуществом его является возможность диспергирования закачиваемой смеси, что положительно сказывается на результате [1, 2]. Существенным недостатком является относительно низкий коэффициент полезного действия (КПД): всего 30–40%, что объясняется особенностями энерго- и массопереноса в процессе смешения двух потоков в камере смешения.

Целью настоящего исследования является разработка способов повышения КПД жидкостно-газового эжектора при решении нефтепромысловых задач.

В процессе работы жидкостно-газового эжектора в сопло поступает рабочий (активный) поток (вода) с запасом кинетической энергии E_1. При этом по закону Бернулли создается разрежение, за счет чего откачивается пассивный поток (газ) с кинетической энергией E_2. В камере смешения потоки смешиваются, что характеризуется интенсивным энергообменом, и на выход поступает поток, обладающий неким значением кинетической энергии E [3] (рис. 1). Величины E_1 и E_2 зависят от расходов фаз и давлений, с которыми они поступают в эжектор. Логично предположить, что для исследования способов увеличения КПД эжектора необходимо более детально изучить именно эти параметры.

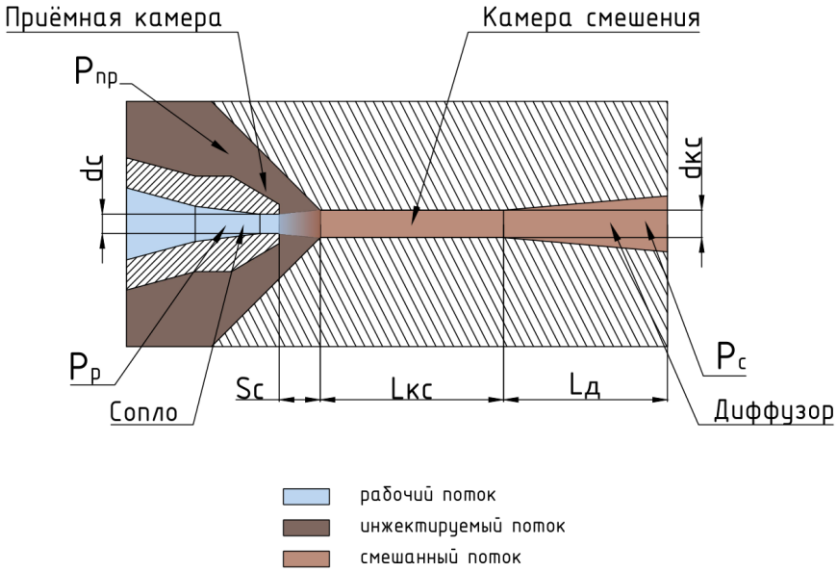


Рис. 1. Принципиальная схема эжектора [4]

Значение КПД эжектора вычисляется по формуле [3, 5, 6]:

$$\eta = \frac{Q_{Г.ВХ} P_{пр} ln \frac{P_c}{P_{пр}}}{Q_p (P_p - P_c)},$$

где $Q_{г.вх}$ – подача (расход) откачиваемого газа в условиях входа в приемную камеру эжектора;
$P_{пр}$ – давление в приемной камере эжектора;
P_c – давление на выходе струйного аппарата (эжектора),
$Q_р$ – расход рабочей жидкости через сопло эжектора;
$P_р$ – давление рабочей жидкости перед соплом эжектора.

В работе [7] приведено обоснование выбора эжектора той или иной конструкции с различными сочетаниями геометрических параметров составных его частей, а также различными углами наклона смешивающихся потоков. Выбор зависит от технологического процесса, реализуемого с применением эжекторной технологии.

Изменение значений данных параметров в процессе экспериментальных исследований позволило получить значение КПД η_{max} = 48,2% (рис. 2). Данный результат применим при утилизации назконапорного попутного газа.

Установлено, что при проведении экспериментов с эжекторами различных длин камеры смешения при фиксированном значении давления у входа в приемную камеру эжектор с меньшей относительной длиной (относительная длина – отношение длины камеры смешения к ее диаметру) развивает бóльшие КПД (рис. 3).

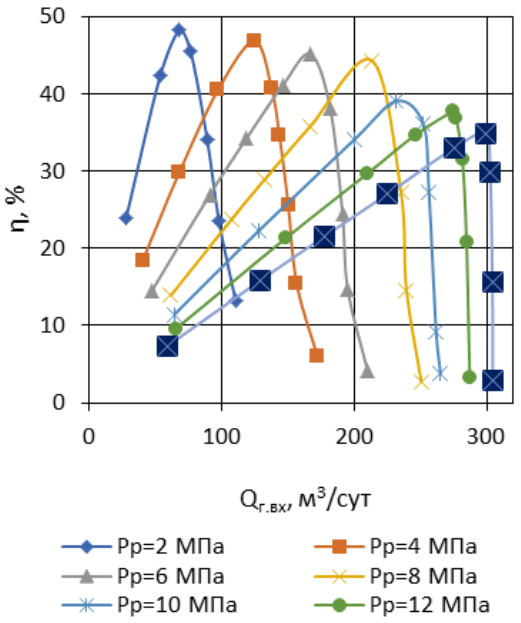


Рис. 2. Энергетические характеристики эжектора при $L_{отн}$ = 30,6 и различных $P_р$

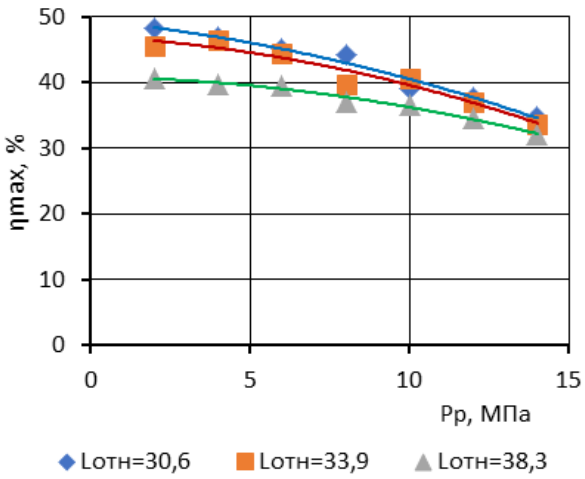


Рис. 3. Зависимости η_{max} от $P_р$ для эжектора с относительными длинами камеры смешения $L_{отн}$ = 30,6; 33,6 и 38,3

Тем не менее, при увеличении рабочего давления эжектора величина КПД уменьшается (см. рис. 2).

Экспериментальным путем вычислено, что на эффективность эжектора оказывает непосредственное влияние состав рабочей жидкости. Некоторые электролиты при растворении в воде способны подавлять коалесценцию газовых пузырьков, для каждого такого электролита существует диапазон концентрации, в пределах которого при увеличении концентрации подавляется коалесценция газовых пузырьков [8]. При этом улучшается энергообмен между активным и пассивным потоками, что положительно сказывается на значении КПД [9].

Литература

1. *Горелкина Е.И.* Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 4(32). С. 28–35.

2. *Горелкина Е.И.* Изучение комплекса факторов, влияющих на устойчивость водогазовой смеси с целью успешной реализации водогазового воздействия и увеличения нефтеотдачи // Актуальные проблемы недропользования: Тез. докл. XIX Всероссийской конференции-конкурса студентов и аспирантов. Т. 1. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. С. 50–51.

3. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И.* Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле. М.: Спутник+, 2020. 391 с.

4. *Дроздов А.Н., Чернышов К.И., Шинков Н.И.* и др. Влияние температуры рабочей жидкости на добычу высоковязкой нефти гидроструйными насосными установками // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 87–91. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-87-91

5. *Дроздов А.Н., Горелкина Е.И.* Разработка насосно-эжекторной системы для реализации водогазового воздействия на пласт с использованием попутного нефтяного газа из затрубных пространств добывающих скважин // Записки горного института. Т. 254. С. 191–201. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.34

6. *Красильников И.А.* Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М., 2010. 20 с.

7. *Паневник Д.А.* Повышение энергетической эффективности использования нефтяных струйных насосов // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 2. С. 181–192. https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-2-181-192

8. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И.* Влияние минерализации рабочей жидкости на характеристики жидкостно-газовых эжекторов // Бурение и нефть. 2019. № 7–8. С. 42–45.

9. *Дроздов А.Н., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И., Дроздов Н.А.* Повышение эффективности работы жидкостно-газового эжектора // Вестник Российского университета дружбы народов. Сер. Инженерные исследования. 2019. Т. 20, № 3. С. 254–260. https://doi.org/10.22363/2312-8143-2019-20-3-254-260

Оптимизация процесса заводнения нефтяных пластов в условиях неоднородности и неопределенности геологических свойств

Гулиев Р.З.
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 17
E-mail: r.guliev@narfu.ru

Аннотация. В данной работе показаны результаты разработки алгоритма глубокого обучения – генеративно-состязательной сети и демонстрация процесса генерации синтетической геологической модели с интеграцией данных о проницаемости скважин в модель, а также процесс снижения неопределенности свойства проницаемости путем внедрения пары генеративно-состязательная сеть – ансамблевый сглаживатель. В качестве демонстрации прикладного эффекта от внедрения алгоритма показано решение задачи оптимизации заводнения нефтяного пласта на модели в условиях неоднородности и неопределенности геологических свойств пласта. По результатам решения задачи показан технологический эффект в увеличении накопленной добычи нефти, снижении накопленной добычи воды и увеличении коэффициента извлечения нефти.
Ключевые слова: интеграция данных в модель, геологическая неопределенность, неоднородность пласта, проницаемость, нейронные сети, глубокое обучение, параметризация пласта, оптимизация.

Введение. Исследования показывают, что динамическая оптимизация процесса заводнения на основе геолого-гидродинамических моделей улучшает экономические показатели жизненного цикла нефтяных месторождений [1, 2]. Одной из основных проблем оптимизации является высокий уровень неопределенности, увеличивающийся в результате усложнения процесса моделирования процесса заводнения. В результате потенциальные преимущества динамической оптимизации не реализуются в полной мере и не достигается целевое значение оптимизации.

Ключевым шагом в процессе интеграции данных в модель является прогнозирование пространственного распределения геологических фаций. Этот шаг включает в себя построение реалистичной модели, учитывающей прямые измерения, доступные при небольшом количестве прямых наблюдений, например, только данных геофизических исследований (ГИС). Именно ограниченность прямых измерений приводит к геологической неопределенности, влияющей на технологические процессы разработки месторождений нефти и газа. Методы интеграции данных основаны на распределении Гаусса, поэтому их эффективность снижается, когда априорные данные описываются терминами сложного фациального распределения [3].

Решение проблемы интеграции данных в модель, а в последующем – решение различных оптимизационных задач – важная и актуальная задача, решению которой посвящена настоящая работа.

В первой части работы показан процесс генерации свойств пласта при помощи алгоритма глубокого обучения. Во второй части работы показана разработанная архитектура глубокой сети, включающая пару глубоких сверточных автоэнкодеров, которые связаны для совместного извлечения пространственных данных для нелинейного обратного отображения между данными и

моделью. Показано решение задачи оптимизации заводнения нефтяного пласта на модели в условиях неоднородности и неопределенности геологических свойств пласта.

Методология исследования. Для генерации фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в первой части работы автор использовал генеративно-состязательную сеть (ГСС), где генератор (G) и дискриминатор (D) разработаны в виде сверточных нейронных сетей (CNN), используя эффективность возможностей CNN по извлечению признаков изображения.

Случайный вектор z подается в ГСС, обычно выбирается из нормального распределения $z \sim p\,(z) = N\,(0,1)$, и ожидается, что он выведет реальное изображение x, которое воспроизводит основные свойства обучающей выборки. Процесс генерации осуществляется генератором G, который обучен отображать выборку из z в x. Сгенерированное изображение и реальное изображение затем вводятся в D, которая обучена оценивать вероятность того, что изображение является реальным (из обучающего набора данных) или поддельным (сгенерированным G). G и D обучаются по очереди, оптимизируя следующую $min - max$ целевую функцию, улучшающую их генерирующую и различающую способности:

$$\frac{\min}{G}\frac{max}{D}\left\{E_{x\sim\, p_{data}}[logD(x)] + E_{z\sim p_z}[\log\left(1 - D\big(G(z)\big)\right)]\right\},$$

где p_{data} и p_z – распределение обучающих данных и скрытых векторов, соответственно;
x и z – обучающие модели и скрытые векторы, соответственно.

Обучающее изображение представляет собой изображение, сгенерированное с использованием многоточечной статистики [4]. Обучающее изображение – синтетический разрез пласта с анизотропией по проницаемости.

При наличии данных реального месторождения, например, данных ГИС, обратные модели могут быть быстро получены с использованием обученной архитектуры глубокой сети.

Во второй части работы набор данных, используемый в эксперименте, представляет собой небольшое подмножество 2D-негауссовых изображений, состоящих из высокопроницаемых каналов. В наборе данных есть пять возможных геологических предшествующих сценариев. Изображения обозначаются как X, при этом прямая модель представляет собой линейный оператор G, а результирующие смоделированные ответы обозначаются как Y. Физическая система представляется как $Y = G(X)$ или $D = G(M)$.

Цель эксперимента – обратное отображение $M = G'(D)$, которое не является тривиальным, если M не является гауссовым (что воспроизводит задачу зональной неоднородности), а G нелинейна.

После применения алгоритма обучения векторы z_m представляют собой аналоги моделей M, а z_d – данные D. Прямая модель G теперь представлена моделью регрессии, которая отображает z_m в z_d, как эффективная прокси-модель. Учитывая вектор наблюдения $d_{\text{наб}}$, ансамбль априорных значений z_m итеративно усваивается с использованием алгоритма ESMDA, где каждое соответствующее z_d получается из прокси-модели.

Для дальнейшей оптимизации процесса заводнения в качестве примера была выбрана одна из реализаций «восстановленного» пласта и внедрена в гидродинамическую модель.

Результаты исследования. Результат первого эксперимента показал восстановление разреза пласта с некоторыми особенностями распределения проницаемости.

После создания обученной модели ее можно использовать в режиме реального времени для сопоставления данных по фильтрации флюида с распределением свойств пласта. В отличие от традиционных методов – методов интеграции данных в модель, использующих данные добычи для выполнения калибровки модели с помощью градиентных методов или безградиентных методов, подход, предложенный в данной работе, не требует данных добычи для построения модели. Таким образом, рабочий процесс может быть легко интегрирован в современные практики в отрасли, где он может быть использован в качестве инверсионной прокси-модели.

Результаты процесса оптимизации, перенесенной на гидродинамическую модель реализации фильтрационного параметра пласта, показаны в сравнении с базовой стратегией управления заводнением пласта. Базовая стратегия управления заводнением пласта – без использования системы глубокого обучения и модели устройств контроля притока. Результаты исследования показали, что за 15 лет разработки месторождения остаются участки, неохваченные заводнением, что крайне негативно сказывается на коэффициенте извлечения нефти (КИН).

В случае с применением пары ГСС – ансамблевый сглаживатель и оптимизации при помощи устройств контроля притока – за 15 лет разработки охват практически полный. Также можно отметить, как устройства контроля притока не позволяют произойти раннему прорыву воды по высокопроницаемому каналу, который был предсказан при помощи пары ГСС – ансамблевый сглаживатель.

Результаты моделирования двух вариантов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Технологические показатели разработки пласта для двух вариантов заводнения

Годы отчетного периода	Обводненность для базового варианта, доли ед.	Обводненность для варианта с оптимизацией, доли ед.	КИН для базового варианта, %	КИН для варианта с оптимизацией, %	Накопленная добыча нефти для базового варианта, тыс. ст. м^3	Накопленная добыча нефти для варианта с оптимизацией, тыс. ст. м^3	Накопленная добыча воды для базового варианта, тыс. ст. м^3	Накопленная добыча воды для варианта с оптимизацией, тыс. ст. м^3
2000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2001	0,80	0,00	16,12	3,92	112,24	27,27	49,43	0,00
2002	0,90	0,00	21,43	9,44	149,20	65,71	290,17	0,00
2003	0,93	0,00	25,53	15,74	177,70	109,59	613,69	0,00
2004	0,94	0,48	29,12	22,99	202,73	160,03	980,75	3,31
2005	0,95	0,54	32,48	30,04	226,13	209,14	1379,52	57,11
2006	0,95	0,62	35,67	36,98	248,29	257,41	1800,87	125,75
2007	0,96	0,76	38,37	42,73	267,12	297,42	2242,88	217,97
2008	0,97	0,82	40,53	47,02	282,14	327,34	2703,95	335,72
2009	0,98	0,88	42,16	50,37	293,51	350,63	3183,20	475,10
2010	0,98	0,91	43,50	52,97	302,79	368,71	3675,46	631,64
2011	0,98	0,93	44,71	55,06	311,25	383,30	4180,02	801,98
2012	0,99	0,94	45,84	56,83	319,14	395,64	4695,74	984,47
2013	0,99	0,95	46,91	58,35	326,58	406,18	5223,29	1178,50
2014	0,99	0,96	47,93	59,65	333,62	415,24	5758,84	1381,55
2015	0,99	0,97	48,89	60,80	340,37	423,26	6303,19	1592,70

Гидродинамическое моделирование показало увеличение коэффициента извлечения нефти при варианте с оптимизацией процесса заводнения на 11,91%, увеличение накопленной добычи нефти на 829 тыс. $м^3$, снижение накопленной добычи воды на 4711 тыс. $м^3$.

Таким образом, можно сделать вывод об эффективности применения технологии пары ГСС – ансамблевый сглаживатель для решения двухэтапной задачи оптимизации процесса заводнения нефтяного пласта с учетом неоднородности и неопределенности ФЕС пласта.

Заключение. Автор работы показал эффективность алгоритмов глубокого обучения – генеративно-состязательных сетей при решении задачи реконструкции сложных пластовых систем с анизотропией свойств и последующей параметризации для решения задачи интеграции данных в модель. Эксперименты с ГСС показали успешный результат благодаря их уникальной способности воссоздавать объекты различной сложности, учиться на подобных примерах.

Результаты исследования также показали эффективность алгоритмов глубокого обучения в оптимизации процесса заводнения нефтяного пласта, что связано с их способностью прогнозировать сложные геологические структуры.

Литература

1. *Brouwer D.R., Jansen J.-D.* Dynamic optimization of waterflooding with smart wells using optimal control theory // SPE Journal. 2004. Vol. 9, No. 4. P. 391–402. https://doi.org/10.2118/78278-PA

2. *Peters E., Arts R.J., Brouwer G.K.* et al. Results of the Brugge benchmark study for flooding optimization and history matching // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2010. Vol. 13, No. 3. P. 391–405. https://doi.org/10.2118/119094-PA

3. *Canchumuni S.W.A., Castro J.D.B., Potratz J.* et al. Recent developments combining ensemble smoother and deep generative networks for facies history matching // Computational Geosciences. 2021. Vol. 25, No. 1. P. 433–466. https://doi.org/10.1007/s10596-020-10015-0

4. Handbook of mathematical geosciences / Ed. by B.S. Daya Sagar, Q. Cheng, F. Agterberg, Cham, Switzerland: Springer, 2018. 914 p. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78999-6

Усовершенствование технологии исследования горизонтальных скважин на основе численного моделирования многокомпонентных притоков

Гуляев Д.Н., Соловьева В.В., Бакинова Е.В.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *katya-bakinova@mail.ru

Аннотация. В работе предложена методика интерпретации и технология проведения промыслово-геофизических исследований скважин на месторождениях с аномально низкими значениями проницаемости, разрабатываемых горизонтальными скважинами. Представлены результаты моделирования геофизических полей при разработке горизонтальными скважинами, рассмотрены зависимости поведения поля температуры от профиля и состава притока. Предлагаемый подход опробован в реальных скважинах. В ходе анализа данных, полученных при исследованиях нескольких скважин и моделировании поведения теплового поля, авторы сделали вывод, что для повышения информативности данных, полученных в ходе проведения исследований, необходимо обратить особое внимание на эффекты, возникающие в первые часы работы скважины. Влияние адиабатического эффекта в начале работы скважины достаточно велико, чтобы сильно изменить фоновое поле температуры. Вследствие чего авторы предложили воспользоваться технологией «сильное воздействие – замер – слабое воздействие», которая позволяет сформировать устойчивое тепловое поле и может использоваться для количественной интерпретации результатов исследований.
Ключевые слова: контроль разработки нефти и газа промыслово-геофизическими методами, промыслово-геофизические исследования эксплуатационных горизонтальных скважин, термометрия скважины, эффект калориметрического смешивания, адиабатический эффект, профиль притока.

Для оптимизации режимов работы скважин и эффективной выработки углеводородов на месторождениях, имеющих сложную структуру коллектора и аномальные фильтрационные параметры, важно проводить мониторинг изменения профиля притока в скважине. На основе мониторинга температурного поля авторы постарались дать количественную оценку профиля притока. Термические исследования, единственные из стандартных методов, сохраняют информативность при диагностике и оценке слабых притоков. Рассматриваются возможности расширения геолого-технических условий, в которых на основе мониторинга температурного поля становится возможным решение задачи количественной оценки профиля притока.

Замеры на залежах с аномально низкими значениями проницаемости, насыщенных легкой нефтью, с высоким газосодержанием бывают сложны в интерпретации, одной из основных проблем является определение фоновой температуры.

Технология «слабое воздействие – замер – сильное воздействие» относится к классическим и используется повсеместно на месторождениях. Для скважин с низкой проницаемостью и легкой нефтью она не позволяет решить поставленные задачи, в связи с тем, что при выходе скважины на высокий объем добычи увеличивается и воздействие адиабатического эффекта в ней. Это хорошо видно из классической формулы баланса тепловых потоков при движении упругой жидкости в пористой среде:

$$N_{T_\lambda} + N_{\text{T}_w} + N_{\text{T}_\eta} + N_{\text{T}_\varepsilon} =$$

$$div\lambda_{\text{Тпс}} \cdot gradT - c\gamma_{\text{ф}} \cdot \overline{w} \cdot gradT + K_{\text{п}} \cdot c\gamma_{\text{ф}} \cdot \eta_{\text{Т}} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} - K_{\text{п}} \cdot c\gamma_{\text{ф}} \cdot \varepsilon_{\text{Т}} \cdot gradP = c\gamma_{\text{пс}} \frac{\partial T}{\partial t}.$$

Из формулы видно, что адиабатический эффект, зависящий от давления, в первые часы работы скважины будет преобладать. В рассматриваемых авторами скважинах было выявлено, что такое воздействие достаточно сильно меняет тепловое поле. Вследствие чего произвести количественную интерпретацию данных невозможно (рис. 1).

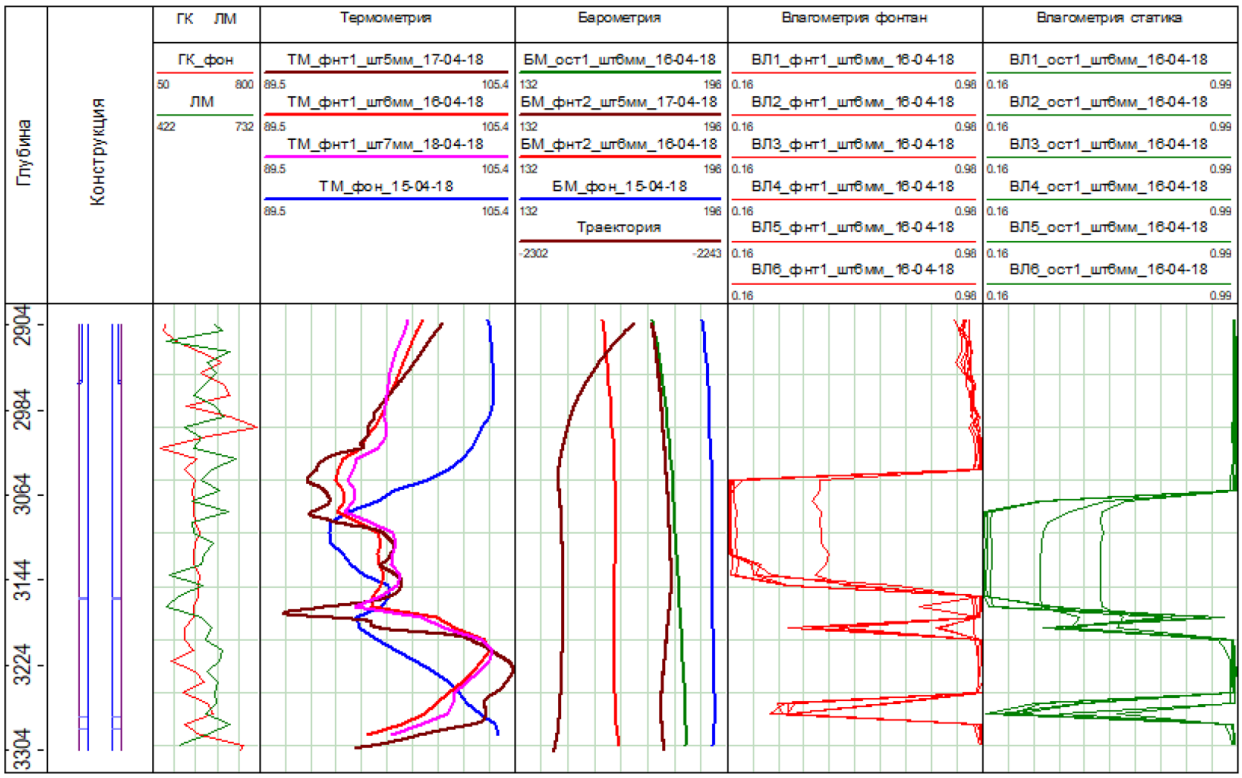


Рис. 1. Результаты промыслово-геофизических исследований в скважине X1

На рис. 1 видно, что под влиянием дроссельного и адиабатического процессов, сопутствующих притоку, температура в стволе стала существенно ниже фоновой. Знак аномалий смешивания и фоновая температура перестали соответствовать друг другу. Однако, если предложить изменить технологию и изначально провести «сильное воздействие», можно искусственно создать устойчивое тепловое поле. Для подтверждения технологии было проведено моделирование процессов в скважине. По полученным данным было выявлено, что поле температур изменяется – происходит сильное охлаждение коллектора и добываемого флюида [1].

Стоит отметить, что измерение после проведения такого воздействия может служить контрольным замером и использоваться при интерпретации. В этом случае авторы предлагают использовать методику, основанную на калориметрическом смешивании. Проблема использования такой методики заключается в отсутствии информации о температуре флюида. Однако, если использовать представленную технологию, то температура флюида будет представлена на термограмме, произведенной сразу после проведения сильного воздействия.

Иными словами, авторы считают, что влияние адиабатического эффекта может сильно охладить флюид и эту температуру можно увидеть при последующих измерениях [2].

В табл. 1 приведены результаты интерпретации промыслово-геофизических исследований в эксплуатационной скважине. Исследованиям предшествовал цикл многостадийного гидроразрыва пласта, сформировавший в интервалах портов устойчивые фоновые температурные адиабатические аномалии.

Таблица 1

Результаты интерпретации термических исследований в скважине механизированного фонда (ЭЦН)

Кровля интервала, м	Подошва интервала, м	Доля притока, %
3735,0	3752,0	20
3674,4	3692,6	2
3531,1	3556,6	22
3445,9	3463,3	17
3367,4	3394,6	23
3305,61	3324,5	10
3236,2	3252,8	6

Выводы. Авторская технология проведения исследований опробована, может быть успешно применена на месторождениях с аномально низкой проницаемостью коллекторов, когда стандартные подходы не работают, не только увеличивает информативность полученных данных, но и позволяет использовать достаточно простую методику интерпретации [3].

Литература

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Интерпретация методов промыслово-геофизического контроля при оценке состава и профилей притока в эксплуатационных скважинах: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2004. 74 с.

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

3. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. 894 с.

Изучение возможностей 3D-моделирования и аддитивных технологий на основе термопластичных материалов для ограничения выноса песка в добывающих скважинах

Дрозд А.С.*, Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *idrozd1999@gmail.com

Аннотация. В данной работе представлена возможность проектирования противопесочных фильтров в системе автоматизированного проектирования Компас-3D российской компании АСКОН, а также его изготовление по технологии Fused deposition modeling – послойной печати расплавленной полимерной нитью на 3D-принтере Picaso. Экспериментально исследована возможность удержания различных видов песка данными моделями.
Ключевые слова: противопесочный фильтр, система автоматизированного проектирования, Компас-3D, 3D-печать, вынос песка, модель, фиктивный грунт.

В настоящее время существует проблема выноса песка из скважины, которая обуславливается добычей из слабосцементированных коллекторов, высокой депрессией, загрязненностью призабойной зоны [1]. В свою очередь, песок негативно влияет на темпы отбора пластового флюида и износ подземного и наземного оборудования, что ведет к увеличению операционных затрат [2, 3]. В работе рассматривается возможность 3D-проектирования пористой среды на базе представлений о фиктивном грунте, 3D-печати фильтров и изучены некоторые их фильтрационные и фильтрующие свойства.

В качестве прототипа 3D-модели использована известная из подземной гидромеханики модель фиктивного грунта, представляющего собой массив сферических частиц заданного размера [4], укладываемых с различной плотностью упаковки. Концепция фиктивного грунта использована для проектирования 3D-моделей пористых сред, а также изготовления их реальных физических копий методом 3D-печати.

В отличие от известной модели фиктивного грунта, в 3D-модели необходимо учитывать фактор связанности отдельных сфер между собой. Это необходимо для изготовления консолидированного фрагмента пористой среды. При этом расчетная пористость по формуле Слихтера будет больше. Графически этот фактор задается областью пересечения сфер между собой. Изначально предполагалось, что 3D-модель пористой среды проектируется в качестве фильтра для улавливания частиц песка. Поэтому макроскопическая геометрия пористой среды проектировалась в виде консолидированного керна с заданной пористостью.

Для построения моделей фильтра сначала необходимо выбрать систему автоматизированного проектирования (САПР). Выбор был сделан в сторону российского разработчика программного обеспечения АСКОН с его продуктом Компас-3D, так как он полностью удовлетворял потребностям, необходимым для проектирования модели фильтра и других вспомогательных деталей для проведения исследований, а именно – трехмерное моделирование сборки и создание массивов.

Алгоритм создания фильтра с заданными параметрами включает следующие этапы.

1. Построение сферы заданного радиуса.
2. С помощью функции массива создание достаточного количество сфер, примыкающих друг к другу, после чего обрезание их по необходимому размеру.

3. При помощи функции «сборка» наложение получившихся деталей друг на друга с образованием цилиндрического фильтра.

4. Создание файла 3D-модели.

На рис. 1 показана графическая последовательность представлений образца при построении 3D-модели пористого фильтра.

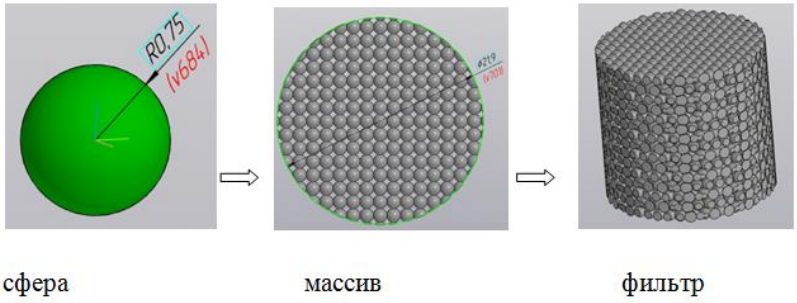


Рис. 1. Последовательность представлений образца фильтра в САПР «Компас-3D»

В дальнейшем 3D-модели были использованы для изготовления физических копий фильтра методом 3D-печати технологией послойной печати расплавленной полимерной нитью (Fused deposition modeling), которая заключается в выдавливании полимерной нити под температурой, поддерживающей полужидкое состояние полимера, и нанесении слоев друг на друга, постепенно формируя готовое изделие. Печать проводилась на принтере модели Picasso из пластика марки PETG. Разработанные модели могут быть использованы для изготовления фильтров не только по исследованной, но и другой аддитивной технологии.

Для изучения фильтрационных и фильтрующих свойств физических копий 3D-моделей фильтров были собраны лабораторные установки, вариант одной из которых представлен на рис. 2.

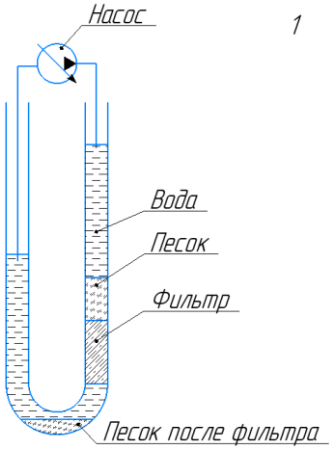


Рис. 2. Лабораторная установка для изучения фильтрационных и фильтрующих свойств фильтров

Установка состоит из U-образной прозрачной трубки, в одном из колен которой размещается фильтр. Геометрические размеры фильтра задавались на этапе проектирования и имели минимальный зазор между внутренним диаметром трубки и внешним диаметром фильтра. Для создания непрерывного потока воды через фильтр использован перистальтический насос, выкачивающий воду из одного колена и нагнетающий воду в другое колено. При постоянной скорости подачи воды за счет сопротивления фильтра возникает разность уровней жидкости в

коленах. По разности уровней при известной скорости подачи воды рассчитывают гидравлическое сопротивление фильтра, а с учетом геометрии образца – проницаемость материала фильтра.

Фильтрующие свойства определялись путем измерения количества песка, прошедшего через фильтр и осевшего в нижней части трубки.

В результате исследований на фильтрах была определена проницаемость материала фильтра. Кроме этого, проведено измерение процента задержания механических частиц этим фильтром на примере стандартного песка фракции 0,1–0,25 мм, соответствующего ГОСТ 22551-77, марки ВС-050-1, и песка, извлеченного из скважины Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Количество песка измерялось по наблюдению за объемом песка, осевшего в нижней части U-образной трубки. Некоторые результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

Фильтрационные и пескоудерживающие свойства фильтров, спроектированных в САПР Компас-3D и изготовленных методом 3D-печати

№ обр.	Диаметр сфер фильтра, мм	Проницаемость, Д	Тип песка	Удержание песка, %
1	1	35,3	Стандартный	100
			Уренгойский	92,7
2	1,5	130,9	Стандартный	97,7
			Уренгойский	89,2
3	2	202,8	Стандартный	86
			Уренгойский	65,2

По результатам видно, что проницаемость фильтра можно регулировать на стадии проектирования, задавая размер сферических элементов. Пескоудерживающие свойства зависят от типа песка и размера сферических элементов фильтра.

Результаты проделанной работы позволили сделать вывод о принципиальной возможности применений технологий 3D-проектирования и 3D-печати для создания противопесочных фильтров и их моделей.

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

Литература

1. *Малюков В.П., Старовойтова Ю.И.* Совершенствование технологий ограничения выноса частиц породы при разработке месторождений углеводородов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 3. С. 61–68. https://doi.org/10.25018/0236-1493-2018-3-0-61-68

2. *Клыков В.Ю., Емельянов Д.В.* Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 49–55.

3. *Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б.* Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 6–13.

4. *Пономарева И.Н., Мордвинов В.А*. Подземная гидромеханика: Учеб. пособие. Пермь: Изд-во Пермского гос. техн. ун-та, 2009. 136 с.

Методика подбора способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках

Калистратов К.А.[1]*, Новиков А.М.[2], Зубанков В.С.[1]
1 – Тюменский государственный университет, РФ, 625003, г. Тюмень, ул. Ленина, д. 16
2 – Томский политехнический университет, РФ, 634050, г. Томск, пр-т Ленина, д. 30
E-mail: *kirillkalistratov.kirill@yandex.ru

Аннотация. В данной работе приведен сравнительный анализ методик оценки способа эксплуатации скважин, выявлены их ключевые преимущества и недостатки. Представлена авторская методика подбора способа эксплуатации скважин в условиях нефтяных оторочек. Доказана технологическая и экономическая эффективность предлагаемой методики, проверенной на одном из месторождений с нефтяной оторочкой компании «ЛУКОЙЛ-Коми».
Ключевые слова: нефтяная оторочка, подгазовая зона, способ эксплуатации скважин, методика для выбора способа эксплуатации скважин.

Выбор способа эксплуатации скважин для рентабельной и технико-экономически целесообразной эксплуатации месторождения важен на начальном этапе проектирования разработки. Для скважин в нефтяных оторочках данный вопрос играет особо важную роль, так как для разработки подгазовых зон подходят способы добычи как чисто нефтяных, так и чисто газовых месторождений.

В рамках данной работы были рассмотрены 4 основные методики для подбора способа эксплуатации скважин (табл. 1).

Таблица 1

Методы оценки способов эксплуатации скважин

	Экспертная оценка	Карта применимости	Метод динамики «средней» скважины	Интегрированное моделирование
Скорость расчета	Высокая	Средняя	Средняя	Низкая
Количество входных данных	Малое	Малое	Среднее	Большое
Количество выходных данных	Малое	Среднее	Среднее	Большое
Учет PVT-свойств флюидов	–	+	+	+
Учет ограничений по максимальному газовому фактору	–	+	+	+
Возможность расчета экономической эффективности	–	–	+	+
Учет протекания процессов во времени	–	–	+	+
Учет наземного оборудования	–	–	–	+
Ориентир на прорывы газа и воды	–	–	+	+

Основными методиками, которые используют при оценке способа добычи на ранних этапах проектирования месторождения, являются метод экспертной оценки, карта применимости и метод динамики «средней» скважины. Ввиду высоких требований к качеству и количеству исходной информации интегрированное моделирование зачастую используется на более поздних этапах разработки месторождения.

Авторами работы [1] была разработана методика для подбора способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках. Данная методика состоит из инструментов, которые построены на основании уже существующих систем для оценки способа эксплуатации скважин, но больше ориентированы на ключевые особенности нефтяных оторочек: прорывы газа и воды, малая толщина нефтенасыщенной части. В начале работы по предлагаемой методике необходимо определиться со степенью изученности объекта разработки. Затем, в зависимости от того, какие исходные данные имеются, будет происходить работа по одной из трех систем для оценки (экспертная оценка, карты применимости, гидродинамическое моделирование), в результате чего будет подобран оптимальный способ эксплуатации скважины.

Предлагаемая методика позволит определиться с тем, какой именно системой оценки необходимо воспользоваться, какие входные параметры будут для этого нужны и какие выходные параметры будут получены.

На данный момент авторами разработана таблица для экспертной оценки способов добычи скважин с учетом особенностей каждого способа эксплуатации применительно к разработке нефтяных оторочек (табл. 2).

Таблица 2

Экспертная оценка способов эксплуатации скважин

	УЭЦН	УШГН	Фонтан	Газлифт	УСН	УВН
Угол наклона ствола скважины, °	30–80	40	70	70	40–45	40
Износ оборудования	–	–	+	+	+	–
Глубина работы	400–5000	300–3500	250–4500	400–5000	400–3500	300–2500
Допустимое газосодержание, %	25*–85**	25	100	100	50	50
Допустимая обводненность, %	99	99	50	50	99	60
Работа с высокой вязкостью	–	+	–	+	–	+
Работа с механическими примесями	–	+	+	+	–	+
Работа при максимальном дебите, м³/сут	4700	500	60	5200	3700	600
Необходимость доп. кап. затрат	+	–	+	+ / –	–	–
Уровень производственной опасности	+	–	–	+	–	+
Необходимость профессиональной подготовки	+	–	+	+ / –	–	–
Итоговый балл (из 11)	7–8	4	8	9–11	5	6

* – без газосепаратора
** – с газосепаратором

Метод экспертной оценки применим для оперативной оценки способов добычи с учетом минимального количества исходной информации. Так, например, при первичной оценке способов добычи видно, что струйный и штанговый глубинный насосы являются наименее подходящими для работы в условиях нефтяных оторочек [2], при получении новой информации об объекте эксплуатации зачастую используются другие системы оценки.

Авторами разработан инструмент, который автоматически строит карты применимости способов эксплуатации скважин при различных условиях: дебит, газовый фактор, обводненность, устьевое давление (рис. 1).

ГФ, м³/м³	WCT, %	Дебит жидкости на устье, м³/сут						
		10	75	125	250	350	600	800
100	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%
400	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%
800	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%
1200	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%
1500	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%
2500	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%	газлифт	газлифт	фонтан	фонтан
3500	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН50%	ЭЦН50%	газлифт	газлифт	фонтан	фонтан
5000	75%	ЭЦН25%+ЭЦН50%	ЭЦН50%	газлифт	газлифт	газлифт	фонтан	фонтан

Рис. 1. Карта применимости способов эксплуатации скважин

Данный инструмент учитывает расчет PVT-свойств нефти и газа, корреляции многофазного потока для расчета потерь давления по стволу скважины, естественную и механическую сепарацию газа в скважине, а также узловой анализ скважины. Благодаря картам возможно определение границ применимости различных способов добычи – границы на карте, построенной по данным месторождения с нефтяной оторочкой компании «ЛУКОЙЛ-Коми», совпадают с фактическими данными использования способов эксплуатации.

Заключительным этапом разработанной методики является гидродинамическое моделирование процессов разработки нефтяных оторочек с учетом различных способов эксплуатации. На рассматриваемом месторождении выделен участок с нефтяной оторочкой длиной 7500 метров и углом наклона 5 градусов. Рассмотрены 6 вариантов разработки:

1) эксплуатация с помощью фонтанного подъемника;
2) эксплуатация с помощью газлифтного подъемника;
3) эксплуатация с помощью установки стандартного электроцентробежного насоса (ЭЦН), способного работать при содержании газа на входе в установку 25%;
4) эксплуатация с помощью ЭЦН, способного работать при содержании газа на входе в установке 50%;
5) изначальная эксплуатация с помощью стандартного ЭЦН с дальнейшим переходом на фонтанную добычу;
6) изначальная эксплуатация с помощью более устойчивого к газу ЭЦН с дальнейшим переходом на фонтанную добычу.

На данный момент месторождение разрабатывается с помощью стандартного ЭЦН (3-й вариант). Произведено сравнение вариантов эксплуатации с 3-м вариантом. Основным показателем оценки способов добычи является накопленная добыча нефти (рис. 2), которая участвует в дальнейшем при экономической оценке способов эксплуатации. Минимальная накопленная добыча нефти наблюдается при использовании стандартного ЭЦН, так как при быстром прорыве газа из газовой шапки насос быстро деградировал. Но при переходе с насосной эксплуатации на фонтанную наблюдается значительный прирост накопленной добычи нефти. Таким образом, максимальная накопленная добыча нефти наблюдается при использовании 6-го варианта. Потенциальный прирост накопленной добычи нефти составляет 88 тыс. м^3. Затем при экономической оценке описанных выше вариантов было выявлено, что максимальный

экономический эффект наблюдается также в 6-м варианте, а потенциальный прирост чистого дисконтированного денежного потока составляет 6 млрд рублей.

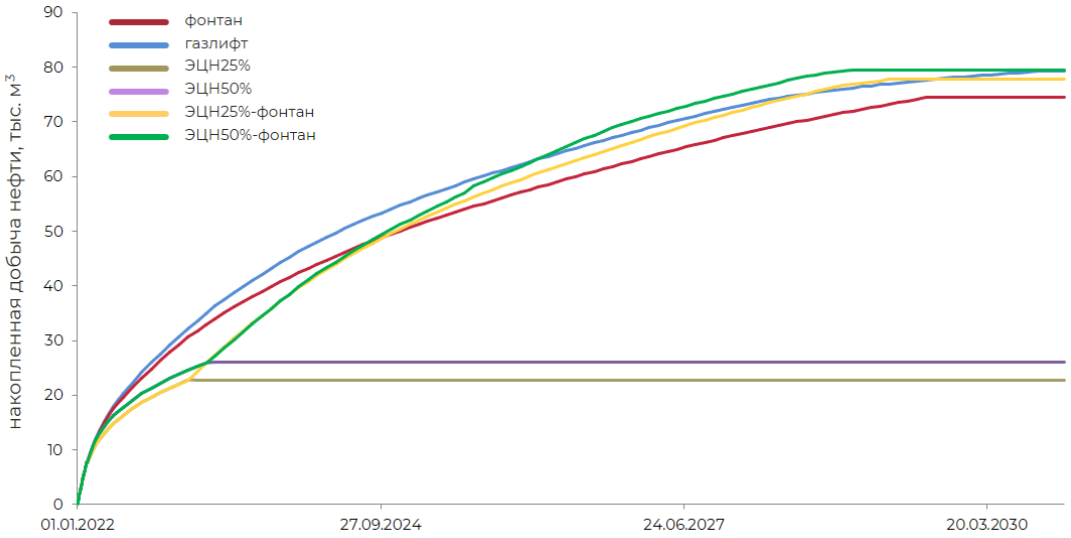


Рис. 2. График накопленной добычи нефти скважины W1
при различных способах эксплуатации с течением времени

В данной работе представлена разработанная методика подбора способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках, описано применение данной методики на месторождении с подгазовой зоной компании «ЛУКОЙЛ-Коми», доказан технико-экономический эффект от потенциального применения данной методики.

Литература

1. *Калистратов К.А., Новиков А.М., Зубанков В.С., Апасов Р.Т.* Методика для подбора наиболее оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 3. С. 57–71. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2022-3-57-71

2. *Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти: Учеб. пособие. М.: Нефть и газ, 2003. 816 с.

Кабельный электрообогрев скважин как способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Красеньков С.В.*, Шотиди К.Х.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *krasenkov.s@yandex.ru

Аннотация. Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях предлагается использовать электротепловой способ, заключающийся в применении скважинного нагревательного кабеля с четырьмя зонами тепловыделения, устанавливаемого в колонну насосно-компрессорных труб. Разработанная уникальная конструкция и прогрессивные технические характеристики выгодно отличают его от аналогов по параметрам применимости, энергоэффективности, долговечности, а также вероятности аварийных ситуаций.
Ключевые слова: скважинный нагревательный кабель, способы борьбы с осложнениями, электрообогрев скважин, парафины, теплопередача в скважине.

На сегодняшний день существует относительно небольшое количество скважинных нагревательных кабелей. Их конструкции и технические характеристики достаточно схожи друг с другом, что в результате определяет типичность их проблем – это перегревы, механические и другие повреждения изоляции, сложность в подборе кабеля под конкретную скважину и в прогнозировании результатов его работы, а также, как следствие работы скважины, короткий ресурс и др.

Основная задача кабельных систем электрообогрева скважин, предназначенных для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) – это поддержание температуры флюида в требуемом диапазоне, который исключает выпадение парафинов из нефти и образование их отложений на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ).

В результате анализа конструктивных решений и технических характеристик, а также опыта эксплуатации других систем кабельного электрообогрева разработан скважинный нагревательный кабель, в котором учтены недостатки предшественников. Нагревательный кабель выполнен по трехфазной схеме «звезда» с симметричной нагрузкой, т. е. проводники фаз имеют идентичное между собой электрическое сопротивление, но переменное по длине. Для уменьшения диаметра нагревательного кабеля токопроводящие жилы в его конструкции заложены секторными с сечениями 25, 35, 50, 70 мм^2, таким образом, в верхней зоне нагревательного кабеля – ближе к устью скважины – будет находиться токопроводящая алюминиевая жила с сечением 25 мм^2, что обеспечит максимальную мощность тепловыделения по отношению к другим зонам, где площадь сечений ступенчато возрастает до 70 мм^2. Важной особенностью данных жил является их стандартизованность в соответствии с ГОСТ 31996-2012. Токопроводящие жилы соединяются между собой методом сварки в сварочных муфтах. В результате предлагаемый скважинный нагревательный кабель имеет четыре зоны тепловыделения разной мощности, при этом различие между самой горячей и самой холодной зонами составляет 2,8 раз; за счет того, что кабель устанавливается в НКТ, до 30% снижается энергопотребление на обогрев скважины и уменьшается вероятность возникновения локальных перегревов [1]. Длины зон одинаковые.

Изоляция нагревательных жил, а также поясная изоляция кабеля выполнены из блок-сополимера пропилена с этиленом, имеющего высокую рабочую температуростойкость (около 125 °С) и механические характеристики, допускающие его применение на скважинных нагревательных кабелях. Толщина изоляции жил позволяет выдерживать фазное переменное напряжение до 400 В. Изоляция накладывается методом экструзии.

На поясную изоляцию наложены два слоя брони из стальной оцинкованной проволоки, которые обеспечивают кабелю высокую прочность и существенное сопротивление гидростатическому давлению. Максимальная длина разработанного скважинного нагревательного кабеля достигает 4000 м, а разрывное усилие – 84 кН.

Для исключения проникновения молекул углеводородов сквозь изоляцию поверх брони наложена герметичная гофрированная оболочка из нержавеющей стали, которая обладает высокой коррозионной стойкостью к агрессивной среде, характерной для скважинной жидкости. Гофрированная оболочка увеличивает конвективный теплосъем за счет перенаправления пристеночных к кабелю слоев флюида в радиальном направлении. Ресурс скважинного нагревательного кабеля ограничивается коррозионной стойкостью стальной гофрированной оболочки. Также гофрированная оболочка совместно с броней защищают кабель от возможных механических повреждений, связанных с его транспортировкой, установкой в скважину и другими воздействиями при эксплуатации в скважине.

Мощность горячей зоны может достигать 140 Вт/м.

Внешний диаметр скважинного нагревательного кабеля постоянен по всей его длине и составляет 33,3 мм, что не превышает 1/3 проходного сечения типовых НКТ с размерами Ø73×5,5 мм, конструкция представлена на рис. 1.

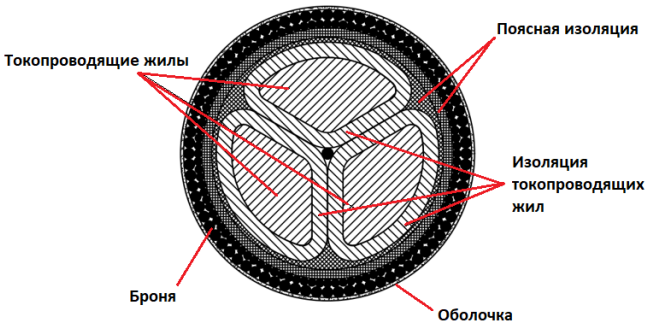


Рис. 1. Конструкция скважинного нагревательного кабеля

В концевой муфте три проводника нагревательного кабеля должны быть соединены между собой. Общая схема установки концевой муфты на нагревательный кабель показана на рис. 2.

Теплофизические свойства элементов скважного нагревательного кабеля представлены в табл. 1. Коэффициенты распределения погонной мощности тепловыделения зон разрабатываемого скважинного нагревательного кабеля по отношению к верхней, самой горячей зоне, приведены в табл. 2.

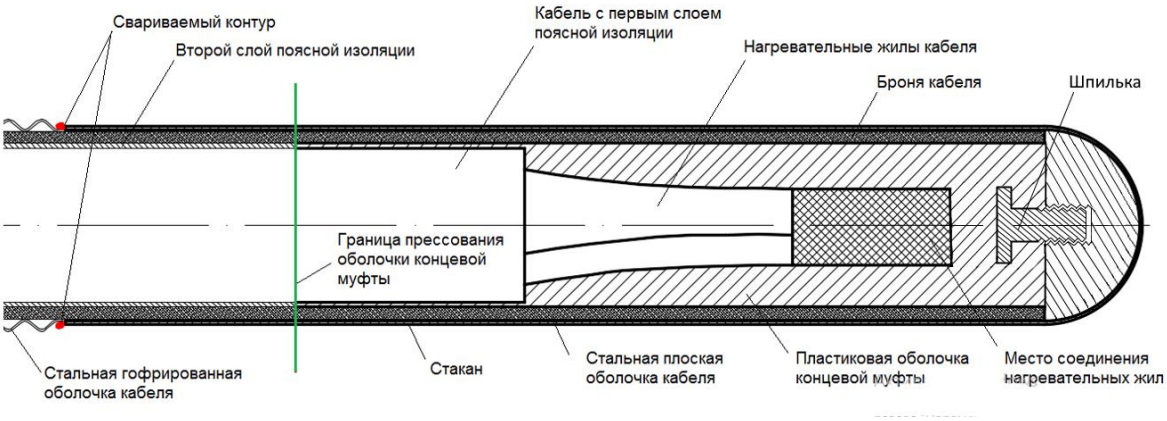


Рис. 2. Схема установки концевой муфты на нагревательный кабель

Таблица 1

Теплофизические свойства элементов скважного нагревательного кабеля

Зона тепловыделения нагревательного кабеля по сечению проводников, мм^2	Среднее термическое сопротивление, м·К/Вт
25	0,485
35	0,435
50	0,395
70	0,35

Таблица 2

Распределение погонной мощности тепловыделения

Зона тепловыделения нагревательного кабеля по сечению проводников, мм^2	Распределение погонной мощности тепловыделения, Вт/м
25	P
35	0,714·P
50	0,5·P
70	0,357·P

В настоящей разработке исключен ряд вышеуказанных проблем, встречающихся в других системах кабельного электрообогрева скважин. В результате внедрения данного скважинного нагревательного кабеля частично, либо полностью, может быть исключена потребность в применении других средств борьбы с АСПО на конкретной скважине, при этом за счет нагрева добываемой жидкости снижается ее вязкость, величина которой прогнозируется по расчетной методике. Система электрообогрева должна иметь датчик температуры флюида на устье, по которому, при помощи расчетных алгоритмов, разработанных автором, будет прогнозироваться температура на жилах кабеля и температура флюида по высоте скважины. Система электрообогрева может оснащаться оборудованием автоматической передачи данных и управления. Таким образом, разработан комплекс борьбы с АСПО, включающий в себя как сам нагревательный кабель, так и прилагаемые расчетные методики, позволяющие подобрать кабель под конкретную скважину и спрогнозировать их режимы работы.

Литература

1. *Шотиди К.Х., Красеньков С.В.* Скважинный нагревательный кабель с переменной мощностью тепловыделения // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. № 1(302). С. 125–133. https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-1(302)-125-133

Возможности стационарного мониторинга температуры в стволе при изучении динамики производительности эксплуатационных скважин

Кременецкий М.И., Соловьева В.В.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *Solovevaviktoria1997@gmail.ru

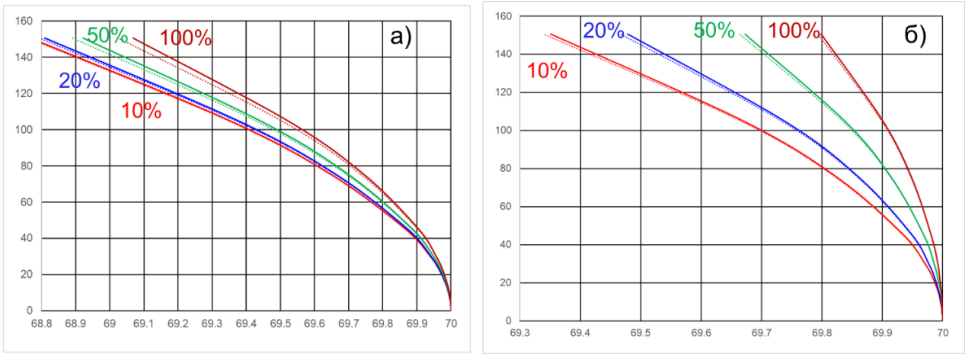
Аннотация. В работе предложены технология и методика стационарного мониторинга температуры в стволе циклически работающей скважины с многокомпонентным составом притока с целью определения динамики изменения дебита во времени. В ходе анализа результатов существующих наработок в области теории и практики термометрии скважин авторы обратили внимание на количественную связь температуры в стволе циклически работающей скважины с историей измеренных на устье дебитов по циклам. Данная связь обусловлена особенностями теплообмена газожидкостной смеси с горными породами, которые проявляются наиболее контрастно на достаточном удалении от интервалов работы пласта. Это стало главной идеей предложенной методологии количественной оценки индивидуального дебита каждого цикла на основе массива средних температур в циклах, измеренных стационарным точечным датчиком, размещенным в стволе вблизи устья. Для обоснования предложенного подхода к интерпретации термограмм было проведено моделирование процессов обмена теплотой многокомпонентного потока в циклически и нестабильно работающей эксплуатационной скважине с вмещающим массивом горных пород. Полученные зависимости были проверены на реальных данных, полученных при долговременном мониторинге температуры в эксплуатационной скважине, добывающей газожидкостную смесь.
Экспрессная методика позволяет производить постоянный мониторинг динамики дебита и восстановить историю работы скважины, основываясь на точечных замерах температуры во времени и редких измерениях дебита.
Ключевые слова: контроль разработки нефти и газа промыслово-геофизическими методами, промыслово-геофизические исследования эксплуатационных горизонтальных скважин, термометрия скважины, стационарный мониторинг температуры в стволе скважины.

Определение текущего дебита эксплуатационных нефтяных и газовых скважин является одной из ключевых задач, решаемых на промысле. Мониторинг производительности скважин в режиме реального времени позволяет получать оперативные данные об объеме добычи и обоснованно принимать решение по оптимизации ее технологии.

Стоит отметить, что популярность стационарных информационно-измерительных систем мониторинга параметров стала одной из предпосылок успешного решения данной задачи. В своей работе авторы рассмотрели и обосновали экспрессную методику, которая может помочь специалистам по результатам мониторинга изменения температуры во времени получать данные по динамике дебита циклически работающей скважины в реальном времени, а также восстанавливать историю работы скважины.

Идеей предложенной работы является определение динамики дебита многокомпонентной смеси с помощью точечных замеров температуры в стволе скважины, меняющейся под воздействием эффекта теплообмена однородного по составу потока скважины с вмещающим

массивом горных пород. В классической теории термометрии распределение температуры обладает достаточно типичными особенностями поведения (рис. 1).



а б

Пунктирные кривые соответствуют начальному значению дебита 30 м³/сут и продолжительности периода его роста: а – 12 ч, б – 96 ч. Сплошные кривые соответствуют случаю, когда дебит в течение названных периодов времени был постоянен и равен конечному для соответствующего периода роста; шифр кривых – доля возрастания дебита относительно первоначального

Рис. 1. Распределение температуры по длине ствола при дебите, увеличивающемся со временем по линейному закону

Данные зависимости иллюстрируют очень важные для последующего изложения особенности поведения разновременных профилей распределения температуры по стволу. По мере удаления от места притока влияние температуры поступающего флюида уменьшается, и термограмма неизменно стремится к параллельности с геотермограммой (рис. 2).

Результаты термомоделирования свидетельствуют, что данные особенности являются достаточно общими и сохраняются при более сложных условиях проведения исследований, в том числе при нестабильной и циклической работе скважины, притоке многокомпонентной продукции, контрасте вмещающей среды по тепловым свойствам, связанным с неоднородностью пластов и сложной конструкцией скважины.

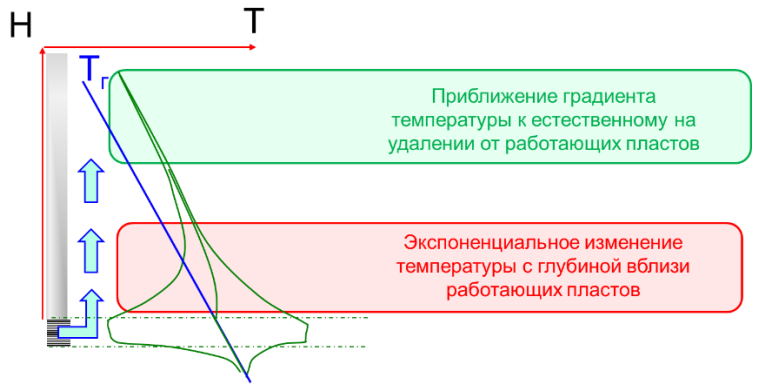


Рис. 2. Характерные особенности поведения температуры вне работающих пластов (стабильный приток)

Если глубина мониторинга существенно удалена от работающих пластов, то близость градиента температуры к естественному позволяет предложить простое аналитическое соотношение, связывающее измеренную температуру в циклически работающей скважине с дебитами циклов. Данное соотношение получено на основе полной аналогии поведения температур в рассматриваемых условиях поля давлений в стабильно или циклически работающем коллекторе. Оно связывает изменение температуры в стволе в пределах произвольного цикла с дебитом работы скважины в данном и предшествующих циклах. Данное соотношение является

достаточно общим и не накладывает ограничений на продолжительность циклов и динамику работы скважины во времени:

$$T_n = \frac{C \cdot \Gamma}{4 \cdot} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} Q_{hi} \left[E_1\left(\frac{r_c^2}{4 \cdot a \cdot (t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4 \cdot a \cdot (t_n - t_i)}\right) \right] + Q_{hn} E_1\left(\frac{r_c^2}{4 \cdot a \cdot (t_n - t_{n-1})}\right) \right\}. \quad (1)$$

Данная зависимость наглядно показывает связь между изменением разности температур и динамики дебита. В связи с этим появляется возможность для долговременного мониторинга и экспрессной оценки производительности скважины. Для решения этой задачи на основе формулы (1) может быть получено следующее рекуррентное соотношение, связывающее текущий дебит с дебитами предшествующих циклов:

$$Q_{hn} = \frac{\left\{ T_n \frac{4 \cdot}{C \cdot \Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_1 \cdot \left(E_1\left(\frac{r_c^2}{4 \cdot a (t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4 \cdot a \cdot (t_n - t_i)}\right) \right) \right\}}{\left\{ E_1\left(\frac{r_c^2}{4 \cdot a \cdot (t_n - t_{n-1})}\right) \right\}}.$$

При проведении тестовых расчетов на реальных данных была получена хорошая сходимость значений, определенных по термометрии, и измеренных дебитов (рис. 3).

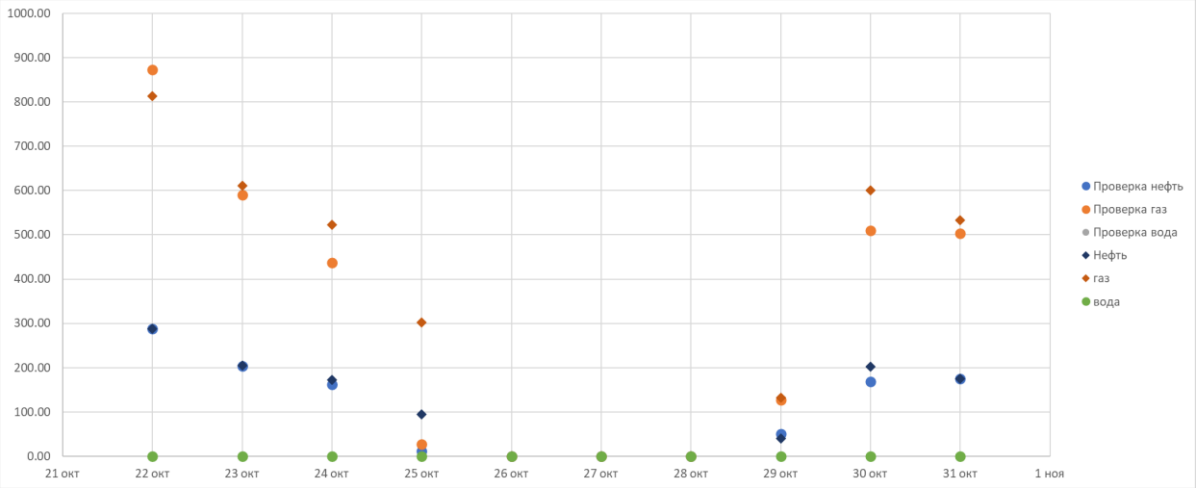


Рис. 3. Сопоставления расчетных дебитов каждой компоненты смеси с реальными данными (м³/сут)

Наиболее существенная погрешность подобной оценки связана с отсутствием априорной информации о других факторах, определяющих температуру в скважине, прежде всего, о тепловых свойствах заполнителей ствола и вмещающей среды. Данные погрешности носят систематический характер и могут быть устранены по результатам контрольных замеров дебита в опорных точках.

Данная экспрессная методика позволяет определять динамику изменения работы скважины, а также восстанавливать историю работы скважины. Авторы предполагают, что данная методика может быть использована для определения многокомпонентного состава дебита и учитываться для дальнейшего анализа гидродинамических исследований, одним из ключевых параметров которого является история работы скважины.

Литература

1. *Ramey H.J., Jr.* Wellbore heat transmission // Journal of Petroleum Technology. 1962. Vol. 14, No. 4. P. 427–435. https://doi.org/10.2118/96-PA

2. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2005. 780 с.

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

4. *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.

5. *Конюхов В.М., Саламатин А.Н., Фархуллин Р.Г.* Численное и экспериментальное исследование процессов тепломассопереноса в скважинах // Исследования по подземной гидромеханике. 1989. Вып. 10. С. 58–72.

Производительность установки электрического плунжерного насоса при прогреве призабойной зоны скважины

Курдагия Н.Э.*, Шарнов А.И.**
Кубанский государственный технологический университет,
Армавирский механико-технологический институт (филиал),
РФ, 352905, г. Армавир, ул. Кирова, д.127
E-mail:*kurdagia.nugzar@yandex.ru, **a.i.sharnov@mail.ru

Аннотация. Приводятся результаты аналитических исследований фактической производительности установки электрического плунжерного насоса при различных температурах жидкости в скважине.
Ключевые слова: производительность, плунжерный насос, прогрев, призабойная зона, скважина.

Повышение производительности скважинного насосного оборудования остается актуальной и значимой задачей скважинной добычи нефти [1]. Промысловые исследования [2, 3] поднасосного варианта электропрогрева призабойной зоны скважины (ПЗС) показывают наличие экстремальной зависимости подачи электрического плунжерного насоса от температуры на забое (рис. 1). Как видно из графиков, существует только одно определенное значение температуры, соответствующее максимальной подаче насоса. Снижение или повышение температуры относительно этой точки приводит к падению дебита скважин, поэтому задача аналитического исследования фактической производительности насоса в зависимости от температуры жидкости, продуцируемой скважиной, представляет научный интерес.

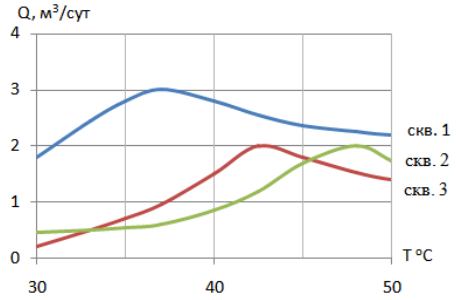


Рис. 1. Производительность глубинного плунжерного насоса при прогреве ПЗС

Уравнение подачи плунжерного насоса с учетом утечек в зазоре пары плунжер-цилиндр [4], в общем виде, можно представить выражением:

$$Q = \eta FSn - q \ . \qquad (1)$$

По результатам экспериментальных исследований для течения через концентрическую гладкую щель имеем, с достаточной для практики точностью, при ламинарном режиме:

$$q = \frac{\pi D \delta^3 g H \rho}{12 \mu l} \ ,$$

при турбулентном движении

$$q = 4{,}7 \pi D \left(\frac{\delta^3 g H}{l} \right)^{\frac{4}{7}} \left(\frac{\rho}{\mu} \right)^{\frac{1}{7}} . \qquad (2)$$

В формулах (1) и (2) введены обозначения: q – утечки; F, D, δ – соответственно площадь сечения цилиндра, его диаметр, зазор между цилиндром и плунжером; n – число качаний в единицу времени; S, l –длина хода и длина плунжера; H – динамический уровень жидкости в скважине; g – ускорение силы тяжести; μ, ρ – динамическая вязкость и плотность жидкости.

Для случая гармонического закона движения плунжера, без учета упругости штанг и труб, переменное расстояние между всасывающим и нагнетательным клапанами описываются формулой:

$$x = \frac{S}{2}(1 - \cos \omega t) , \tag{3}$$

где ω – угловая частота; t – время.

Отсюда скорость плунжера:

$$v = \frac{dx}{dt} = \frac{\omega S}{2} \sin \omega t ,$$

объем жидкости, поступившей под плунжер за время t_1:

$$V = F \int_0^{t_1} v dt = \frac{F \omega S}{2}(1 - \cos \omega t_1).$$

Следовательно, коэффициент наполнения, под которым понимают отношение объема жидкости, поступившей под плунжер, ко всему объему цилиндра, равен:

$$\eta = = \frac{1}{2}(1 - \cos \omega t_1) . \tag{4}$$

Из равенств (3) и (4) получаем количество жидкости, вошедшее под плунжер:

$$V = \eta F \omega S , \tag{5}$$

которое за время t_1 равно количеству жидкости, прошедшей за то же время через всасывающий клапан насоса:

$$V = \mu^* f_0 v_0 , \tag{6}$$

где μ^* – коэффициент расхода через клапан; f_0 – площадь сечения клапанного окна, v_0 – скорость жидкости в этом сечении.

Приравнивая выражения (5) и (6), получим значение коэффициента наполнения через коэффициент расхода во всасывающем клапане:

$$\eta = \frac{f_0 v_0}{F \omega S} \mu^* . \tag{7}$$

В общем виде коэффициент расхода есть функция трех параметров:

$$\mu^* = \varphi\left(\mathrm{Re}, \mathrm{Fr}, \frac{d_i}{d_0} \right)_0 ,$$

где Re, Fr – параметры Рейнольдса и Фруда; d_0 – диаметр клапанного отверстия; d_i – размеры конструктивных элементов клапана.

По данным Американского института нефти, в широком диапазоне – Fr = 10–125 – коэффициент расхода не зависит от числа Фруда. Иначе говоря, при испытаниях на моделях

практически может выполняться только один критерий подобия [5]. Поэтому, с достаточной для практики точностью, можно принять:

$$\mu^* = \varphi(\mathrm{Re}).$$

Последнее выражение хорошо аппроксимируется экспоненциальной функцией вида:

$$\mu^* = a\exp\left(-\frac{b}{\mathrm{Re}}\right),$$

где a и b – константы аппроксимации.

Из сопоставления выражений (6) и (7) получаем:

$$\mu^* = \chi\exp(-\beta\mu);\quad \chi = \frac{f_0 v_0 a}{FS\omega};\quad \beta = \frac{b}{v_0 d_0 \rho}.$$

Представим вязкостно-температурную характеристику в виде:

$$\mu = (c_1 + d_1 T)^{-1}.$$

Тогда, в окончательном виде, уравнение подачи насоса как функции температуры при ламинарном течении жидкости в зазоре:

$$Q = FSn\exp\left[-\beta(c_1 + d_1 T)^{-1}\right] - \frac{\pi D\delta^3 gH\rho}{12l}(c_1 + d_1 T),$$

(9)

при турбулентном течении жидкости в зазоре:

$$Q = FSn\exp\left[-\beta(c_1 + d_1 T)^{-1}\right] - 4{,}7\pi D\left(\frac{\delta^3 gH}{l}\right)\left[\rho(c_1 + d_1 T)\right]^{\frac{1}{7}}. \qquad 10)$$

В качестве примера произведен расчет (рис. 2) по формуле (9) производительности глубинного плунжерного насоса, подающего жидкость со следующей вязко-температурной характеристикой (табл. 1).

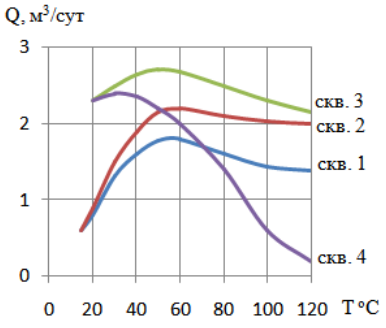


Рис. 2. Производительность глубинного плунжерного насоса в зависимости от температуры откачиваемой жидкости:
1 и 3 – δ=123мк, h=1000 м;
2 и 4 – δ=100мк, h=1000 м;
1 и 2 – $в$=1см сек/г;
3 и 4 –β=0,2 см сек/г;
D=2,8 см; l=1,2 м

Таблица 1

Расчетные вязко-температурные характеристики жидкости

T, °C	19	23	36	58	80
μ, пуаз	1,5	1,0	0,5	0,2	0,1

…..

Из обсуждения графиков следует, что экстремальный характер исследуемой зависимости подтверждается теоретически и подобный ход кривых присущ насосам поршневого типа. Показательны в этом отношении эксперименты с построением зависимости подачи поршневых насосов от температуры подогрева перекачиваемых мазутов, которая, как, оказалось, также носит экстремальный характер.

Для объяснения механизма подобного явления отметим работу [3], где исследовались потери напора в приемной части глубинных насосов, откачивающих нефть повышенной вязкости. Установив, что величина этих потерь значительна и сильно влияет на коэффициент наполнения цилиндра, авторы путем увеличения проходных сечений клапанов достигли значительного увеличения коэффициента наполнения. В условиях проведенных исследований насос откачивает жидкость с изменяющейся температурой, или с изменяющейся вязкостью, причем в заполнении цилиндра участвуют одновременно два потока жидкости, через приемный клапан насоса и через зазор пары плунжер-цилиндр. По мере снижения вязкости жидкости с увеличением ее температуры растут одновременно расходы обоих потоков (при неизменных прочих параметрах). В зависимости от того, какой из указанных факторов превалирует, как следует из рис. 1 и 2, наблюдается рост подачи насоса (восходящие ветви графиков) или его снижение (нисходящие ветви тех же кривых)

Таким образом, рациональный режим термической обработки будет обеспечен при работе на том же уровне забойной температуры, которой соответствует максимальная подача насоса. Подобный режим легко осуществим в так называемом стационарном варианте прогрева, когда нагреватель постоянно находится под глубинным насосом и включается периодически. Периоды включенного и отключенного состояний нагревателя, при которых забойная температура поддерживается на заданном уровне, рассчитываются согласно оптимальной температуре на забое скважины.

Важно подчеркнуть, что найденные значения оптимальных температур могут варьироваться в широких пределах даже для одного и того же типа насоса (например, с изменением частоты качаний). Поэтому перед тем как выбрать типоразмер насоса и параметры его работы, следует задаться значением забойной температуры, соответствующей максимальной гидродинамической эффективности прогрева ПЗС, а затем, по ее величине и формулам (9) и (10) выбрать типоразмер насоса, число качаний, зазор между плунжером и цилиндром и прочее.

Работа выполнена в рамках плана НИРС кафедры МОНГП АМТИ (филиал) «КубГТУ».

Литература

1. *Мищенко И. Т.* Скважинная добыча нефти: Учеб. пособие. М.: Нефть и газ, 2003. 816 с.
2. *Антониади Д.Г., Гапоненко А.М., Вартумян Г.Т., Стрельцова Ю.Г.* Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: Учеб. пособие. М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 420 с.
3. *Мазитов И. Ф., Попов А. М., Шулындин М.И.* Потери напора в клапанах глубинных насосов при откачке нефти повышенной вязкости // Нефтяное хозяйство. 1971. № 7. С. 47–49.
4. *Деговцов А.В., Донской Ю.А., Пекин С.С., Сабиров А.А.* Домашние задания по курсу «Нефтегазопромысловое оборудование», «Оборудование для добычи нефти и газа»: Учеб.-метод. пособие к самостоятельной работе студентов по дисц. «Нефтегазопромысловое оборудование». М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. 59 с. https://www.gubkin.ru/faculty/mechanical_engineering/chairs_and_departments/machines_and_equipment/DZ_po_NGP_oborud.pdf (Дата обращения 26.09.2022).
5. *Сивухин Д.В.* Общий курс физики. Учеб. пособие. В 5 т. Т. I. Механика. М.: ФИЗМАТЛИТ; Изд-во МФТИ, 2005. 560 с.

Развитие алгоритмов моделирования распределения состава с глубиной для нефтегазоконденсатных залежей

Кусочкова Е.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: kusochkova.e@gmail.com

Аннотация. Начальный компонентный состав углеводородного флюида существенно изменяется с глубиной залежи вследствие влияния гравитационных сил и геотермического градиента. В связи с этим возникает задача расчета изменения состава по глубине – композиционного профилирования. В основе классических моделей лежит предположение о квазиравновесном состоянии флюидальной системы под действием гравитационных сил и стационарного термодиффузионного потока. Одним из актуальных расширений является случай наличия в газоконденсатной части залежи остаточной жидкой углеводородной фазы. В данной работе представлена усовершенствованная модификация ранее предложенного алгоритма и проведены расчеты, демонстрирующие особенности влияния остаточных жидких углеводородов для различных исходных данных, соответствующих характерным условиям реальных нефтегазоконденсатных месторождений.
Ключевые слова: компонентный состав, композиционное профилирование, нефтегазоконденсатная залежь, термодиффузия, гравитация, жидкие углеводороды, газонефтяной контакт.

Данная работа является продолжением исследований [1, 2], в которых рассматривалось расширение математических моделей расчета начального состава нефтегазоконденсатных залежей на случай неполной гравитационной сегрегации.

Классический случай предполагает, что распределение состава по глубине является квазиравновесным под действием гравитации и термодиффузии [3]:

$$ln f_i(p,\bar{y})|_{h_2} - ln f_i(p,\bar{y})|_{h_1} = \frac{1}{RT_1}\left(M_i g(h_1-h_2) - M_i\left(\frac{H}{M}-\frac{\widetilde{H}_i}{M_i}\right)\frac{T_2-T_1}{T_1}\right),\ i=1,\dots,N\ , \qquad (1)$$

где R – универсальная газовая постоянная;
g – ускорение свободного падения;
p – давление;
$\bar{y}$ – мольный компонентный состав смеси;
T_2 и T_1, h_2 и h_1 – значения температуры и глубины для второй и первой рассматриваемых точек соответственно;
f_i, M_i и $\widetilde{H}_i$ – летучесть, молекулярная масса, и абсолютная парциальная мольная энтальпия компонента i;
M и H – молекулярная масса и абсолютная мольная энтальпия смеси.

Зависимость летучестей от давления и состава смеси определяется через решение кубического уравнения состояния, например, уравнения Пенга-Робинсона. Система уравнений (1) решается на каждом шаге по глубине относительно давления и состава флюида.

Характерной особенностью классического расчета является то, что с глубиной уменьшается содержание легких компонентов, в то время как содержание тяжелых компонентов увеличивается,

значение потенциального содержания углеводородов группы пентан+высшие (ПС5+) возрастает. Положение газонефтяного контакта определяется точкой равенства пластового давления и давления начала конденсации/насыщения (рис. 1).

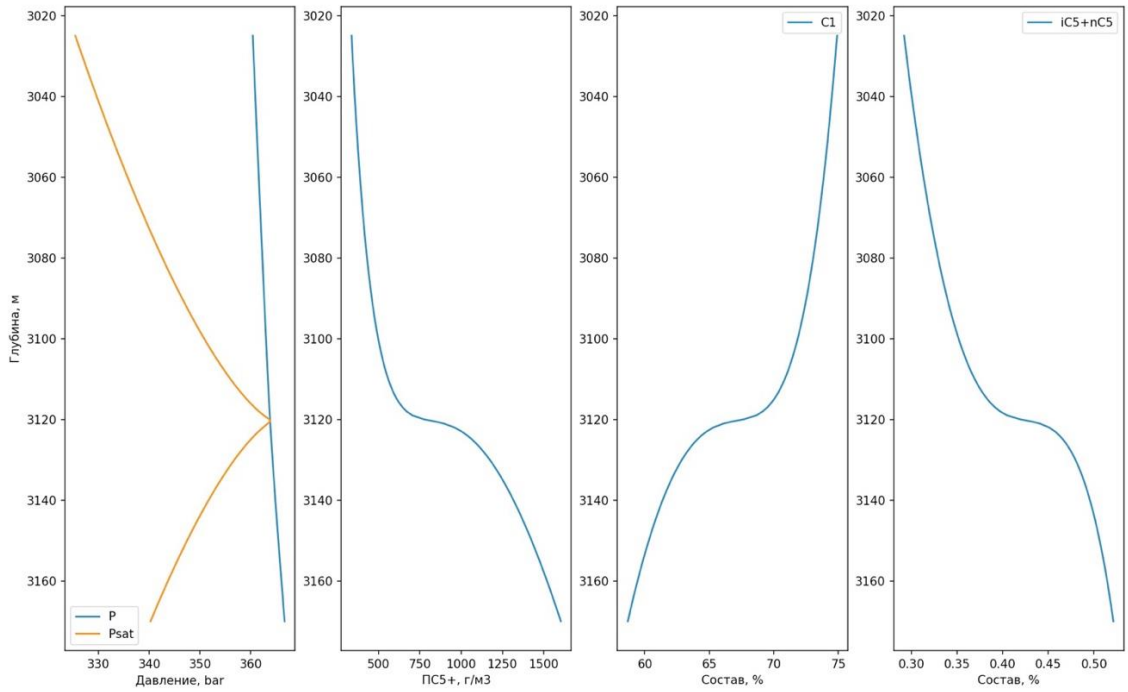


Рис. 1. Пример результатов классического расчета

Одним из актуальных расширений классической модели является случай наличия в газоконденсатной части залежи остаточной жидкой углеводородной фазы (ЖУВ). Предложенный в работах [1, 2] алгоритм основан на предположении, что состав газовой фазы является квазиравновесным по глубине. При этом состав жидкой фазы равновесен газовой на каждой отдельной глубине, но не между различными глубинами, что соответствует отсутствию сплошности жидкой фазы. В работах [1, 2] использовались два отдельных алгоритма для шагов «вверх» и «вниз» от точки задания опорного состава и давления.

В данной работе представляются результаты дальнейшего совершенствования алгоритма. Для расчета изменений по глубине давления и концентраций компонентов адаптирована консервативная численная схема [4]. Для определения доли ЖУВ и состава паровой фазы предложено использовать метод Negative Flash [5]. Данная процедура является обобщением алгоритма расчета фазового равновесия на случай, когда доля одной из фаз формально становится отрицательной. Использование Negative Flash позволило унифицировать расчетный алгоритм для шага «вверх» и «вниз» относительно опорной точки. Разработанное расширение алгоритма апробировано на модели изменения состава по глубине для исходных данных, аналогичных трем реальным нефтегазоконденсатным месторождениям. В качестве примера на рис. 2 представлен результат расчетов с данными, близкими к условиям одной из ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. На графиках показаны зависимости доли жидких углеводородов по глубине (L), пластового давления и давления начала конденсации (P, Psat), потенциального содержания углеводородов группы C5+ (Potential C5+).

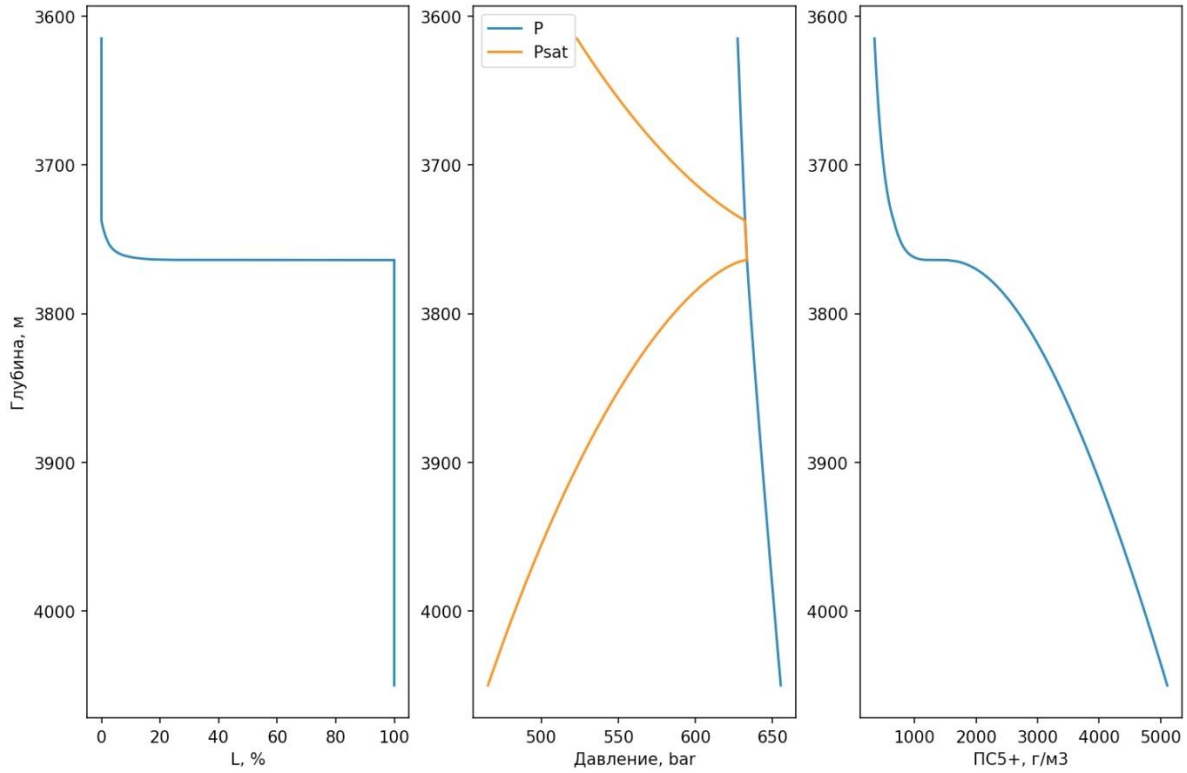


Рис. 2. Пример результатов расчетов по усовершенствованному алгоритму

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. *Кусочкова Е.В.* Моделирование распределения начального состава флюида в нефтегазоконденсатной залежи при неполной гравитационной сегрегации // Нефть и газ – 2021: Тез. докл. 75-й Международной молодежной научной конференции. Т. 2. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. С. 475–476.

2. *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 Sciences. 2021. Vol. 931, No. 1. P. 012012. https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012

3. *Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A.* Phase behavior of petroleum reservoir fluids. Boca Raton, FL: CRC Press, 2006. 422 p.

4. *Попов С.Б.* Композиционное профилирование по глубине в газонефтяных месторождениях с температурным градиентом // Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН. 2018. No. 38. С. 1–32. http://doi.org/10.20948/prepr-2018-38

5. *Whitson C.H., Michelsen M.L.* The negative flash // Fluid Phase Equilibria. 1989. Vol. 53. P. 51–71. https://doi.org/10.1016/0378-3812(89)80072-X

Исследование изменения распределения давления по длине газопровода при перекачке метано-водородной смеси

Лаврова С.В.*, Шестаков Р.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *sofia_lavrova@bk.ru

Аннотация. На сегодняшний день водородное топливо является перспективной альтернативой традиционным видам топлива. Оно экологично и эффективно в процессах преобразования энергии с его участием. Одними из ключевых проблем являются высокий уровень проницаемости водорода, а также возникновение явления водородного охрупчивания металлических трубопроводов. Вследствие этого, чистый водородный газ невозможно перекачивать по действующим газопроводам. В данной работе предложена транспортировка метано-водородной смеси с различной концентрацией водорода.
Ключевые слова: метано-водородная смесь, альтернативные виды топлива, транспортировка метано-водородной смеси.

На данный момент одним из привлекательных универсальных и экологически чистых энергоносителей является водород [1]. Водородная энергетика отличается от альтернативных отсутствием выбросов парниковых газов, в частности, диоксида углерода.

Одной из ключевых проблем является вопрос транспорта водорода по действующим газопроводам [2]. Это связано с высоким уровнем проницаемости водорода, а также возникновением явления водородного охрупчивания металлических трубопроводов.

Строить новые трубопроводы для транспортировки водорода экономически невыгодно, так как возникнет необходимость в обновлении всей трубопроводной системы, что подразумевает большие затраты [3].

Есть вариант транспортировки водородного топлива в составе природного газа с концентрацией водорода до 20%, не проводя серьезной реконструкции газопроводов [4].

Для определения изменения давления по длине газопровода при различных содержаниях водорода в метано-водородной смеси (МВС) были проведены расчеты физических свойств и гидравлический расчет в упрощенном виде.

Как известно, распределение давления по длине газопровода описывается следующей формулой [5]:

$$p\,(x) = \sqrt{p_{\text{нач}}^2 - \frac{16 \cdot M^2 \cdot \lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot \bar{R}}{m_{\text{см}} \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot x}\,,$$

где $p_{\text{нач}}$ – давление в начале участка газопровода, МПа; M – массовый расход МВС, кг/с; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; $z_{\text{ср}}$ – средний коэффициент сжимаемости МВС; $T_{\text{ср}}$ – средняя температура МВС, К; $\bar{R} = 8314{,}46\ \frac{\text{Дж}}{\text{моль}\cdot\text{К}}$ – универсальная газовая постоянная, $\frac{\text{Дж}}{\text{моль}\cdot\text{К}}$; $m_{\text{см}}$ – молекулярная масса МВС, кг/кмоль; d – внутренний диаметр газопровода, мм; x – определенное сечение газопровода, мм.

Если учесть, что массовый расход при транспортировке МВС не изменяется, тогда распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси будет определяться изменением среднего коэффициента сжимаемости и молекулярной массой метано-водородной смеси:

$$p\,(x)_{M=const} = \sqrt{P_{\text{нач}}^2 - \frac{16 \cdot \left(Q_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{см ст.у.(0\%)}}\right)^2 \cdot \lambda \cdot z_{\text{ср (0–20\%)}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot \bar{R}}{m_{\text{см (0–20\%)}} \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot x},$$

где $\rho_{\text{см ст.у.(0\%)}}$ – плотность природного газа без добавления водорода при стандартных условиях, кг/м^3; $z_{\text{ср (0–20\%)}}, m_{\text{см (0–20\%)}}$ – средний коэффициент сжимаемости и молекулярная масса метано-водородной смеси, соответственно, изменяющиеся в зависимости от концентрации водорода в МВС.

При постоянном коммерческом расходе распределение давления по длине газопровода будет напрямую зависеть от изменения плотности, среднего коэффициента сжимаемости и молекулярной массы метано-водородной смеси:

$$p\,(x)_{Q\text{к}=const} = \sqrt{P_{\text{нач}}^2 - \frac{16 \cdot \left(Q_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{см ст.у.(0–20\%)}}\right)^2 \cdot \lambda \cdot z_{\text{(0–20\%)}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot \bar{R}}{m_{\text{см (0–20\%)}} \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot x},$$

где $\rho_{\text{см ст.у.(0–20\%)}}$ – плотность МВС при стандартных условиях, изменяющаяся в зависимости от концентрации водорода в МВС, кг/м^3.

Для наглядности произведем расчет транспортировки метано-водородной смеси по условному участку газопровода.

Проведя гидравлический расчет, построим графики распределения давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при постоянном массовом расходе (рис. 1) и постоянном коммерческом расходе (рис. 2).

В результате гидравлического расчета можно заметить, что, если принять массовый расход постоянным, потери давления будут расти с увеличением процента водорода в метано-водородной смеси, в то время как при постоянном коммерческом расходе потери давления снижаются пропорционально повышению концентрации водорода.

Произведем расчет, показывающий, как изменятся потери давления в газотранспортной системе при постоянной энергетической эквивалентности, по следующей формуле:

$$p\,(x)_{E=const} \sqrt{P_{\text{нач}}^2 - \frac{16 \cdot \left(Q_{\text{к (0–20\%)}} \cdot \rho_{\text{см ст.у.(0–20\%)}}\right)^2 \cdot \lambda \cdot z_{\text{(0–20\%)}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot \bar{R}}{m_{\text{см (0–20\%)}} \cdot \pi^2 \cdot d^5} \cdot x}.$$

Результаты расчета отражены в графике распределения давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при условии, что энергетическая эквивалентность постоянна (см. рис. 3).

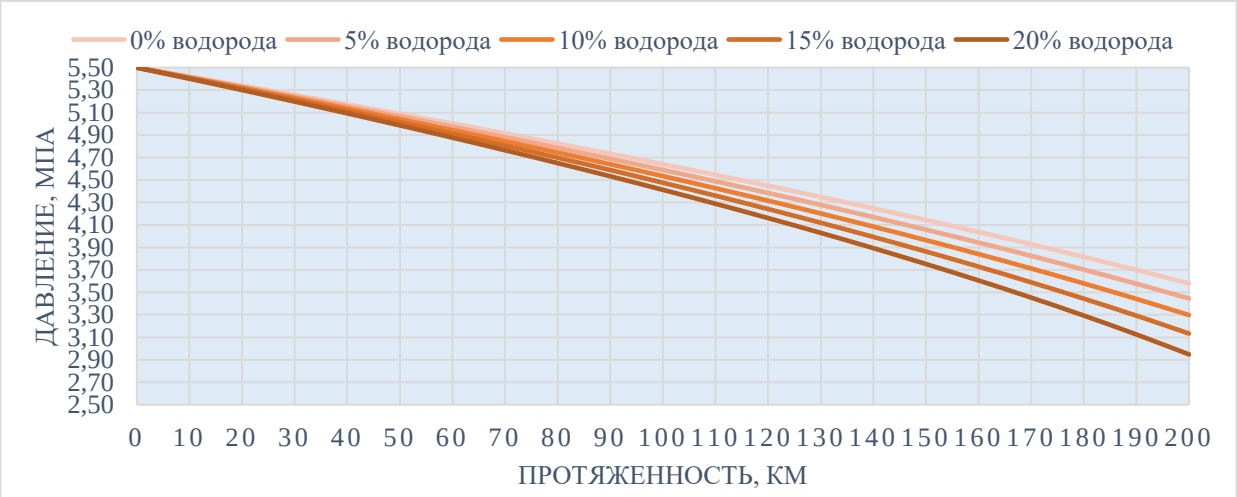


Рис. 1. Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при условии, что массовый расход постоянен

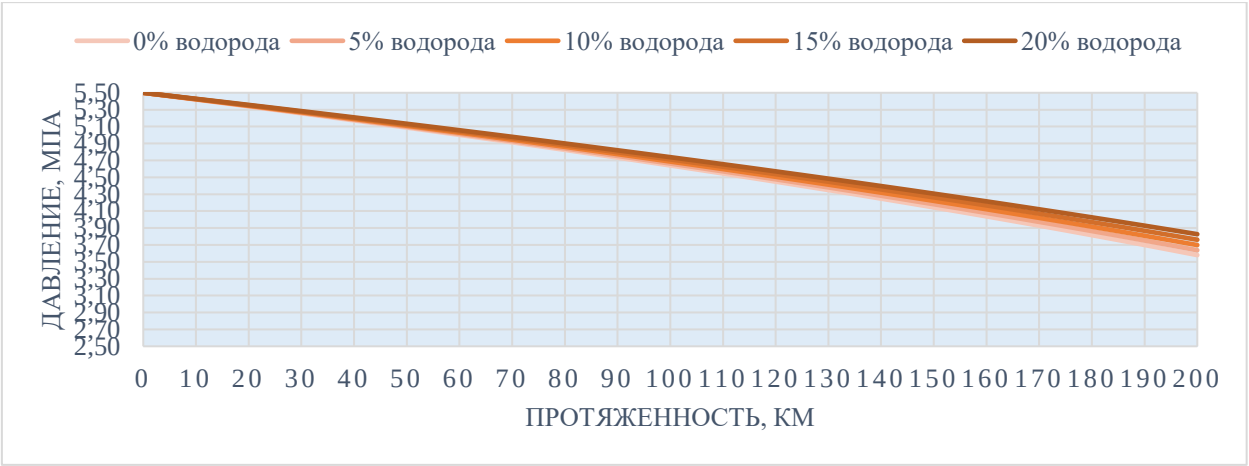


Рис. 2. Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при условии, что коммерческий расход постоянен

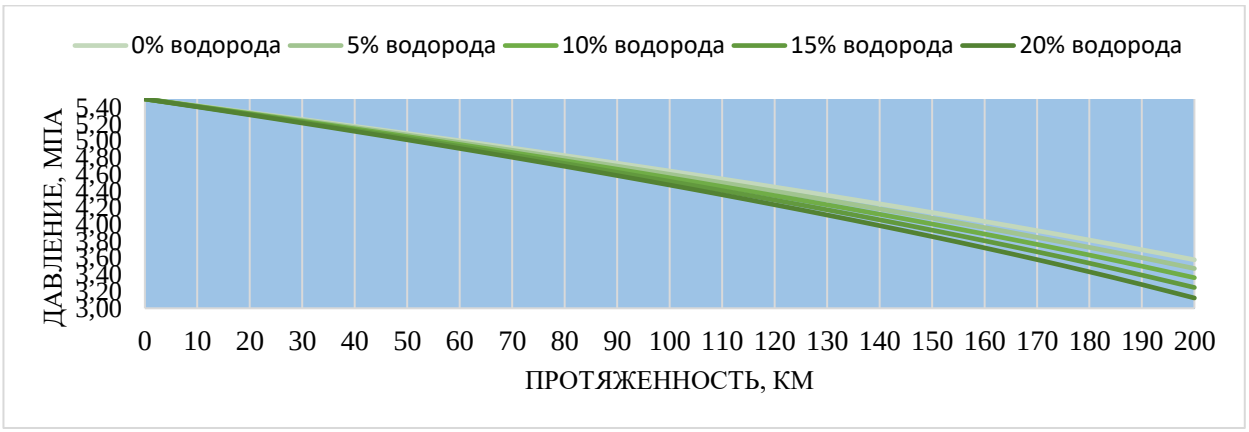


Рис. 3. Распределение давления по длине газопровода в зависимости от концентрации водорода в метано-водородной смеси при условии, что энергетическая эквивалентность постоянна

Таким образом, по результатам данной работы можно сказать, что при транспортировке метано-водородной смеси по действующим газопроводам и обеспечении потребителей тем же количеством энергии, что и при перекачке природного газа, следует повышать давление на входе пропорционально увеличению концентрации водорода в метано-водородной смеси для компенсации потерь давления по длине газопровода, возникающих вследствие снижения физических показателей метано-водородной смеси.

Литература

1. *Светлова Н.* Водородная революция: сверхидеи, мифы и риски // Трубопроводный транспорт нефти. 2021. № 1. С. 68–73.

2. *Григорьев С.А., Порембский В.И., Фатеев В.Н.* и др. Получение водорода электролизом воды: современное состояние, проблемы и перспективы // Транспорт на альтернативном топливе. 2008. № 3(3). С. 62–69.

3. Т*арасов Б.П., Лотоцкий М.В., Яртысь В.А.* Проблема хранения водорода и перспективы использования гидридов для аккумулирования водорода // Российский химический журнал. 2006. Т. 50, № 6. С. 36–48.

4. *Гамбург Д.Ю., Семенов В.П., Дубовкин Н.Ф., Смирнова Л.Н.* Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение / Под. ред. Д.Ю. Гамбурга, Н.Ф. Дубовкина. М.: Химия, 1989. 672 с.

5. *Радченко Р.В., Мокрушин А.С., Тюльпа В.В*. Водород в энергетике: Учеб. пособие / Науч. ред. С.Е. Щеклеин. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2014. 229 с.

Анализ эффективной выработки запасов одного из месторождений Ближнего Востока

Лисовская Е.А.[1]*, **Тонконогова М.Г.**[1,2]
1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028,
г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *E_Lisovskaya97@mail.ru

Аннотация. Выполнены расчеты различных вариантов размещения добывающих и нагнетательных скважин на залежи одного из месторождений Ближнего Востока. Рассчитана оценка потенциала добычи за счет упругих свойств коллектора и флюидов. Проанализированы эффективность разработки месторождения при заводнении и в его отсутствии. Оценены и представлены преимущества и недостатки различных схем поддержания пластового давления для рифовой части и всего месторождения в целом.
Ключевые слова: поддержание пластового давления, карбонатный коллектор, упругий запас, нагнетательные скважины.

Введение. Анализ одного из месторождений Ближнего Востока показывает, что, несмотря на высокие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и большие нефтенасыщенные толщины рифа, уже на первом этапе освоения такого месторождения разработка затруднительна [1, 2]. Состояние изученности объекта на сегодняшний день позволяет говорить только об энергетике упругого режима. При испытании скважин месторождения получены безводные притоки нефти. На данный момент уровень водонефтяного контакта не определен.

В связи с этим основной задачей данной работы является обоснование наиболее эффективного варианта системы заводнения путем закачки воды в пласт для рассматриваемого месторождения с целью обеспечения экономически эффективного поддержания проектного уровня добычи нефти на весь контрактный период.

Анализ объекта разработки. Рассматриваемое месторождение Ближнего Востока представляет собой рифовый комплекс: риф, тыловой шлейф, лагуна. В пределах рифа отмечается снижение эффективных нефтенасыщенных толщин, что может приводить к ухудшению ФЕС и, как следствие, продуктивности. Фациальные зоны лагуны и тылового шлейфа также разделены на участки, так как, согласно результатам испытания скважин, по ним отмечается различная продуктивность.

Наблюдается неоднородность резервуара, обусловленная многообразием фациальных обстановок, выделенных в результате проведенных на месторождении исследований. Коллекторские свойства объекта характеризуются высокой изменчивостью. В зоне рифа отмечаются наилучшие свойства, в зоне лагунных отложений наихудшие.

Ход исследования. В ходе выполнения работы авторы учитывали два фактора:

1. Наличие упругого режима залежи;

2. Достижение установленного уровня добычи нефти 250 тыс. барр./сут, обеспечение которого необходимо в течение разработки месторождения.

На начальном этапе была проведена оценка потенциала разработки месторождения без заводнения. Показано, что упругий режим обеспечивает коэффициент извлечения нефти (КИН) не более 5%.

Учитывая выявленные на месторождении различия фациальных зон, предложено выполнять разработку в следующем порядке: зона рифа – зона тылового шлейфа – зона лагуны.

В зоне рифа первоначально был проведен расчет технологических показателей разработки для площадной системы размещения вертикальных скважин. С учетом опыта разработки месторождения-аналога была выбрана 9-точечная система разработки с расстояниями между скважинами 900 м. В ходе многовариантных расчетов было определено оптимальное количество скважин, которое необходимо ввести в первый год разработки, для выхода на проектный уровень добычи нефти.

На следующем этапе были рассмотрены варианты разработки месторождения с различными порядком ввода нагнетательных скважин и видом нагнетательных и добывающих скважин. Выявлена необходимость охвата фондом скважин всей площади распространения рифа, что обуславливает поддержание заданного уровня добычи нефти на протяжении заданного срока разработки. Параметры плотности сетки скважин были выбраны таким образом, чтобы в случае получения данных о более сложном геологическом строении залежи была возможность трансформирования сетки.

На заключительном этапе была проведена оценка КИН.

Выводы. В ходе выполнения работы по анализу сравнительной эффективности выработки запасов отложений исследуемого месторождения Ближнего Востока было установлено:

1. Эффективность упругого режима залежи обеспечивает КИН не выше 3,6%.

2. В ходе статистического анализа было определено максимально допустимое время разработки отложений рифа без поддержания пластового давления – 6 месяцев.

3. Расчеты показателей разработки для площадной системы заводнения выявили, что для достижения эффективной выработки достаточно бурения вертикальных скважин с полным вскрытием пласта по сетке 900×900м.

4. Оценка КИН для разработки месторождения (включая тыловой шлейф и лагуну) выявила, что проектный уровень добычи нефти в 250 тыс. барр/сут. может сохраниться до 2070 г. (43 года) при общем фонде 328 скважин; совокупная добыча нефти к концу 2099 г. составит 687 816 тыс. т, а общий коэффициент извлечения – 0,376.

Литература

1. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 332 с.

2. *Пошибаев В.В., Семянов М.А., Делия П.С.* и др. Фациальный анализ и палеоэкология позднемеловых органогенных построек южной части Ирака (на примере одного из нефтяных месторождений) // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях: Материалы IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. I. Тверь: ПолиПРЕСС, 2021. С. 286–290.

Упрощенная модель двухфазной фильтрации для горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Мазо А.Б.*, Хамидуллин М.Р., Поташев К.А.***, Ураимов А.А.******
Казанский федеральный университет, Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского, РФ, 420008, г. Казань ул. Кремлевская, д. 18
E-mail: *abmazo1956@gmail.com,**marseille.ksu@gmail.com ,***kpotashev@mail.ru, ****aauraimov@gmail.com

Аннотация. Представлена упрощенная модель двухфазного потока для горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, учитывающая фильтрацию в пласте и в трещинах. Упрощение достигается за счет понижения размерности задачи в коллекторе и перехода к вычислению средних значений насыщенности и гидропроводности в трещинах конечной проницаемости.
Ключевые слова: двухфазная фильтрация, многостадийный гидроразрыв пласта.

Введение. При разработке нефтяных месторождений часто применяется бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). При оценке эффективности и прогнозе данного способа добычи нефти возникают вопросы о вкладе каждой трещины гидроразрыва в суммарную продукцию скважины. Необходимые для этого параметры трещин могут быть найдены на основе интерпретации результатов трассерных исследований, что предполагает решение обратной задачи, основанной на многократном решении прямых задач двухфазной многокомпонентной фильтрации. Исходная математическая модель описывает трехмерную двухфазную (нефть, вода) фильтрацию. Численное решение задачи строится на структурированной сетке конечных объемов с локальным сгущением вблизи трещин и скважины. Применяются быстродействующие алгоритмы сквозного счета давления в пласте и трещинах, а также явно-неявная схема решения задачи переноса. Для принципиального сокращения вычислительных затрат предлагается упрощение математической модели, основанное на критериальном анализе исходных уравнений, а также на понижении размерности решаемых задач переноса насыщенности.

Уравнения математической модели. Для описания двухфазной фильтрации воды и нефти в пласте и в каждой трещине $j = 1..N$ (рис. 1) используем классические уравнения переноса водонасыщенности и пьезопроводности [1] в безразмерном виде

$$m\frac{\partial s}{\partial t} + \nabla \cdot \left(f\left(s\right)\mathbf{u}\right) = 0\,, \tag{1}$$

$$\beta\frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad \mathbf{u} = -\sigma\left(\mathbf{x}, s\right)\nabla p, \quad \sigma = \varphi\left(s\right)k\left(\mathbf{x}\right). \tag{2}$$

$$\varepsilon_j\frac{\partial s_j^f}{\partial t} + \nabla_{xz} \cdot \left[f\left(s_j^f\right)\mathbf{u}_j^f \right] + \frac{1}{2\mathrm{M}_j}\left(f\left(s\right)u_y\right)\Big|_{F_j^-}^{F_j^+} = 0, \quad \varepsilon_j = \frac{m_j^f}{k_j^f}\,, \tag{3}$$

$$-\nabla_{xz}\cdot\left(\varphi\left(s_j^f\right)\nabla_{xz}p_j^f\right)+\frac{1}{2\mathrm{M}_j}u_y\Big|_{F_j^-}^{F_j^+}=0,\quad \mathrm{M}_j=\delta_j k_j^f,\qquad j=1..N. \tag{4}$$

Здесь с учетом обезразмеривания, s – водонасыщенность в пласте; p – поровое давление в пласте; m – пористость, β – упругоемкость, k – абсолютная проницаемость; верхним индексом «*f*» обозначена принадлежность параметра трещине МГРП; $\varphi(s)$ – подвижность двухфазной смеси; $\mathbf{u}=\mathbf{u}_w+\mathbf{u}_o$ – скорость фильтрации двухфазной смеси, $\mathbf{u}_w=f\mathbf{u}$, $\mathbf{u}_o=(1-f)\mathbf{u}$ – скорости фильтрации водной и нефтяной фазы; $f(s)$ – доля воды в суммарном потоке, $F^{\pm}$ – левый и правый берега трещины, δ – ширина раскрытия трещины, N - количество трещин МГРП.

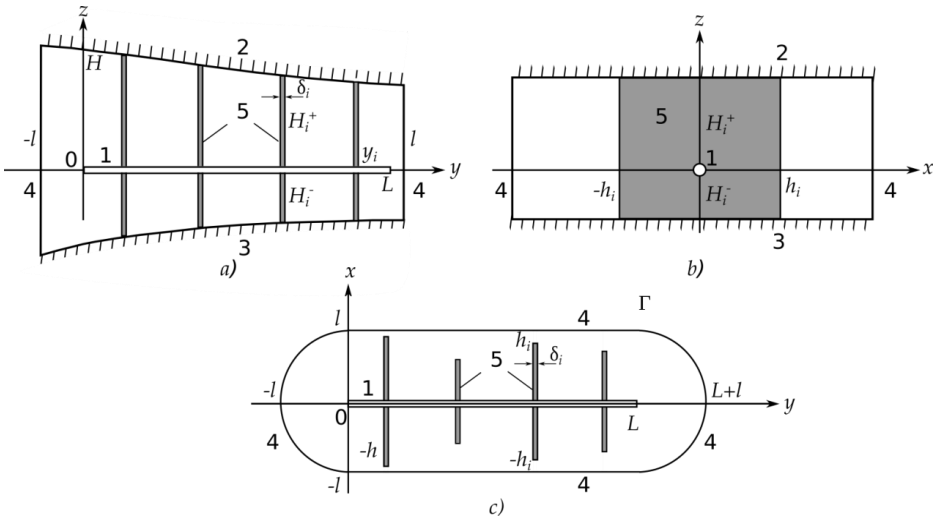


Рис. 1. Схема расчетной области: a) – вид сбоку, b) – вид с торца, c) – вид сверху

Уравнения модели содержат один критерий подобия M_j, равный произведению малого параметра δ_j (относительная ширина раскрытия трещины) на большое значение k_j^f (проницаемость трещины); M_j может изменяться в широких пределах [2, 3].

Критериальный анализ и упрощение математической модели. Уравнения модели содержат, а ее решение определяется следующими безразмерными параметрами – основными критериями подобия*:*

– упругоемкость β, или характерное безразмерное время распространения волн давления;

– параметры трещин $M_j, h_j, H_j,\ j=1..N$;

– время переноса в трещинах $\varepsilon_j,\ j=1..N$;

В зависимости от значений данных критериев подобия, в тех случаях, когда некоторые из них можно считать малыми, целесообразно строить асимптотические упрощенные модели исследуемого процесса. В данной работе рассмотрена одна из таких моделей, в которой $\varepsilon_j\to 0,\ j=1..N$. Физически эта асимптотика означает, что возмущения в трещине распространяются гораздо быстрее, чем в коллекторе нефтяного пласта. Поэтому поля давления,

насыщенности в трещине можно считать квазистационарными, т. е. изменяющимися во времени синхронно с изменениями граничных условий, либо источниковых членов в соответствующих уравнениях.

Упрощенная фильтрационная модель трещины. Положим, что в уравнении (3) $\varepsilon_j = 0$, проинтегрируем его по области трещины с учетом теоремы Гаусса-Остроградского и условий гидроизоляции на торцах:

$$Q^w_{\gamma,j} \equiv \int_\gamma f\left(s^f_j\right)\mathbf{u}^f_{j,n}\,d\gamma = \frac{1}{2\mathrm{M}_j}\int_{F_j^+ + F_j^-} f(s)u_n\,dF \equiv \frac{1}{2\mathrm{M}_j}Q^w_{F_j}, \tag{5}$$

здесь γ – поверхность скважины. Правая часть этого равенства вычисляется по полю скорости и насыщенности в коллекторе, а левую часть можно представить в виде

$$Q^w_{\gamma,j} \approx \left\langle f\left(s^f_j\right)\right\rangle \int_\gamma \mathbf{u}^f_{j,n}\,d\gamma \approx f\left(\left\langle s^f_j\right\rangle\right)\int_\gamma \mathbf{u}^f_{j,n}\,d\gamma. \tag{6}$$

Для подсчета интеграла в правой части (6) проинтегрируем уравнение для давления:

$$\int_\gamma \mathbf{u}^f_{j,n}\,d\gamma = \frac{1}{2\mathrm{M}_j}\int_{F_j^+ + F_j^-} u_n\,dF \equiv \frac{1}{2\mathrm{M}_j}Q_{F_j} \tag{7}$$

Правая часть этого равенства равна притоку двухфазного флюида из пласта в трещину и вычисляется по полю скорости в коллекторе. Подставив выражение (7) в равенство (5), получим алгебраическое уравнение для средней водонасыщенности в трещине j на границе γ примыкания трещины к скважине:

$$f\left(\left\langle s^f_j\right\rangle\right) = \frac{Q^w_{F_j}}{Q_{F_j}}. \tag{8}$$

Решение уравнения (8) дает постоянную величину средней насыщенности в трещине j. Подсчитаем среднюю подвижность φ^f_j и запишем упрощенное уравнение для давления в трещине

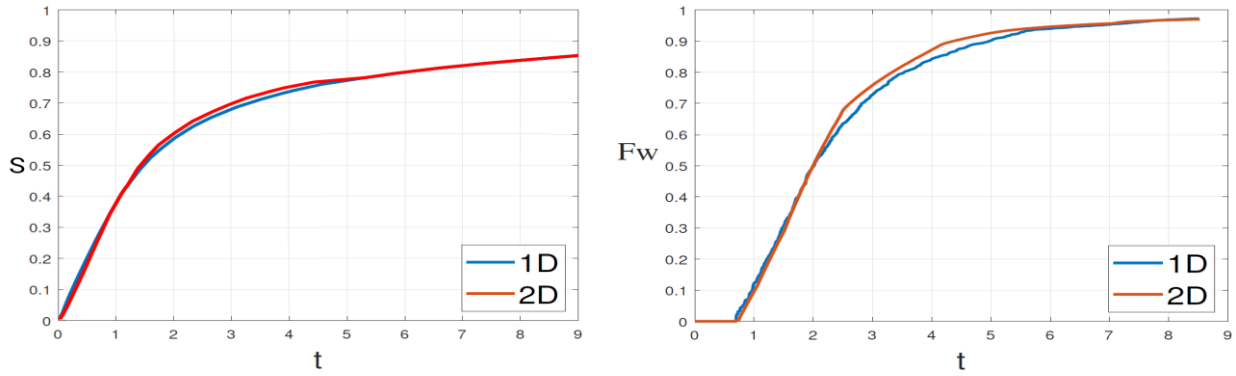
$$\Delta p^f_j = \frac{1}{2\mathrm{M}_j\varphi^f_j}u_y\Big|_{F_j^-}^{F_j^+}, \quad x,z \in D^f, \tag{9}$$

где Δ – оператор Лапласа. Получаемое из данного уравнения поле давления в трещине используется на берегах трещины $F_j^\pm$ для уравнения пьезопроводности в пласте (2).

Упрощенная модель фильтрации в коллекторе вблизи трещины МГРП. Для модели фильтрации в коллекторе вблизи трещин МГРП примем следующие допущения: 1) каждая трещина может рассматриваться независимо от остальных; 2) давление в тонком пограничном слое у берегов трещины определяется давлением в трещине, градиент давления (а значит и скорость фильтрации) в направлении y, ортогональном плоскости трещины F, намного превосходят градиент давления вдоль трещины. При этом вместо трехмерного уравнения пьезопроводности (2) в трубках тока, в каждой точке x,z ортогональных берегам трещины, принимаем одномерное уравнение. Решение этого уравнения – давление $p(x,z;y,t)$ в коллекторе пласта – определяется, главным образом, давлением в трещине $p^f(x,z;t)$. Эта функция находится

в результате решения стационарной задачи (9) в плоскости трещины. Уравнение переноса (1) для насыщенности s тоже заменяется одномерным уравнением гиперболического типа вдоль трубки тока. При переходе от трехмерной задачи к набору одномерных возникает вопрос о выборе множества точек x, z на плоскости, определяющей берег трещины, через которые ортогонально ей проходят линии тока, на каждой из которых и решается система одномерных уравнений [4]. По результатам этого решения подсчитываются потоки двухфазного флюида (7), воды (5), нефти.

В работе представлены результаты оценки достоверности перечисленных упрощений (рис. 2). Сравнение решений тестовых задач показывает хорошую степень точности при замене трехмерной задачи фильтрации в пласте на набор одномерных задач в трубках тока. Диапазон применимости допущения о квазистационарном распределении насыщенности в трещинах МГРП оценен из решения серии дополнительных модельных задач.



а б

Рис. 2. Сравнение решений по исходной и упрощенной моделям:
а – динамика средней водонасыщенности в трещине; б – динамика обводнения трещины при замене трехмерной фильтрации на одномерную в наборе трубок тока

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета («ПРИОРИТЕТ-2030»).

Литература

1. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.

2. *Хамидуллин М.Р.* Численное моделирование притока однофазной жидкости к горизонтальной скважине с трещинами многостадийного гидроразрыва пласта // Ученые записки Казанского университета. Сер. Физико-математические науки. 2016. Т. 158, Кн. 2. С. 287–301.

3. *Mazo A.B., Sattarov R.I., Khamidullin M.R.* et al. Interpretation of indicator studies of multistage fracturing // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187762-MS. https://doi.org/10.2118/187762-MS

4. *Поташев К.А., Мазо А.Б., Мухина М.В.* и др. Моделирование притока пластового флюида к трещинам бесконечной проницаемости многозонного гидроразрыва пласта с помощью трубок тока // Ученые записки Казанского университета. Сер. Физико-математические науки. 2022. Т. 164, Кн. 1. С. 101–121. https://doi.org/10.26907/2541-7746.2022.1.101-121

Ретроспективный анализ разработки и эффективности системы поддержания пластового давления длительно разрабатываемого месторождения Западной Сибири

Миронова В.А.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»,
РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а
E-mail: Viktoriya.A.Mironova@lukoil.com

Аннотация. Предложен методический прием для ретроспективной оценки эффективности системы поддержания пластового давления длительно разрабатываемых месторождений. Показано, что реализованная на месторождении система разработки обладает запасом производительности. Расчетами на геолого-технологической модели оценена возможность дополнительной добычи нефти при реализации потенциала созданной системы.
Ключевые слова: эффективность поддержания пластового давления, геолого-технологическая модель, потенциал системы разработки, характеристики вытеснения.

Длительно разрабатываемые месторождения Западной Сибири являются ценным источником для обобщения опыта разработки, ориентиром для принятия решений при проектировании вводимых в разработку месторождений-аналогов.

Целью исследования является проведение ретроспективного анализа технологических показателей разработки практически выработанного месторождения и предварительная оценка итогов разработки.

Месторождение вступило в позднюю стадию разработки более 25 лет назад, выработка запасов превышает 95%. По величине относительного накопленного отбора жидкости является «рекордсменом» среди месторождений-аналогов (рис. 1).

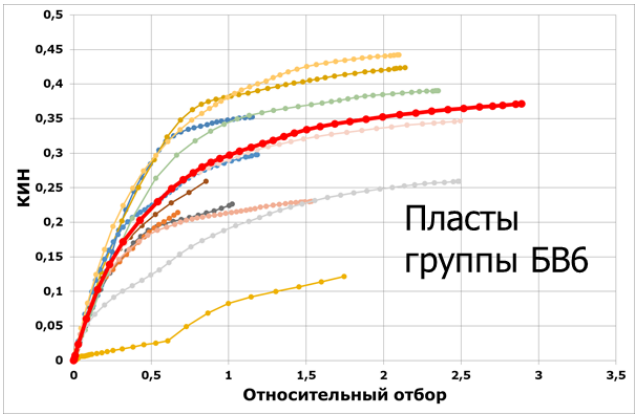


Рис. 1. Характеристики вытеснения пластов группы БВ6 месторождений Западной Сибири

В процессе выполнения работы проанализирована геолого-физическая характеристика, история и текущее состояние разработки залежей пласта БВ6, подготовлена и детально адаптирована геолого-технологическая модель месторождения.

Выполнена серия расчетов альтернативных вариантов истории разработки залежи 1 и рассчитан прогнозный вариант разработки с уплотнением сетки скважин по залежи 2.

Детальный анализ геолого-промыслового материала, ретроспективные расчеты по залежи 1 и прогнозные расчеты по залежи 2 позволили сделать следующие основные выводы:

– энергетический потенциал залежи 1 (рис. 2, 3) позволял осуществить фактические отборы нефти и жидкости без поддержания пластового давления (ППД), которое не было эффективным;

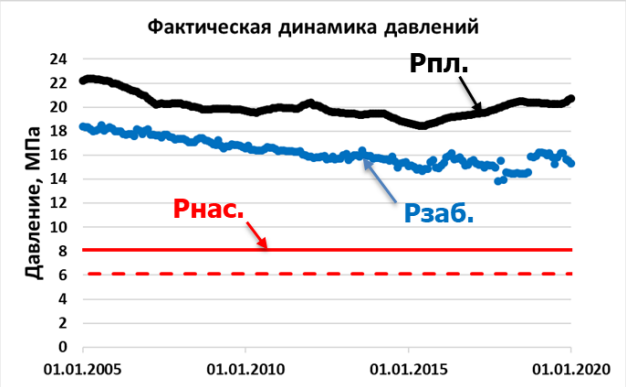


Рис. 2. Фактическая динамика пластового и забойного давлений залежи 1

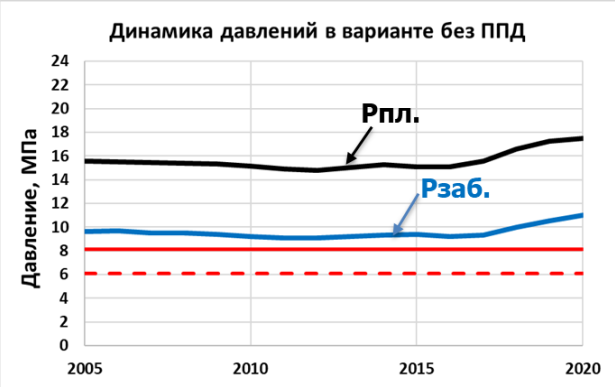


Рис. 3. Динамика пластового и забойного давлений залежи 1 в варианте без ППД

– более 20% добывающего фонда залежи 1 практически не участвовали в выработке запасов нефти (рис. 4);

– система разработки залежи 1 имела заметный запас производительности, который не был реализован. Оценка альтернативного варианта ее разработки при повышенных депрессиях показала возможность дополнительной добычи нефти в объеме 600–650 тыс. т (рис. 5);

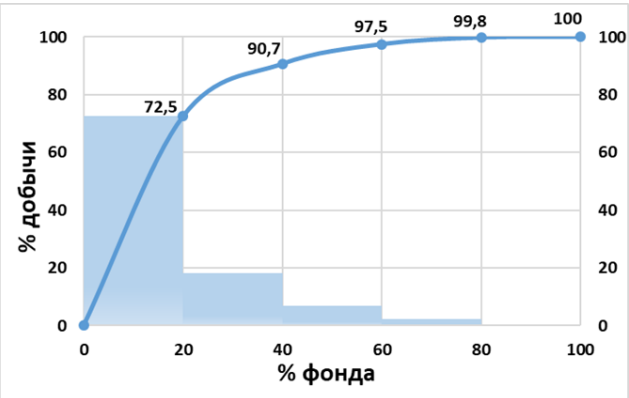


Рис. 4. Распределение накопленной добычи по фонду скважин

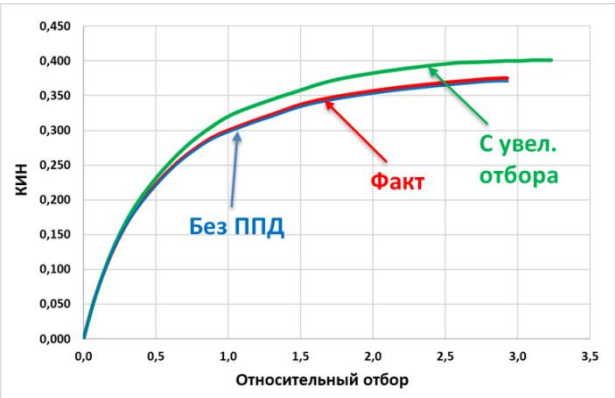


Рис. 5. Характеристики вытеснения вариантов разработки залежи 1

– низкая эффективность разработки залежи 2 по сравнению с залежью 1 обусловлена как геологическими (высокая доля запасов водонефтяной зоны и небольшие толщины), так и технологическими (неоптимальная перфорация) факторами (табл. 1);

– выработка остаточных запасов залежи 2 возможна за счет уплотнения сетки скважин. Дополнительная добыча при этом может составить 80–90 тыс. т. Сопоставление фактического и расчетных значений коэффициента извлечения нефти представлено в табл. 2.

Таблица 1

Сопоставление показателей, влияющих на эффективность вытеснения нефти

Показатель	Залежь 1	Залежь 2
Доля запасов в ВНЗ, %	76	90
Общая толщина в районе высокопроизводительных скважин, м	17,8	8,3
Расстояние от НДП до ВНК по группе высокопроизводительных скважин, м	9,3	4,4
Безводная добыча нефти, %	23,0	5,0

Таблица 2

Сопоставление фактического и расчетных значений КИН

КИН утвержденный, д. ед.	0,284
КИН расчетный базовый, д. ед.	0,292
КИН при уплотнении сетки, д. ед.	0,315

Литература

1. *Сазонов Б.Ф.* Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме. М.: Недра, 1973. 238 с.

2. *Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В.* Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. М.: Недра, 1994. 308 с.

Обоснование технологий доизвлечения остаточной нефти на основе изучения ее подвижности и распределения в межскважинной области

Мо Цзяли[1]*, Михайлов Н.Н.[1,2]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *mojiali111@gmail.com

Аннотация. Большинство уникальных и крупных месторождений в нефтяных регионах мира находятся на поздней и конечной стадиях разработки. После того, как коллектор подвергся первичной и вторичной добыче нефти, значительное количество нефти остается в породах коллектора в виде остаточной нефти. Две основные проблемы возникают при вступлении пласта в период высокой или сверхвысокой обводненности. Во-первых, за счет длительной промывки закачиваемой водой и влияния неоднородности самого коллектора в околоскважинной зоне постепенно развиваются доминирующие фильтрационные каналы, подвергающиеся техногенным изменениям; во-вторых, на поздней стадии при высокой обводненности нефть находится в особом состоянии и представляет собой дисперсную фазу, а линейный закон Дарси уже не действует. Это приводит к тому, что движение флюида в пласте в период сверхвысокой обводненности перестанет соответствовать стандартным представлениям, а использование закона Дарси некорректно. Для решения проблемы необходимо экспериментально установить адекватную модель фильтрации для извлечения остаточной нефти.
Ключевые слова: остаточная нефть, сверхвысокая обводненность, нелинейный закон фильтрации.

В связи с выработкой легко извлекаемых запасов нефти из высокопродуктивных месторождений наблюдается тенденция ухудшения структуры запасов (образование остаточных запасов), что сопровождается изменением свойств флюидов и пластов и осложнением условий эксплуатации месторождений. Увеличение коэффициентов извлечения нефти из коллекторов, содержащих остаточную нефть, с применением современных комплексных методов воздействия на пласт является актуальной задачей, требующей детального изучения особенностей фильтрации остаточной нефти в таких пластах. Общепринятой практикой обоснования технологий доразработки нефтяных залежей является моделирование. С его использованием создаются геолого-гидродинамические модели залежей и определяются наиболее эффективные варианты реализации технологий. Однако стандартные (коммерческие) симуляторы не учитывают структуру и подвижность остаточной нефти, что снижает адекватность полученных решений. Было установлено, что капиллярно-защемленная остаточная нефть приобретает подвижность при критических значениях капиллярного числа (градиента давления), а закон движения капиллярно-защемленной нефти – нелинейный [1–3]. Установлены взаимосвязи критических значений капиллярного числа с фильтрационно-емкостными свойствами пласта [1]. Эти свойства могут изменяться при разработке залежей. Особенно сильно эти изменения проявляются в низкопроницаемых коллекторах.

В работе рассмотрен вопрос фильтрации остаточной нефти через низкопроницаемые породы-коллекторы на месторождении Шэнли (Китай). Исследования проводились на образцах керна, в которых создавалась остаточная нефтенасыщенность, соответствующая пластовым

условиям. Влияние деформации коллектора на критические значения капиллярного числа ранее не изучалось. В коллекторах при изменении напряженно-деформированного состояния горных пород в процессе эксплуатации месторождений происходит существенное изменение фильтрационно-емкостных свойств, что приводит к прекращению фильтрации (возникновение эффекта НГД – начального градиента давления). При этом фильтрация флюида начинается только при превышении градиентом давления некоторого порогового значения $P_{НГД}$. [4].

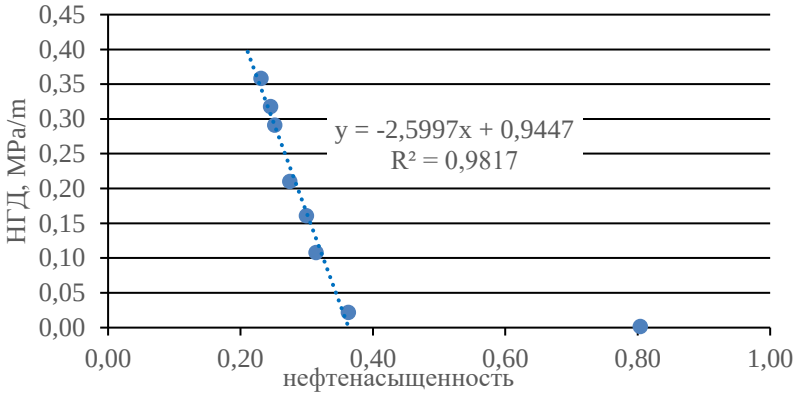


Рис. 1. Зависимость НГД от нефтенасыщенности на месторождении Шэнли (Китай)

Рис. 1 показывает, что при остаточной насыщенности все экспериментальные точки лежат на одной прямой. Эффект НГД может быть описан линейной зависимостью:

S_o = f(gradP)

и представлен в виде:

$$\frac{dP_{НД}}{dx} = AS_o + B\ ,$$

где S_o – остаточная нефтенасыщенность, доли единицы;
$P_{НД}$ – давление начала фильтрации флюида, МПа;
A – коэффициент, связанный со структурой порового пространства коллектора;
B – отрезок на прямой зависимости НГД от нефтенасыщенности, МПа/м.

По данным из месторождения Шэнли (Китай) получено уравнение, описывающее эффект НГД:

$$\frac{dP_{НД}}{dx} = -2{,}5997S_o + 0{,}9447\ .$$

Увеличение градиента фильтрации в период сверхвысокой обводненности пласта отражается на изменениях фильтрационно-емкостных свойств, что может быть интерпретировано как увеличение разности начальных давлений в системе нефть–вода.

Тогда закон движения нефтяной фазы можно выразить как

$$\upsilon_o = -\frac{k_o}{\mu_o}\nabla\left(P - P_{НД}\right).$$

По мере разработки нефтяных месторождений кроме фильтрационных свойств (проницаемость и др.) изменяются и другие свойства нефти. Для более точного прогнозирования остаточной нефтенасыщенности введем особое понятие – динамическая вязкость [5].

Эта скорректированная вязкость определяется функциональной зависимостью:

$$\mu_{\text{o}} = \mu_{oi} \cdot K_{\text{скор.}}(f_w)\,,$$

где μ_{oi} – вязкость, рассчитанная по давлению и содержанию растворенного газа в нефти;
$K_{\text{скор.}}$ – коэффициент изменения вязкости нефти.

На рис. 2 представлены фактические данные по месторождению Шэнли (Китай) – показана зависимость коэффициента изменения вязкости движущейся остаточной нефти от обводненности.

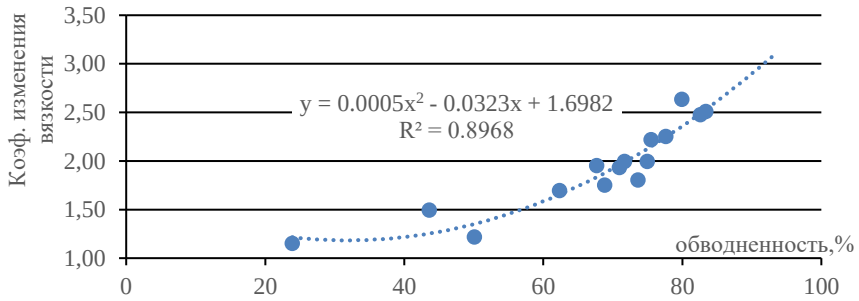


Рис. 2. Зависимость коэффициента изменения вязкости от обводненности на месторождении Шэнли (Китай)

Полученная зависимость коэффициента изменения вязкости движущейся остаточной нефти от обводненности:

$$K_{\text{скор.}} = -0.0005{s_w}^2 - 0.0323 s_w + 0.8968\,.$$

В случае, когда скорость вытеснения достигает первого критического значения, соответствующий градиент давления является начальным градиентом давления вытеснения, а соответствующее капиллярное число является пороговым значением начала фильтрации остаточной нефти. При вытеснении остаточной нефти, с ростом градиента давления значение гидродинамического градиента становится больше, чем градиент капиллярного давления. Остаточная, условно подвижная нефть (полусвязанная нефть), начинает двигаться. Это происходит в капиллярно-напорном режиме [3].

На нефтяном месторождении Дацин в Китае проводились аналогичные исследования. В эксперименте использовался керн длиной 10 см и диаметром 2,5 см. Проницаемость и пористость соответствовали условиям месторождения Шэнли. Используя двухфазную систему нефть–вода с различными значениями числа капиллярности, был получен набор данных из 45 значений.

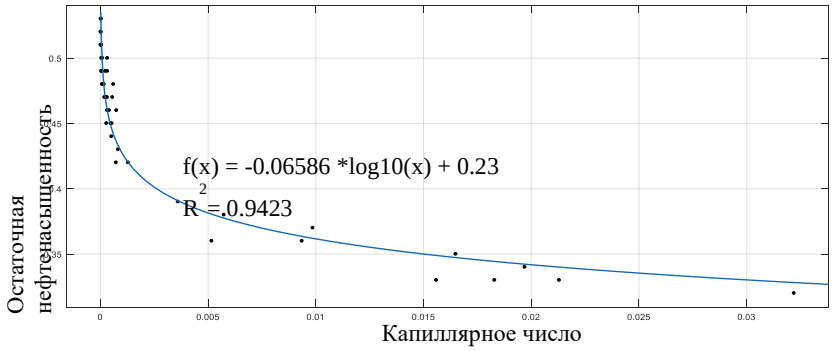


Рис. 3. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от числа капиллярности района исследования на месторождении Шэнли (Китай)

Зависимость остаточной нефтенасыщенности от числа капиллярности для месторождения Шэнли (Китай) можно выразить в виде логарифмической кривой:

$$s_o = -0.06586 \cdot lg(N) + 0.23,$$

где N – число капиллярности.

Выводы. В работе предложена модель для стадии разработки со сверхвысокой обводненностью и исследован закон фильтрации двухфазной модели в системе остаточная нефть–вода. Изучены особенности фильтрации в пластах-коллекторах по следующим факторам: начальный градиент давления, динамическая вязкость, число капиллярности. Предложена адекватная математическая модель нелинейной фильтрации для прогнозирования доразработки высокообводненных залежей.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Михайлов Н.Н., Мелехин С.В.* Основные представления о кривых капиллярного вытеснения и их характеристика (обзор) // Нефтяное хозяйство. 2018. № 8. С. 24–28. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-24-28

2. *Михайлов Н.Н.* Повышение информативности моделирования разработки месторождений на основе современных представлений в физике нефтяного пласта // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений: Материалы 2-й науч.-практ. конф., посвящ. памяти Н.Н. Лисовского. М.: ЦКР Роснедр по УВС, 2011. С. 107–117.

3. *Михайлов Н.Н., Чумиков Р.И.* Экспериментальные исследования закономерностей фильтрации капиллярно-защемленных фаз // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 74–76.

4. *Григорьев Б.А., Орлов Д.М., Савченко Н.В., Рыжов А.Е.* Исследование начальных градиентов давления при фильтрации через низкопроницаемые породы-коллекторы // Вести газовой науки. 2013. № 1(12). С. 119–125.

5. *Жигалов Д. Н., Беслик А. В*. Моделирование изменения динамической вязкости нефти в системе сбора // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2020. Т. 2. С. 130–135.

Моделирование притока двухфазной смеси к трещинам многозонного гидроразрыва пласта с помощью трубок тока

Мухина М.В.*, Ураимов А.А., Поташев К.А.
Институт математики и механики им. Н.И.Лобачевского КФУ,
РФ, 420111, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18
E-mail: *mvvoler@gmail.com

Аннотация. В работе предложен способ понижения размерности задачи о притоке пластового флюида к трещинам многозонного гидроразрыва пласта, согласно которому исходную пространственную фильтрацию можно представить с помощью одномерных трубок тока, структура которых описывается на основе точных аналитических решений. Апробация данного способа представления задачи в случаях однофазной и двухфазной фильтраций дает хорошее соответствие решений исходной и упрощенной моделей. Авторский подход позволяет существенно сократить время решения нестационарных задач переноса вблизи трещин многозонного гидроразрыва пласта, возникающих, например, при проектировании или идентификации параметров трещин по трассерным исследованиям.
Ключевые слова: нефтяной пласт, многозонный гидроразрыв, однофазная фильтрация, двухфазная фильтрация, трубки тока, аналитическое решение, численное моделирование.

Рассматривается задача притока пластового флюида к вертикальным трещинам многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) бесконечной проводимости. Решение данной задачи в ее исходном виде прямым численным моделированием с достаточной точностью требует высоких затрат вычислительных ресурсов [1, 2]. Последнее становится критичным, если возникает необходимость в многовариантных расчетах, что на практике может встречаться, например, при идентификации трещин МГРП по имеющимся гидродинамическим данным. В связи с этим в работе предлагается декомпозиция исходной трехмерной задачи на набор одномерных задач, каждая из которых характеризует течение вдоль фиксированной трубки тока (ТТ). Данный способ на порядки сокращает время расчетов [3, 4].

При построении такой модели скважина между трещинами гидроразрыва предполагается неперфорированной, весь приток к ней осуществляется только через трещины ГРП. Пласт считается однородным, а пористый скелет – несжимаемым [5]. Озвученные допущения позволяют свести задачу к двумерной постановке в горизонтальной плоскости. Задача о распределении давления в трещине решается с учетом распределенного притока пластового флюида, определяемого длиной и геометрией примыкающих к берегам трещины трубок тока.

В области дренирования вблизи МГРП были выделены два характерных элемента с различной структурой фильтрационного потока. Для каждого из них решена задача фильтрации, при этом проницаемость вдоль трещин ГРП полагается бесконечной. Из полученных аналитических решений выведены функции, описывающие строение ТТ в зависимости от геометрии и расположения трещин. Они же, в свою очередь, определяют точность модели.

Выполнена апробация упрощенной модели в случае трещин конечной проницаемости. Отдельно введена поправка, которая позволяет точнее описать приток флюида к торцам трещин при той же размерности сетки. Показано, что функции, характеризующие геометрию ТТ, достаточно точно описывают профиль притока и суммарный дебит трещины для большого

спектра значений проницаемости трещин. Выделены случаи, когда предположение о бесконечной проницаемости трещин имеет несущественное влияние на точность решения. Сравнение полученных вычислений проводилось с численным решением пространственной задачи фильтрации методом конечных объемов [6].

Полученные результаты могут быть применимы к задачам в слоисто-неоднородном пласте без изменений.

Оценена сходимость решения в зависимости от разбиения на ТТ вдоль трещины для случая многокомпонентной фильтрации. Показано хорошее соответствие решений относительно дебита скважины и обводненности.

Для задачи нестационарной двухфазной фильтрации показано, как использование расчетов на фиксированных трубках тока позволяет на 1–2 порядка сократить машинное время, затрачиваемое на численное решение, при несущественной потере точности. При рассмотрении последней задачи трещины полагаются бесконечно проницаемыми, а трубки тока, на которых производятся вычисления, выводятся из аналогичной стационарной задачи, решенной относительно начального момента времени. Пример решения задачи с использованием фиксированных трубок тока и его сравнение с решением плоской задачи двухфазной фильтрации представлены на рис. 1, 2.

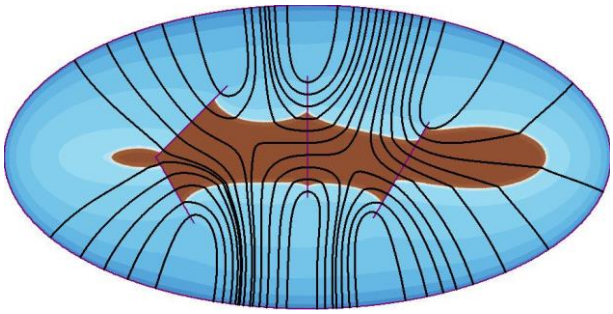


Рис. 1. Распределение трубок тока и поля водонасыщенности скважины с тремя трещинами ГРП

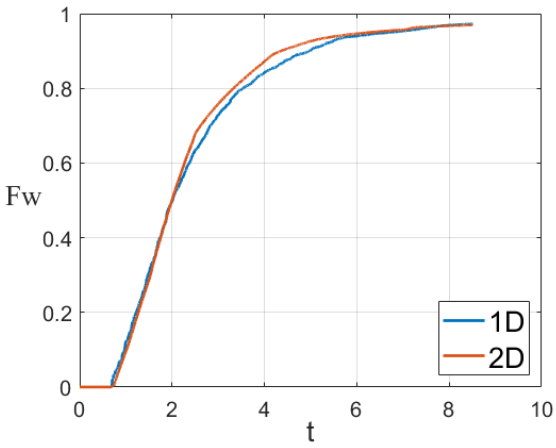


Рис. 2. График суммарной обводненности скважины с МГРП: 1D – решение одномерной задачи методом фиксированных трубок тока;
2D – решение плоской задачи фильтрации

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета («ПРИОРИТЕТ-2030»).

Литература

1. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. 212 с.

2. *Мазо А.Б., Хамидуллин М.Р.* Явно-неявные алгоритмы ускорения расчета двухфазного притока к горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта // Вычислительные методы и программирование. 2017. Т. 18, Вып. 3. С. 204–213. https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r318

3. *Mazo A.B., Sattarov R. I., Khamidullin M.R.* et al. Interpretation of indicator studies of multistage fracturing // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017, Moscow, Russia. Paper SPE-187762-MS. https://doi.org/10.2118/187762-MS

4. *Мазо А.Б., Поташев К.А.* Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений. М.: ИНФРА-М, 2020. 220 с. https://doi.org/10.12737/1043236

5. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.

6. *Мазо А.Б., Поташев К.А., Хамидуллин М.Р*. Фильтрационная модель притока жидкости к горизонтальной скважине с многостадийным гидравлическим разрывом пласта // Ученые записки Казанского университета. Сер. Физико-математические науки. 2015. Т. 157, Кн. 4. С. 133–148.

Возможности термических исследований для оценки параметров трещин гидроразрыва пласта

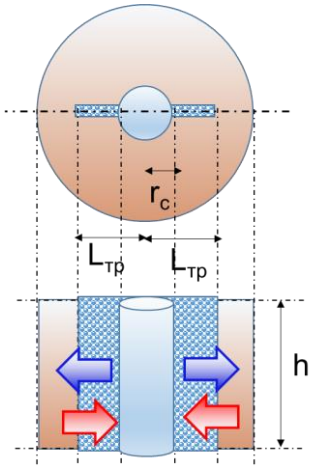
Никонорова А.Н.*, Ерастова В.А.**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *anastasia.nikonorova@list.ru, **victoria.erastova@yandex.ru

Аннотация. Одной из наиболее частых причин неэффективности системы поддержания пластового давления в процессе разработки месторождений нефти и газа является непроизводительная закачка. Данный фактор приводит к снижению планируемой добычи и неэффективным затратам по обеспечению системы поддержания пластового давления. Авторами рассматривается термометрия – как один из базовых методов диагностики трещин гидроразрыва пласта, приводящих к непроизводительной закачке. Настоящая работа является продолжением исследований авторов, посвященных стандартной технологии термометрии, предполагающей одиночные циклы теплового воздействия на пласт (закачка рабочей жидкости) и последующей релаксации температуры после остановки скважины.
Приводится описание процесса моделирования полей температуры и давления, рассматриваются многоцикличные технологии, предлагающие совместный анализ результатов исследований скважин в периоды их запуска на закачку и отбор с разным расходом.
Ключевые слова: непроизводительная закачка, система поддержания пластового давления, промыслово-геофизические исследования скважин, термометрия скважин.

На большинстве разрабатываемых нефтяных месторождений недропользователи организуют систему по поддержанию пластового давления (ППД), которая включает в себя применение нагнетательных скважин, через которые закачивается рабочая жидкость в продуктивные пласты для вытеснения углеводородов. Зачастую наблюдается процесс непроизводительной закачки – нагнетаемый агент не достигает целевого объекта, уходит за пределы зоны дренирования, что приводит к падению пластового давления, снижению темпов отбора нефти и жидкости, к неэффективным затратам. Анализ существующих методов и технологий диагностики, негативного влияния непроизводительной закачки, а также обоснование и создание новых технологических приемов является актуальной задачей [3].

Рассматривая возможности термометрии при решении данной задачи, авторы акцентировали внимание на сложных технологиях, включающих несколько циклов исследований (циклы могут отличаться продолжительностью и расходом закачки), были исследованы нестандартные технологии, включающие наряду с циклами закачки периоды отбора разной длительности и интенсивности.

Авторами было выполнено моделирование полей температуры и давления, проанализировано поведение температурных кривых в процессе циклических закачек и отборов при разных параметрах системы «скважина–трещина–пласт», включая геометрические характеристики трещин. На рис. 1 приведена модель, использующаяся в качестве «базовой». Модельная скважина представляет собой вертикальную цилиндрическую полость, которая работает в режиме нагнетания и отбора, с различным расходом жидкости. Пласт – однородная среда с горизонтальными границами раздела проницаемостью 1мД и пористостью 20%. Трещина представлена вертикальным прямоугольным каналом, пересекающим ствол скважины.



$L_{тр}$ – полудлина трещины,
h – толщина пласта,
r_c – радиус скважины

Рис. 1. Модель системы «скважина–трещина–пласт»

По данным предыдущих работ авторов [1-2], а также полученных результатов проведен анализ информативности предлагаемых циклических технологий, рассмотрены информативные возможности циклической термометрии, выявленные по результатам моделирования и последующего анализа эффектов, влияющих на поведение теплового поля. На рис. 2 приведен пример технологии, включающей цикл закачки продолжительностью 72 часа и последующей релаксации теплового поля. По осям кросс-плота отложены температуры при временах релаксации 3 ч (ось абсцисс) и 48 ч (ось ординат). Линии на кросс-плоте представляют собой геометрические места точек, соответствующие различным проницаемостям пласта и длинам трещин.

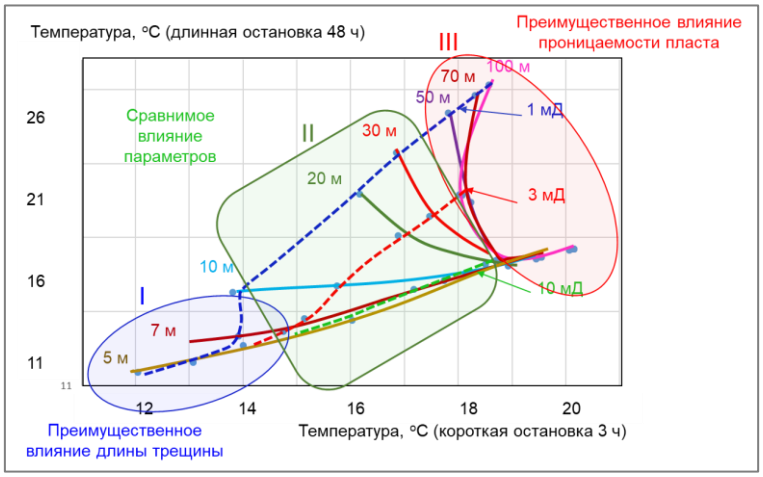


Рис. 2. Зависимость температур при разных временах релаксации, шифр кривых – длины трещин и проницаемости пласта

Кросс-плот иллюстрирует, что по результатам термометрии при длинах трещин 10–50 м возможна уверенная независимая оценка параметров трещины (область II на кросс-плоте). Слева и справа от нее расположены области преимущественного влияния длины трещины (I) и проницаемости пласта (III).

Другая рассмотренная авторами технология термических исследований предполагает два цикла термических исследований, каждый из которых включает период закачки и последующей остановки скважины. Поведение температуры во времени иллюстрирует рис. 3.

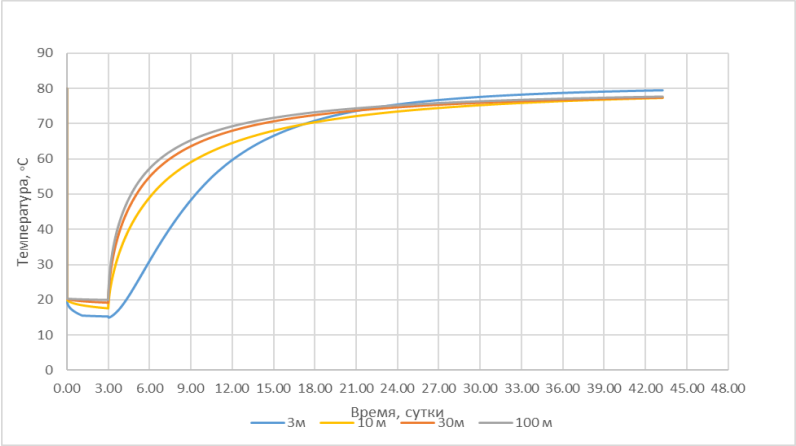


Рис. 3. Поведение температурных кривых при исследовании «закачка – отбор»

На основании анализа представленных на рисунке зависимостей можно сделать вывод, что с точки зрения разрешающей способности термометрии методика проведения исследования требует закачки в трещины определенной длины строго соответствующего ей оптимального количества жидкости. При этом чем больше трещина, тем большее количество жидкости необходимо закачать в пласт. Из этого следует, что маленькие трещины будут не видны при интенсивной закачке, а большие трещины не будут видны при умеренной закачке. Цикл отбора, возможно, повысит контрастность данного эффекта.

Потенциал данной идеи иллюстрирует рис. 4, где приведен кросс-плот, показывающий поведение теплового поля при подобной технологии.

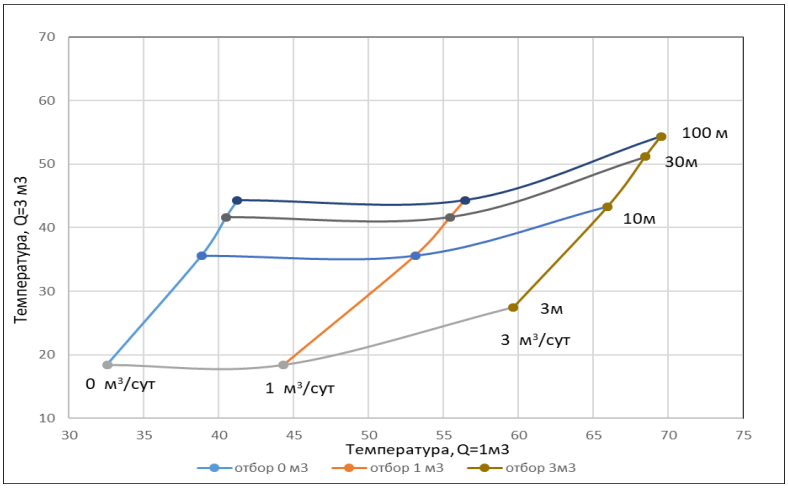


Рис. 4. Зависимость температур при различных объемах закачки; шифр кривых – длины трещин: 3м, 10м, 30м, 100м; объемы отбора: 0 м³/сут, 1 м³/сут, 3 м³/сут.

При расчетах продолжительности закачки и последующего отбора в циклах были приняты одинаковыми и равными соответственно 72 и 10 ч. По осям кросс-плота отложены значения температуры, соответствующие окончанию периодов отбора при интенсивности закачки в первом цикле – 3 м^3/сут на 1 м пласта (ось абсцисс), а во 2 цикле – 1 м^3/сут на 1 м пласта. Линии на кросс-плоте представляют собой геометрические места точек, соответствующие различным интенсивностям отбора и длинам трещин.

Проведенный анализ показывает высокие информативные возможности циклических технологий – раздельная оценка фильтрационных параметров пласта и размеров трещин

значительно расширит знания об объектах, а также позволит оптимально контролировать закачку жидкости в скважины.

Анализ информативных возможностей данных технологий является задачей дальнейшей исследовательской работы авторов.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Ридель А.А.* и др. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований // PROнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 92–105.

2. *Никонорова А.Н., Батманова О.В., Гуляев Д.Н.* и др. Выявление причин непроизводительной закачки воды при разработке нефтяных месторождений на основе моделирования термических процессов // Вестник Российского нового университета. Сер. Сложные системы: модели, анализ и управление. 2021. № 4. С. 34–40. https://doi.org/10.18137/RNU.V9187.21.04.P.034

3. *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.

Результативность термометрии нагнетательных скважин при диагностике и оценке межпластовых перетоков по стволу и трещинам гидроразрыва пласта

Никонорова А.Н.*, Наумов А.С. **
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *anastasia.nikonorova@list.ru, **naumovandreysergeevich@gmail.com

Аннотация. В исследовательской работе решаются вопросы диагностики непроизводительной закачки с помощью термических исследований скважин. Закачка жидкости для поддержания пластового давления может приводить к разрушению цементного камня и раскрытию нестабильных трещин, значительным перетокам и снижению эффективности нагнетания.
В работе приведены результаты термодинамического моделирования для решения задачи разделения перетоков по заколонному пространству и перетоков по трещине гидроразрыва пласта, в том числе по возникающей при аномальной репрессии на пласт нестабильной трещине. Результаты показывают, что тепловое поле при перетоках по заколонному пространству и при перетоках по трещинам ведет себя по-разному. Выполнено сопоставление возможностей термометрии и гидродинамических исследований скважин в определении происхождения перетоков и намечены дальнейшие задачи исследовательской работы авторов, направленные на повышение эффективности системы поддержания пластового давления и добычи.
Ключевые слова: промыслово-геофизические исследования скважин, термометрия скважин, перетоки по заколонному пространству, заколонная циркуляция, трещины гидроразрыва пласта, перетоки по трещинам гидроразрыва пласта, непроизводительная закачка, система поддержания пластового давления.

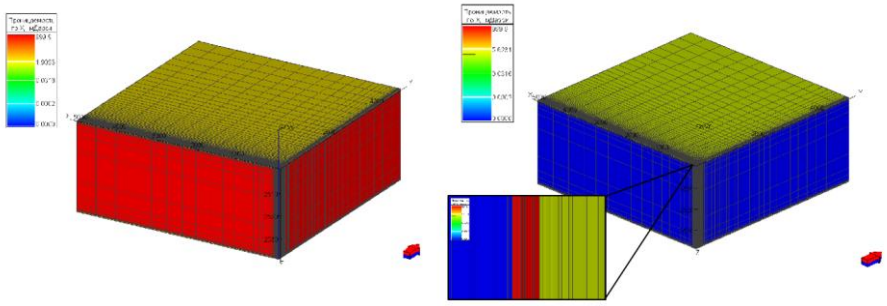
Задачами диагностики перетоков занимаются на протяжении долгих лет многие исследователи [1–3]. При организации системы поддержания пластового давления (ППД) на нефтяных месторождениях зачастую наблюдаются проблемы, связанные с непроизводительной закачкой воды в пласт, которая может выражаться в уходе огромного объема воды в нецелевые объекты разработки или резким прорывом воды по пласту и, как следствие, приводить к опережающему обводнению и снижению выработки. Причины непроизводительной закачки – низкое качество цементного камня, фиксирующего эксплуатационную колонну; завышенное давление закачки воды, сопоставимое с давлением раскрытия трещины гидроразрыва пласта (ГРП). Проблема, связанная с низким качеством цемента, особенно актуальна для старого фонда скважин, где в силу длительного времени эксплуатации и экстремальных нагрузок происходит неупругая деформация цементного камня с последующим образованием трещин вдоль всего ствола скважины. В свою очередь, данная система трещин является благоприятной средой для миграции закачиваемой жидкости из интервала целевого пласта в заколонное пространство скважины. Кроме того, наличие в целевом пласте системы трещин, имеющих как природное происхождение, так и техногенное, образованное в результате ГРП или возникающей при аномальной репрессии на пласт нестабильной трещине (авто-ГРП), также может способствовать уходу закачиваемой воды из целевого пласта в другие участки залежи, с которыми система трещин обеспечивает наилучшую гидродинамическую связь.

Задача определения происхождения перетоков в нагнетательных скважинах является особенно актуальной. Непроизводительная закачка, выраженная в перетоках по трещинам и по

заколонному пространству, способна привести к значительному снижению добычи нефти на всем участке месторождения. Своевременная диагностика перетоков, а также уверенное определение их происхождения позволит оперативно принимать решения по их устранению и, как следствие, наиболее эффективно разрабатывать нефтяные залежи.

Наиболее достоверным методом, позволяющим выявлять перетоки, является термометрия. Это обуславливается особенностью воздействия закачиваемой жидкости на естественное тепловое поле в околоскважинном пространстве. В силу особенностей скважинной аппаратуры для регистрации теплового поля в скважине и околоскважинном пространстве не представляется возможным разделить перетоки по трещине и по заколонному пространству.

Для исследования поведения теплового поля в заколонных перетоках и перетоках по трещинам авторами было выполнено термодинамическое моделирование на базе программного обеспечения ПО tNavigator. Синтетическая термодинамическая модель приведена на рис. 1.

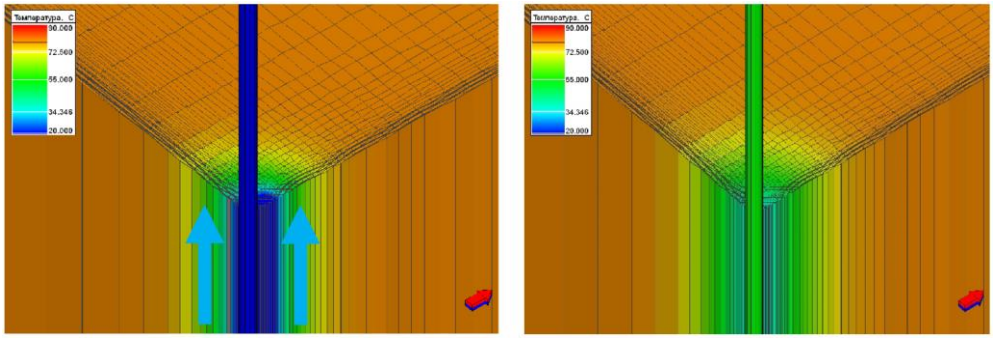


а б

Рис. 1. Сетка термодинамической модели в tNavigator с отображаемым свойством – проницаемость по координате X:
а – модель с трещиной,
б – модель с заколонной циркуляцией

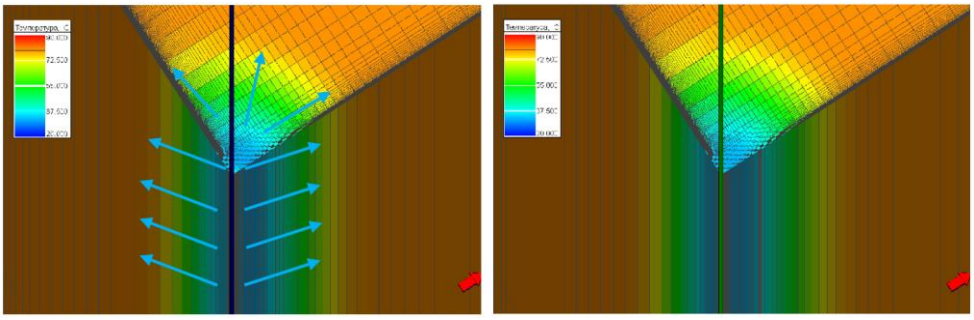
Она представляет собой сетку с LGR (Local Grid Refinement) в околоскважинном пространстве для более детального расчета поведения теплового поля в период перетока. Модель представлена однородным пластом с непроницаемой частью посередине, толщина которой составляет 20 м. Коэффициент пористости равномерно распределен по всему объему модели, его значение составляет 0,3.

В модели, воспроизводящей процесс перетока, пути ухода нагнетаемой жидкости были заданы через зоны высокой проницаемости, значение которой составляет 1000 мД. Для оценки достоверности гипотезы были смоделированы ситуации с различными объемами нагнетания для регистрации величины и темпа изменения теплового поля вблизи скважины в зависимости от типа перетока (рис. 2, 3).



а б

Рис. 2. Тепловое поле в случае перетока по негерметичному цементному кольцу (объем нагнетания 100 м^3):
а – 1 сутки нагнетания;
б – 0,5 суток после остановки скважины



а б

Рис. 3. Тепловое поле в случае перетока по трещине в цементном кольце (объем нагнетания 100 м³):
а – 1 сутки нагнетания,
б – 0,5 суток после остановки скважины

Объемы закачиваемой жидкости составляли 2,5 м^3 и 100 м^3 при температуре флюида 20 °С на протяжении 1 суток, затем происходит остановка скважины в течение 0,5 суток, в это время наблюдается релаксация теплового поля и давления.

Результаты, полученные в ходе моделирования, показывают, что результативность термометрии при диагностике перетока по заколоному пространству существенно выше, чем по трещине ГРП, поскольку глубина теплового воздействия закачиваемой жидкости в пласт по латерали (в случае перетока по трещине) больше, нежели по заколонному пространству. Однако зарегистрировать это различие не представляется возможным вследствие малой глубинности метода исследования. Площадь поверхности трещины, контактирующая со скважиной, мала, объем холодной жидкости быстро уходит в пласт за пределы радиуса исследования термометрии. Вследствие этого перетоки по трещинам становится трудно диагностировать по термическим исследованиям. Тем не менее термометрия способна установить факт наличия перетока по заколонному пространству.

Для диагностирования перетоков с последующим определением его источника, необходимо прибегать к комплексированию термометрии с гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИС). В этом случае роль ГДИС состоит в диагностике факта перетока – признаком является аномально высокая гидропроводность пласта или зависимость гидропроводности от репрессии на пласт [3]. Использование термометрии в данном комплексе позволяет понять – происходит переток по негерметичному заколонному пространству или по протяженной трещине. В перетоке по заколонному пространству его тепловое воздействие максимально велико. Высоким оно является и для трещины, длина которой по простиранию пласта невелика (до 10 м). При дальнейшем росте трещины интенсивность ее теплового воздействия на скважину резко ослабевает для трещин длиной 50–100 м и более.

В таблицу 1 сведены возможности в определении перетоков по результатам гидродинамических исследований скважин и термических исследований.

Таблица 1

Возможности в определении перетоков по результатам ГДИС и термических исследований

	ГДИС	Термометрия
Переток по заколонной циркуляции или трещине малой протяженности	+	+
Переток по длинным трещинам	+	-

Таким образом, при комплексировании гидродинамических и термических исследований появляется возможность определения причины возникновения перетоков, что дает возможность

для принятия своевременных обоснованных решений по их устранению.

В данный момент авторами ведется работа по анализу возможных технологий, которые позволят выявлять наличие перетоков по трещинам с помощью термических исследований и оценивать их интенсивность.

Литература

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Ридель А.А.* и др. Снижение вероятности непроизводительной закачки по нестабильным трещинам авто-ГРП в нагнетательных скважинах с помощью комплексных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований // PROнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 92–105.

2. *Никонорова А.Н., Батманова О.В., Гуляев Д.Н.* и др. Выявление причин непроизводительной закачки воды при разработке нефтяных месторождений на основе моделирования термических процессов // Вестник Российского нового университета. Сер. Сложные системы: модели, анализ и управление. 2021. № 4. С. 34–40. https://doi.org/10.18137/RNU.V9187.21.04.P.034

3. *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.

Применение пароциклической обработки скважины в качестве технологии интенсификации притока нефти

Прохорова А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: prokhorova-anastasiya26@mail.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрена возможность применения пароциклических обработок для увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью. Целью работы является определение оптимальных параметров проведения пароциклических обработок. Для оценки эффекта от применяемой технологии было выполнено гидродинамическое моделирование в симуляторе «CMG STARS».
Ключевые слова: тепловые методы, пароциклическая обработка, высоковязкая нефть, гидродинамическое моделирование, снижение вязкости, трудноизвлекаемые запасы.

В последние годы крупнейшие нефтяные компании России начали создавать и внедрять инновационные проекты, позволяющие обеспечить ввод трудноизвлекаемых запасов нефти в эффективную разработку. Актуальность данного вопроса обусловлена ухудшением структуры запасов нефти в мире. Повышенный интерес для ученых представляют запасы высоковязкой нефти, которые оцениваются в 5–6 млрд т [1, 2].

Добыча нефти делится на три стадии: первичную, вторичную и третичную. Первичная добыча включает в себя извлечение углеводородов, которые естественным образом поднимаются на поверхность. Во время второй стадии для вытеснения нефти в скважину закачивают воду и газ. После первых двух этапов в скважине может оставаться еще 60–80% нефти. Внедрение технологии пароциклической обработки (ПЦО) на третичной стадии может помочь извлечь до 30% оставшейся в пласте нефти [3–5].

В настоящее время повсеместно применяется стандартный тепловой метод – закачка горячей воды. Использование пара в качестве теплоносителя позволит закачать в пласт бóльшее количество теплоты.

В данной работе было рассмотрено одно из месторождений Самарской области с высоковязкой нефтью. Для моделирования ПЦО использован программный модуль CMG STARS, который позволяет моделировать композиционные, тепловые, геомеханические процессы (трещинообразование, уплотнение, обрушение породы) в присутствии дисперсных компонентов (полимеров, гелей, частиц породы, эмульсий, пены) или без них, а также процесса внутрипластового горения.

Участок гидродинамической модели пласта на примере куба нефтенасыщенности представлен на рис. 1.

В ходе исследования были получены зависимости эффективности пароциклической обработки от ряда геолого-физических параметров, таких как степень сухости пара, темп закачки пара, продолжительность пропитки, а также был определен вариант проведения ПЦО с оптимальными параметрами. Существенным экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, рекомендованная величина которого не более 3 т/т.

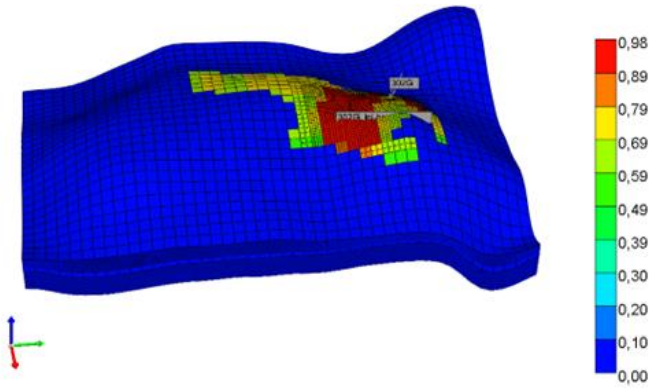


Рис. 1. Участок гидродинамической модели месторождения Самарской области

На рис. 2 представлена диаграмма, показывающая прирост добычи нефти после проведения ПЦО.

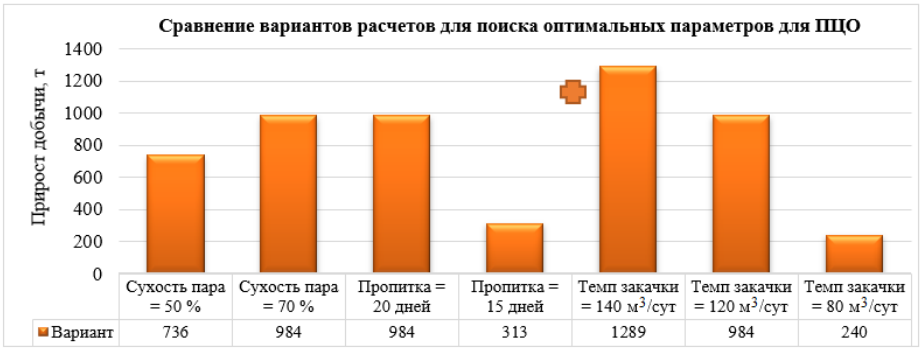


Рис. 2. Сравнение вариантов расчетов для поиска оптимальных параметров для ПЦО

Паронефтяное отношение определяется как отношение объема закачиваемого пара к объему дополнительно добытой нефти за один цикл ПЦО. На рис. 3 отображено паронефтяное отношение для каждого рассчитанного в симуляторе варианта.

Рис. 3. Сравнение паронефтяных отношений, рассчитанных для каждого смоделированного варианта

Литература

1. *Морозюк О.А., Рузин Л.М.* Инновационные технологии разработки залежей аномально вязких нефтей // Нефтепромысловое дело. 2012. № 2. С. 17–22.

2. *Хайитов О.Г., Акрамов Б.Ш., Нуритдинов Ж.Ф.* Инновационный методы повышения нефтеотдачи пластов // Евразийский союз ученых. 2020. № 1–3(70). С. 15–20.

3. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

4. *Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988. 422 с.

5. *Кудинов В.И.* Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: Нефть и газ, 1996. 284 с.

Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения рассола при строительстве солевых каверн подземных хранилищ газа

Рябко Д.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: ryabko.denis2014@yandex.com

Аннотация: Данная работа посвящена моделированию зон нагрузок по структуре солевых каверн. Затронут один из этапов проектирования подземных хранилищ газа в солях – конструкционные расчеты прочности и определение оптимальной формы выработки. Для решения задачи был выбран программный комплекс Ansys – многофункциональная программная система анализа методом конечных элементов. Первым процессом для моделирования жизненного цикла солевой каверны стал процесс вытеснения рассола природным газом после достижения проектных размеров. Моделирование процесса включает в себя гидродинамическую модель вытеснения двух фаз и определение нагрузок по всей поверхности выработки. В результате данной работы был изучен и подготовлен инструментарий для моделирования всех жизненных этапов подземных хранилищ газа в солях.
Ключевые слова: подземное хранилище газа, солевые отложения, конструкционные расчеты подземных хранилищ, Ansys.

Технологии размытия соляных каверн для хранения природного газа имеет относительно недолгую историю, начинающуюся с 1950 г., когда в Канаде впервые соляная каверна была использована для хранения сжиженного природного газа. Строительство первой соляной каверны, созданной для хранения природного газа, началось в США в штате Миссисипи в конце 1960-х годов. Преимущества соляных каверн для хранения газа становились очевиднее, и в период с 1990-х по 2010-е годы обозначился значительный прогресс в развитии их строительства. К 2014 г. в США было создано более 100 каверн, позволяющих безопасно хранить и доставлять природный газ более чем на 35 предприятий в семи штатах Америки.

Соляные каверны являются великолепным хранилищем природного газа. Поверхности соляных каверн являются фактически непроницаемыми для природного газа, что обеспечивает необходимые условиях хранения газа. Использование соляных каверн позволяет с высокой скоростью закачивать и отбирать газ.

Следующий этап после утверждения требований к объемам проектируемого хранилища включает расчет размеров и формы выработки, которая может вместить в себя эти объемы. К основным параметрам геометрии каверны относятся: мощность, диаметр и глубина. В процессе исследований на механическую прочность подбирается эффективная и надежная форма каверны. Глубина каверны влияет на итоговый размер каверны – более глубокие каверны могут быть заполнены под более высоким давлением, увеличивая итоговый объем хранилища. Повышение температуры солевого пласта усиливает текучесть соли, что влияет на возможность деформации хранилища и, следовательно, уменьшает объем газа, доступного для закачки в каверну. Также объем буферного газа растет с увеличением глубины залегания, так как повышается горное давление, которое необходимо компенсировать.

При подборе объекта для анализа и моделирования были изучены предприятия российской структуры газоснабжения, стран Запада и Востока. Как обучающий кейс был выбран объект KING-1 – подземное хранилище газа, г. Ухань, Китай (рис. 1) [1]. Простая форма залежи и известные характеристики пласта позволяют задать на вход в модель реалистичные данные, а также проверить результаты расчетов.

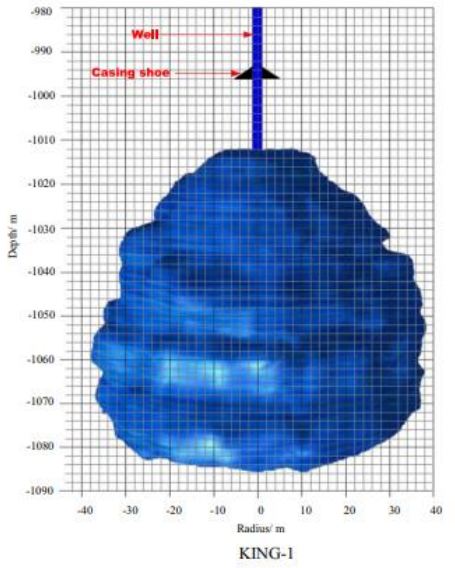


Рис. 1. Форма солевой каверны KING-1. Акустический каротаж

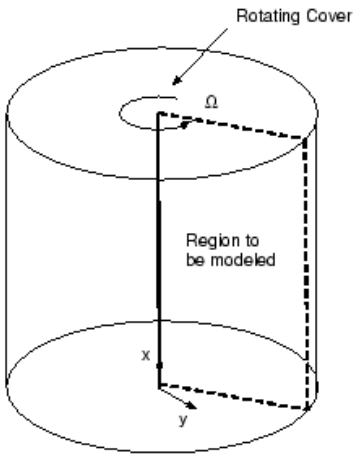


Рис. 2. Схема осесимметричных расчетов

Для оптимизации расчетов авторы использовали опцию осесимметричных расчетов Ansys, которая позволяет рассчитывать лишь одно сечение объекта и результаты расчета интерполировать на все тело вращения (рис. 2) [2].

На первом этапе была сконструирована геометрия каверны. Было принято, что модель симметричная и геометрическая форма залежи упрощена и разбита на сетку. Процесс разбивания тела на сетку является основой решения задач методом конечных элементов. Результат создания геометрической модели представлен на рис. 3. После создания сетки и проверки ее качества была разработана гидродинамическая модель.

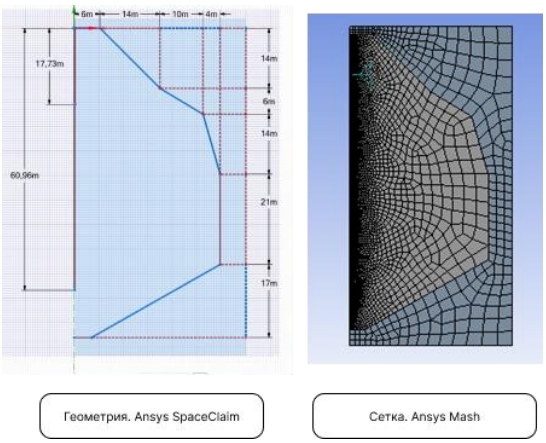


Рис 3. Геометрия создаваемой модели осесимметричных расчетов

Для моделирования процесса вытеснения рассола были заданы следующие условия:

1. Происходит вытеснение воды с плотностью 1160 кг/м^3 (с учетом, как установлено практикой, что 6 м^3 воды вымывают около 1 м^3 соли [3, с. 162]) метаном – состояние, которое описывается уравнением Пенга-Робинсона;
2. Диаметр эксплуатационной колонны – 400 мм, диаметр НКТ – 200 мм;
3. Метан поступает из эксплуатационной колонны со скоростью 25 м/с;
4. Движение флюидов ламинарное;
5. Стартовые условия в каверне: 10 МПа, 280 К.

По результатам расчета была получена гидродинамическая модель процесса вытеснения. Для визуализации результатов были выбраны следующие формы отображения данных (рис. 4, 5).

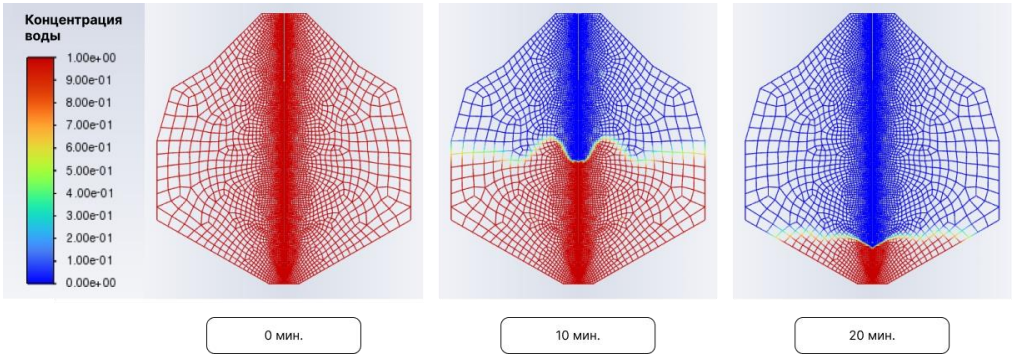


Рис. 4. Изменение объема рассола в каверне с течением времени

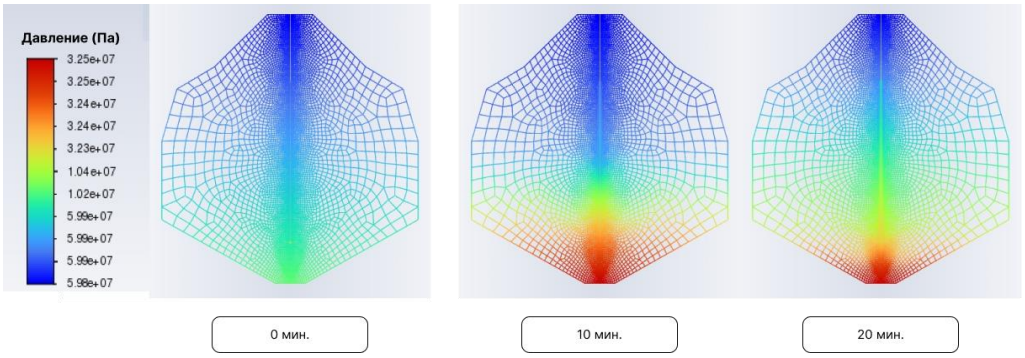


Рис. 5. Распределение давления по поверхности каверны с течением времени

Представленный на рис. 6 график вытеснения жидкости показывает, что с течением времени скорость вытеснения рассола снижается, что объясняется сжатием газа при повышении давления.

Далее были сделаны замеры результирующих сил, действующих на кровлю каверны. Столь высокие значения сил объясняются тем, что при расчете не учитывалось воздействие горных пород на оболочку (рис. 7).

По результатам анализа анимации распределения давления по поверхности каверны можно сделать вывод о том, что основание каверны подвергается максимальным нагрузкам в процессе вытеснения. Таким образом, для основания каверны требуется более тщательное изучение возможных деформаций и разрушений в процессе строительства подземного хранилища газа.

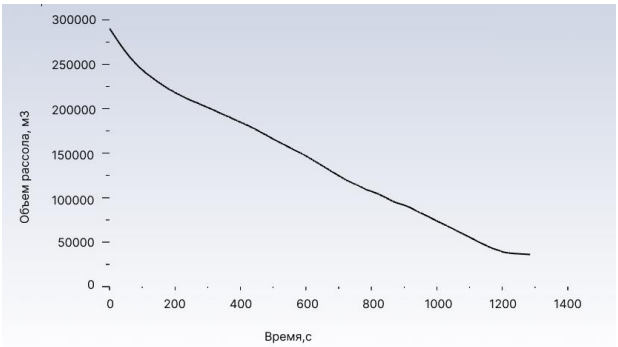


Рис. 6. Изменение объема рассола с течением времени

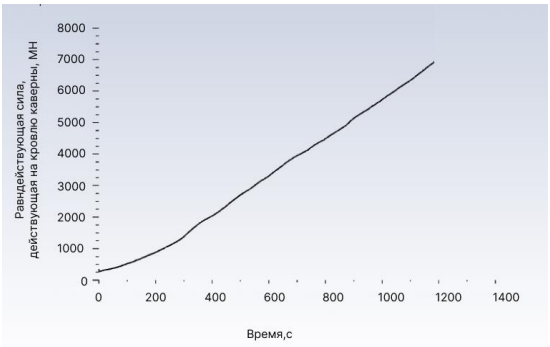


Рис. 7. Изменение результирующей силы, действующей на кровлю каверны, с течением времени

По результатам выполненного моделирования была получена зависимость силы, действующей на кровлю каверны, от времени. Зависимость показывает, что максимальную нагрузку кровля каверны испытывает на финальном этапе процесса вытеснения. Следовательно, расчет минимально допустимой толщины кровли необходимо проводить именно по показателям финального этапа вытеснения.

Литература

1. *Wang T., An G., Xu S.* et al. Minimum operating pressure for a gas storage salt cavern under an emergency: a case study of Jintan, China // Oil & Gas Science and Technology. 2020. Vol. 75. P. 85. https://doi.org/10.2516/ogst/2020079

2. ANSYS FLUENT 12.0 Tutorial Guide. https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/tg/main_pre.htm (Дата обращения 07.09.2022).

3. *Оленов Н.М.* Хранение нефти, нефтепродуктов и газа. Ленинград: Гостоптехиздат, Ленингр. отделение, 1954. 618 с.

Теория инвазивной перколяции при моделировании солянокислотной обработки

Сентемов А.А.*, Дорфман М.Б.
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 17
E-mail: *a.sentemov@narfu.ru

Аннотация. Соляно-кислотная обработка – широко используемый способ очистки от загрязнений и увеличения проницаемости призабойной зоны с целью интенсификации добычи нефти. Моделирование соляно-кислотной обработки – один из инструментов оптимизации данной технологической операции. В работе применяется теория инвазивной перколяции для описания движения кислоты в коллекторе и ее взаимодействия с карбонатной породой.
Применение моделирования кислотного воздействия с использованием перколяционного подхода с созданием алгоритма случайного развития каналов и его проверка по фактическому материалу обработки нефтяных скважин позволяет авторам рекомендовать данный подход в нефтепромысловой практике.
Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, теория перколяции, проницаемость, призабойная зона.

Введение. Проницаемость является ключевым свойством горных пород в процессе добычи углеводородов. Для восстановления и увеличения проницаемости в призабойной зоне широко применяются соляно-кислотные обработки (СКО) [1, 2].

Для прогнозирования эффекта от СКО может осуществляться математическое, компьютерное и физическое моделирование [3–6]. Большая доля исследований приходится на изучение механизма взаимодействия кислоты и карбонатной породы [7–11].

Для учета неоднородности распределения свойств в призабойной зоне можно использовать принципы теории перколяции. Теория перколяции является простейшей моделью, отображающей протекание жидких агентов в пористой среде [11, 12]. Наиболее подходящий тип перколяции – инвазивная. При таком процессе ячейкам пласта присваиваются случайные числа от нуля до единицы по нормальному распределению. Протекающий агент от точки входа движется в ближайшую ячейку с наибольшим значением до достижения одного из краев перколяционной решетки [12].

Инвазивная перколяция хорошо описывает процесс формирования каналов высокой проницаемости при СКО. Ячейкам присваиваются значения проницаемости, на каждом этапе кислота продвигается в наиболее проницаемые ячейки и увеличивает их проницаемость.

Материалы и методы. В качестве исходных данных при моделировании СКО использовались промысловые материалы по одному из месторождений Ардалинской группы.

В программном продукте Matlab была создана модель инвазивной перколяции (рис. 1). При моделировании было задано, что скважина находится в центре, кислотный раствор распространялся в радиальных направлениях к краям сетки. Каждой ячейке, согласно нормальному распределению, присваивались случайные значения проницаемости. Движение кислотного раствора моделировалось поэтапно с применением принципов теории перколяции. На каждом этапе раствор поступал в ячейки с наиболее высокой проницаемостью, процесс продолжался до тех пор, пока не был достигнут край сетки.

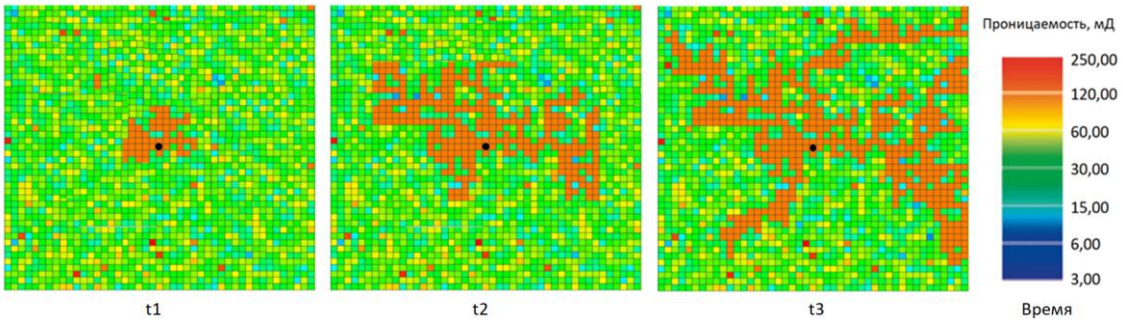


Рис. 1. Изменение проницаемости слоя пласта при моделировании СКО

Для расчета дебита добывающей скважины полученные данные по фильтрационно-емкостным свойствам пласта послойно загружались в гидродинамический симулятор tNavigator, где выполнялся расчет модели.

Результаты. По результатам гидродинамического моделирования в tNavigator был рассчитан дебит нефти по скважине после проведения СКО. Расчетные показатели были сопоставлены с фактическими (рис. 2).

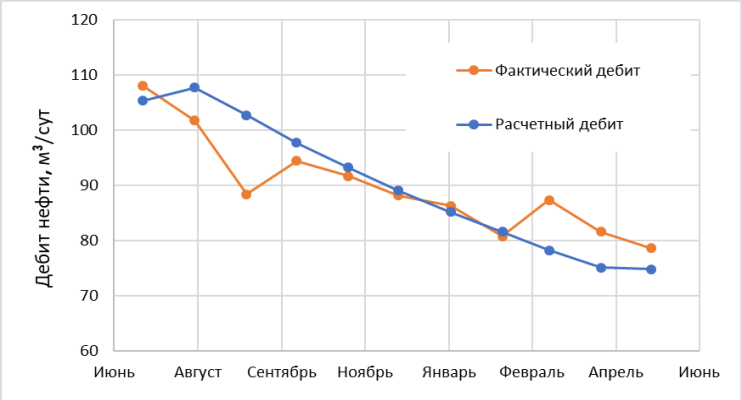


Рис. 2. Сравнение фактического и расчетного дебитов по нефти

Заключение. Моделирование на основе метода инвазивной перколяции учитывает неравномерное распределение фильтрационно-емкостных свойств коллектора и фрактальный характер образования каналов растворения при СКО. Результаты моделирования сравнимы с фактическими данными. Расхождение составляет не более 6%. Неопределенным остается вопрос проницаемости в граничных зонах реакции кислоты с породой. Для решения этого вопроса необходимо провести ряд лабораторных исследований по определению проницаемости после соляно-кислотной обработки.

Литература

1. *Мордвинов А.А., Гаврилина Н.Ю., Пантыгина Н.А.* Интенсификация притока нефти и газа в скважины и увеличение углеводородоотдачи пластов: Учеб. пособие. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2011. 78 с.

2. *Апасов Т.К., Апасов Р.Т., Апасов Г.Т.* Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: Учеб. пособие. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. 187 с.

3. *Булгакова Г.Т., Шарифуллин А.Р.* Математическое моделирование технологии кислотных обработок скважин в сложнопостроенных карбонатных коллекторах // Математика. Компьютер. Образование: Материалы XVII конференции, Дубна, 25–30 января 2010 г. http://www.mce.su/rus/archive/sect283/authors/person65280/doc65700/ (Дата обращения 26.09.2022).

4. *Шарифуллин А.Р.* Количественная модель образования и распространения каналов растворения при кислотной обработке карбонатов // Мавлютовские чтения: Материалы Всероссийской научной конференции. Уфа: Уфимский государственный авиационный технический университет, 2008. Т. 5. С. 37–39.

5. *Дорфман М.Б., Сентемов А.А*. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 2. С. 124–130. https://doi.org/10.18799/24131830/2020/2/2488

6. *Ndonhong V., Belostrino E., Zhu D.* et al. Acid jetting in carbonate rocks: An experimental study. SPE Production & Operations. 2018. Vol. 33, No. 2. P. 382–392. https://doi.org/10.2118/180113-PA

7. *Кремлева Т.А., Смирнов А.С., Федоров К.М.* Моделирование процесса кислотной обработки карбонатных пластов с учетом эффекта образования каналов-червоточин // Известия РАН. Механика жидкости и газа. 2011. № 5. С. 76–84.

8. *Hoefner M.L., Fogler H.S.* Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media // AIChE Journal. 1988. Vol. 34, No. 1. P. 45–54. https://doi.org/10.1002/aic.690340107

9. *Fredd C.N., Fogler H.S.* Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: Influence of transport and reaction // SPE Journal. 1999. Vol. 4, No. 3. P. 196–205. https://doi.org/10.2118/56995-PA

10. *Сентемов А.А., Дорфман М.Б.* Перколяционный подход при гидродинамическом моделировании воздействия на призабойную зону скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 7. С. 157–165. https://doi.org/10.18799/24131830/2022/7/3612

11. *Daccord G., Touboul E., Lenormand R.* Carbonate acidizing. Toward a quantitative model of the wormholing phenomena // SPE Production Engineering. 1989. Vol. 4, No. 1. P. 63–68. https://doi.org/10.2118/16887-PA

12. *Wilkinson D., Willemsen J.F.* Invasion percolation: A new form of percolation theory // Journal of Physics A: Mathematical and General. 1983. Vol. 16, No. 14. P. 3365–3376. https://doi.org/10.1088/0305-4470/16/14/028

Результаты разработки алгоритма для интегрированного моделирования месторождений нефти и газа

Стрижаков Е.А.[1]*, Тарариев С.Р.[1], Поляков Д.В.[2]**
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
E-mail: *com@gubkin.ru , **LUKOIL-Engin@lukoil.com

Аннотация. В настоящей работе отражен результат разработки алгоритма для интегрированного моделирования месторождений нефти и газа. Схематически продемонстрирована связь между компонентами системы «пласт–скважина–система сбора». На качественном уровне проведен анализ работы алгоритма, выявлены его преимущества и недостатки. Предложены перспективы внедрения алгоритма в программные комплексы для интегрированного моделирования.
Ключевые слова: интегрированное моделирование, концептуальное проектирование, материальный баланс, прогнозирование показателей, оптимизация разработки.

Одним из перспективных направлений развития проектирования и оптимизации добычи нефти и газа в последние годы является интегрированное моделирование месторождений. Опыт применения интегрированных моделей позволяет утверждать о высокой степени важности их создания. На основании расчета модели решается ряд важных производственных задач: прогнозирование показателей разработки, выбор способа эксплуатации, оптимизация добычи, расчет взаимовлияния объектов, подбор промыслового оборудования и т. д.

Для создания интегрированных моделей нефтегазовыми компаниями используется ряд программно-аппаратных комплексов. Наибольшую популярность получила серия программ от шотландской компании Petroleum Experts (GAP, MBAL, PROSPER). Однако из-за сложившейся геополитической обстановки в настоящее время встает актуальный вопрос о создании программ российского производства. Стоит отметить, что в данный момент такая работа ведется рядом российских IT компаний, таких как: Rock Flow Dynamics (RFD), OIS Solutions и др.

На основании опыта работы и тестирования программ для интегрированного моделирования предлагается собственный подход к расчету, обладающий существенными преимуществами. Схематично алгоритм представлен на рис. 1. Предлагаемый алгоритм можно условно разделить на 4 взаимовлияющих между собой компонент: флюид, пласт, скважина, система сбора и транспортировки.

В настоящей работе предлагается рассматривать наиболее используемую модель флюида – Black Oil, свойства которой описываются рядом давно зарекомендовавших себя корреляционных зависимостей: Standing, Glaso, Al-Marhoun, Petrosky и др. [1–4]. При этом в алгоритме включена возможность выбора корреляции для расчета давления насыщения, газосодержания, объемного коэффициента и вязкости нефти с учетом лабораторных данных для наиболее точного соответствия между собой реального и цифрового флюидов (PVT Matching).

Моделирование пласта осуществляется на основании общего уравнения материального баланса (МБ) [5]. Исходя из концепции данного метода, пласт представляет собой некую замкнутую систему, подчиняющуюся закону сохранения масс, т. е. извлеченный объем равен сумме первоначального и привнесенного объемов. При этом предполагается возможность поддержания пластового давления за счет внесения дополнительных масс законтурных вод по методикам Фетковича и Картера-Трейси [6, 7].

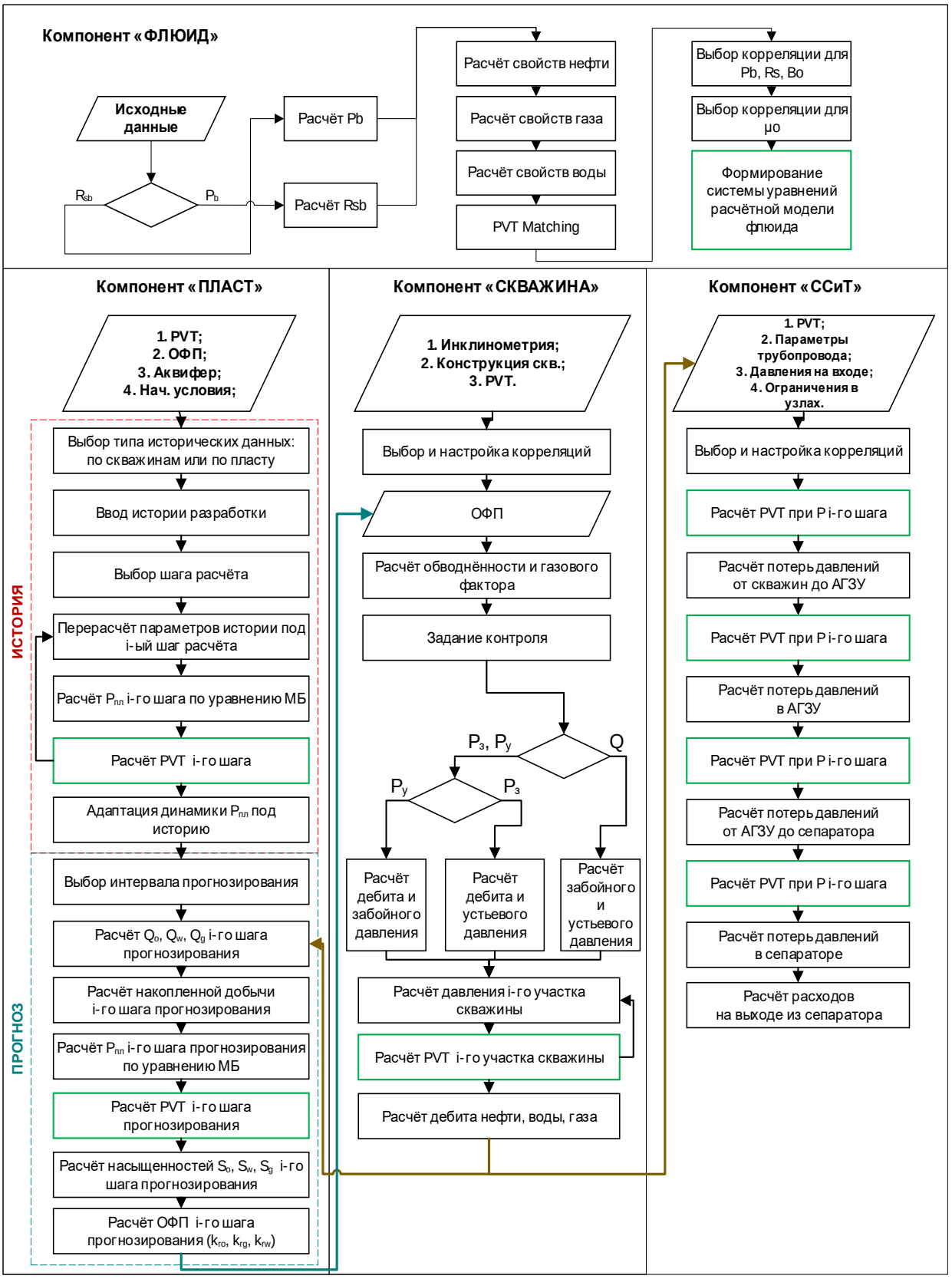


Рис. 1. Алгоритм расчета интегрированной модели месторождения системы «пласт–скважина–система сбора»

Как видно из рис. 1, расчет компонента пласта разделен на 2 блока: история и прогноз.

При имеющейся истории добычи по месторождению в блоке «история» происходит перерасчет пластового давления по МБ и его сопоставление с исторической динамикой. При существенном различии осуществляется адаптация под историю посредством изменения начальных параметров пласта, параметров аквифера, либо в более редком случае PVT свойств флюида.

Блок «прогноз» интегрируется с компонентой скважины для получения добычи по нефти, газу и воде за i-й расчетный шаг. С учетом полученных данных производится перерасчет пластового давления по МБ, PVT свойств, насыщенностей. Из последнего рассчитываются относительные фазовые проницаемости и передаются в компонент скважины.

Компонент скважина представляет собой систему уравнений зависимости дебита от давления на забое скважины при движении флюида от пласта к забою (IPR кривая) и от забоя к устью скважины (VLP кривая) [8].

Форма IPR кривой определяется величиной пластового давления и коэффициента продуктивности, который, в свою очередь, зависит от фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта [9].

Форма VLP кривой определяется потерями на гидростатическое давление и трение [10]. Величины этих потерь зависят от угла отклонения скважины от вертикали, а также обводненности, газового фактора и PVT свойств флюида, и могут быть вычисленными разными способами в зависимости от используемой корреляции движения многофазного потока [11].

Так как современные нефтяные и газовые скважины имеют сложную геометрию и состоят из множества участков с разными отклонениями от вертикали, решение уравнения VLP производится последовательно для каждого участка.

Полученная в результате система уравнений позволяет определить три ключевых параметра системы «пласт–скважина» (давление на забое, давление на устье, дебит) с учетом ограничений на добычные возможности пласта, траектории и конструкции скважины.

Компонент система сбора и транспортировки представляет собой гидравлический расчет ключевых узлов наземной инфраструктуры системы разработки. Результаты данного расчета зависят от используемой корреляции движения многофазного потока [11].

Таким образом, в результате данной работы был создан алгоритм для прогнозирования ключевых показателей разработки месторождения с учетом наземной инфраструктуры. Ключевым отличием полученного алгоритма от уже существующих решений является использование неявной схемы расчета. Сущность данной схемы состоит в том, что все уравнения напрямую включены в математический аппарат интегрированной модели месторождения. Преимуществом такого подхода является отсутствие необходимости проводить промежуточные вычисления, в частности, использовать заранее заготовленные VFP таблицы для скважин, а также вводить PVT свойства флюида для каждого компонента модели. К недостаткам можно отнести высокую продолжительность расчета, что обусловлено величиной математического аппарата.

Реализация созданного алгоритма в программно-аппаратном комплексе позволит упростить работу специалиста за счет уменьшения производимых операций по вводу исходных данных, а также упразднения необходимости работы в отдельных модулях (GAP-PROSPER-MBAL) и выгрузки промежуточных результатов (VFP-таблицы). В результате этого снижается вероятность допущения ошибок при создании интегрированной модели и существенно увеличивается производительность труда специалиста за счет уменьшения времени работы с программой.

Литература

1. *Standing M.B.* A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases // Drilling and Production Practice. New York: American Petroleum Institute, 1947. P. 275–287.

2. *Glaso O.* Generalized pressure-volume-temperature Correlations // Journal of Petroleum Technology. 1980. Vol. 32, No. 5. P. 785–795. https://doi.org/10.2118/8016-PA

3. *Al-Marhoun M.A.* PVT correlations for middle east crude oils // Journal of Petroleum Technology. 1988. Vol. 40, No. 5. P. 650–666. https://doi.org/10.2118/13718-PA

4. *Petrosky G.E., Jr., Farshad F.F.* Pressure-volume-temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1993. Paper SPE-26644-MS. https://doi.org/10.2118/26644-MS

5. *Schilthuis R.J.* Active oil and reservoir energy // Transactions of the AIME. 1936. Vol. 118, No. 1. P. 33–52. https://doi.org/10.2118/936033-G

6. *Fetkovich M.J.* A simplified approach to water influx calculations – finite aquifer systems // Journal of Petroleum Technology. 1971. Vol. 23, No. 7. P. 814–828. https://doi.org/10.2118/2603-PA

7. *Carter R.D., Tracy G.W.* An improved method for calculating water influx // Transactions of the AIME. 1960. Vol. 219, No. 1. P. 415–417. https://doi.org/10.2118/1626-G

8. *Brown K.E., Lea J.F.* Nodal systems analysis of oil and gas wells // Journal of Petroleum Technology. 1985. Vol. 37, No. 10. P. 1751–1763. https://doi.org/10.2118/14714-PA

9. *Gallice F., Wiggins M.L.* A comparison of two-phase inflow performance relationships // SPE Production & Facilities. 2004. Vol. 19, No. 2. P. 100–104. https://doi.org/10.2118/88445-PA

10. *Bartz S., Mach J.M., Saeedi J.* et al. Let's get the most out of existing wells // Oilfield Review. 1997. Vol. 9, No. 4. P. 2–21.

11. *Fetoui I.* Multiphase flow correlations // Production Technology. 2017. 22 November. https://production-technology.org/multiphase-flow-correlations/ (Дата обращения 26.09.2022).

Практические примеры дифференциации кривых относительных фазовых проницаемостей для численного моделирования

Тонконогова М.Г.[1,2]*, Сваровская Н.А.[2], Колбеева Л.Н.[1], Хабибуллина А.А.[1]**
1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *Maria.Tonkonogova@lukoil.com, **M.Svarovskaya@gmail.com

К настоящему моменту создано множество классификаций пород-коллекторов (и пород-неколлекторов) для описания различий в процессах фильтрации двух фаз (и более) в пределах рассматриваемого объекта [1–3] и др., учитывающих взаимосвязи с базовыми статическими параметрами, такими как пористость, глинистость, остаточная водонасыщенность. Исследователями продолжается поиск взаимосвязей от проницаемости, формы кривых фазовых проницаемостей, степени фильности коллектора, породы дифференцируются по литотипам, петротипам, сейсмотипам и иным индикаторам, таким как гидравлические единицы потока (HFU, FZI) или индексы качества пород (RQI), используются автоматизированные процедуры выделения классов относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

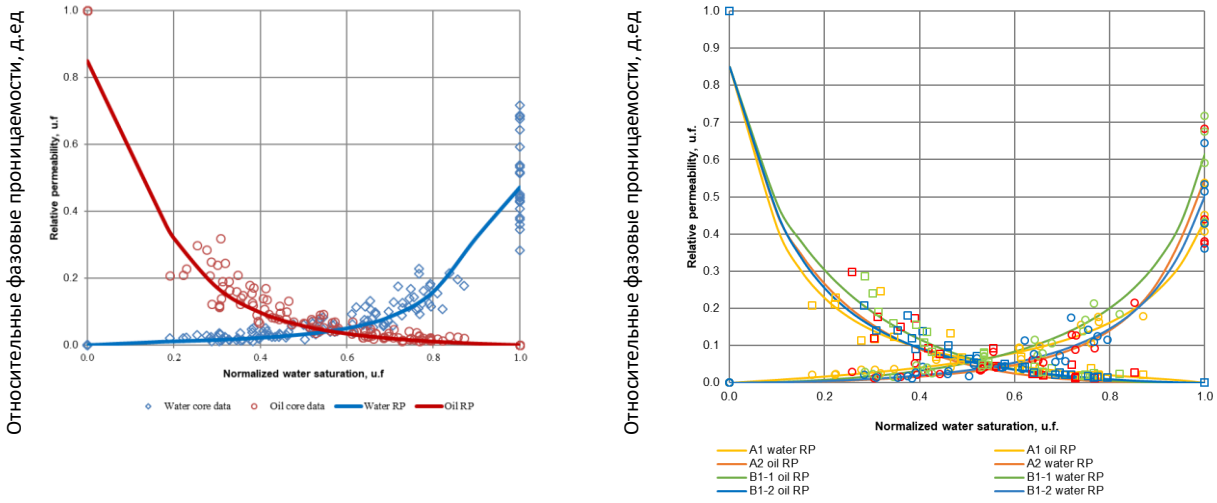
С каждым новым объектом исследования исполнитель работ применяет все известные классификации в поисках наиболее подходящего. Выбор классификации зависит от многих факторов: детальности исследований, количества данных о пласте, литолого-фациальной изученности месторождения.

Целью данной работы является демонстрация практических примеров поиска и выбора критериев дифференциации кривых фазовых проницаемостей для дальнейшего использования в гидродинамическом моделировании. Авторы заинтересованы в популяризации собственных практических примеров внедрения методик [4] с целью обмена «живым» опытом.

Пример №1. Сложнопостроенная карбонатная залежь, состоящая из четырех отдельных гидравлически несвязанных пластов. На ранней стадии изученности имело место представление о залежи как о едином резервуаре с общим водо-нефтяным контактом (ВНК). После более детального анализа исходных данных появилось основание для выделения самостоятельных изолированных пластов со своими ВНК, свойствами нефти, начальным пластовым давлением. По 23 исследованиям ОФП, 16 из которых выполнены на составных образцах керна, составлено описание коллекторов отдельных пачек, несмотря на влияние составных образцов, собранных из пород различных пластов. Результаты представлены на рис. 1.

Пример №2. Карбонатная залежь, для которой выполнен детальный литолого-фациальный анализ. Имея интерпретацию петротипов по керну, ГИС и их 3D распределение, использовано решение дифференциации имеющихся исследований ОФП по ним (рис. 2).

В работе представлены результаты обработки, анализа и классификации реальных данных месторождений. Использование методов классификации кривых ОФП через RQI, FZI HFU на практике дает сопоставимые уровни точности относительно наблюдаемых корреляций между используемыми параметрами.



а б

Рис. 1. Нормированные данные относительных фазовых проницаемостей:
а – все данные, б – данные, сгруппированные по пластам

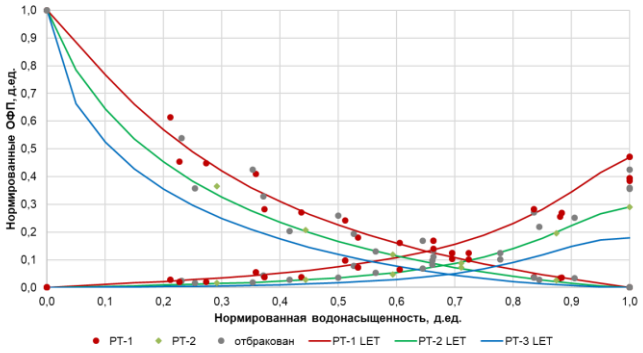


Рис. 2. Нормированные данные относительных фазовых проницаемостей, сгруппированные по петротипам

Литература

1. *Wobo M.A., Onyekonwu M.O.* Reliable SCAL data for reservoir modeling: Case study of a Niger delta reservoir // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, 31 July – 2 August 2017. Paper SPE-189123-MS. https://doi.org/10.2118/189123-MS

2. *Shenawi S.H., White J.P., Elrafie E.A., El-Kilany K.A.* Permeability and water saturation distribution by lithologic facies and hydraulic units: A reservoir simulation case study // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 11–14 March 2007. Paper SPE-105273-MS. https://doi.org/10.2118/105273-MS

3. *Shahvar M.B., Kharrat R., Matin M.* Applying flow zone index approach and artificial neural networks modeling technique for characterizing a heterogeneous carbonate reservoir using dynamic data: Case study of an Iranian reservoir // SPE Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad, 27–30 June 2010. Paper SPE-132898-MS. https://doi.org/10.2118/132898-MS

4. *Тонконогова М.Г., Антонов Д.В., Модла Д.М.* и др. Практические примеры моделирования проницаемости в зависимости от степени изученности месторождения // Геомодель 2021: Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 6–10 сентября 2021 г. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157076

Моделирование технологии одновременной изолированной добычи и закачки

Шадский Р.А.[1]*, Денисова Н.И.[2]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
E-mail: *Rustem.Shadsky@lukoil.com

Аннотация. В работе приведен обзор технологии одновременной изолированной добычи и закачки. С помощью гидродинамического симулятора Tempest данная технология была проверена на модели одного из месторождений Каспийского моря. Варианты разработки с применением технологии одновременной изолированной добычи и закачки сравнивались с вариантами разработки с применением технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта. По результатам расчета технология одновременной изолированной добычи и закачки показала свое преимущество. Предложены рекомендации по повышению эффективности технологии одновременной изолированной добычи и закачки.
Ключевые слова: моделирование, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, одновременная изолированная добыча и закачка.

Разработка залежей углеводородов (УВ) с трудноизвлекаемыми запасами рассматривается сегодня как необходимость. К категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов могут быть отнесены запасы, находящиеся в сложных геолого-физических условиях, обладающие «ухудшенными» фильтрационно-емкостными свойствами, запасы, извлечение которых связано с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами [1]. Для того чтобы эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов стала экономически выгодной, необходимо постоянное совершенствование технологий разработки и способов добычи УВ, способствующих увеличению объемов добываемой продукции, конечного коэффициента извлечения углеводородов и снижению затрат. Одной из таких технологий в будущем может стать технология одновременной изолированной добычи и закачки в горизонтальной скважине. Данный способ можно использовать для разработки нефтяных сверхнизкопроницаемых залежей. Он заключается в применении горизонтальных скважин с чередующимися нагнетательными и добывающими стадиями поперечно-направленных трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) с одновременной изолированной добычей и закачкой (ОИДЗ) (рис. 1) [2]. Данная технология позволяет снизить капитальные затраты на бурение нагнетательных скважин и обеспечить необходимый энергетический баланс для поддержания пластового давления.

Современные гидродинамические симуляторы позволяют оценить эффективность новых технологий и предсказать, будет ли их применение успешным в различных геолого-геофизических условиях. В ходе проведенного исследования вышеописанная технология была численно смоделирована на одном из месторождений Каспийского моря с помощью гидродинамического симулятора Tempest More. В работе рассмотрены несколько вариантов разработки с применением технологии ОИДЗ и проведено сравнение с базовым вариантом, который заключается в применении технологии многозонного гидравлического разрыва пласта (МГРП) в добывающих и нагнетательных скважинах. По результатам сравнительного анализа технология одновременной изолированной добычи и закачки оказалась эффективнее, чем традиционный МГРП.

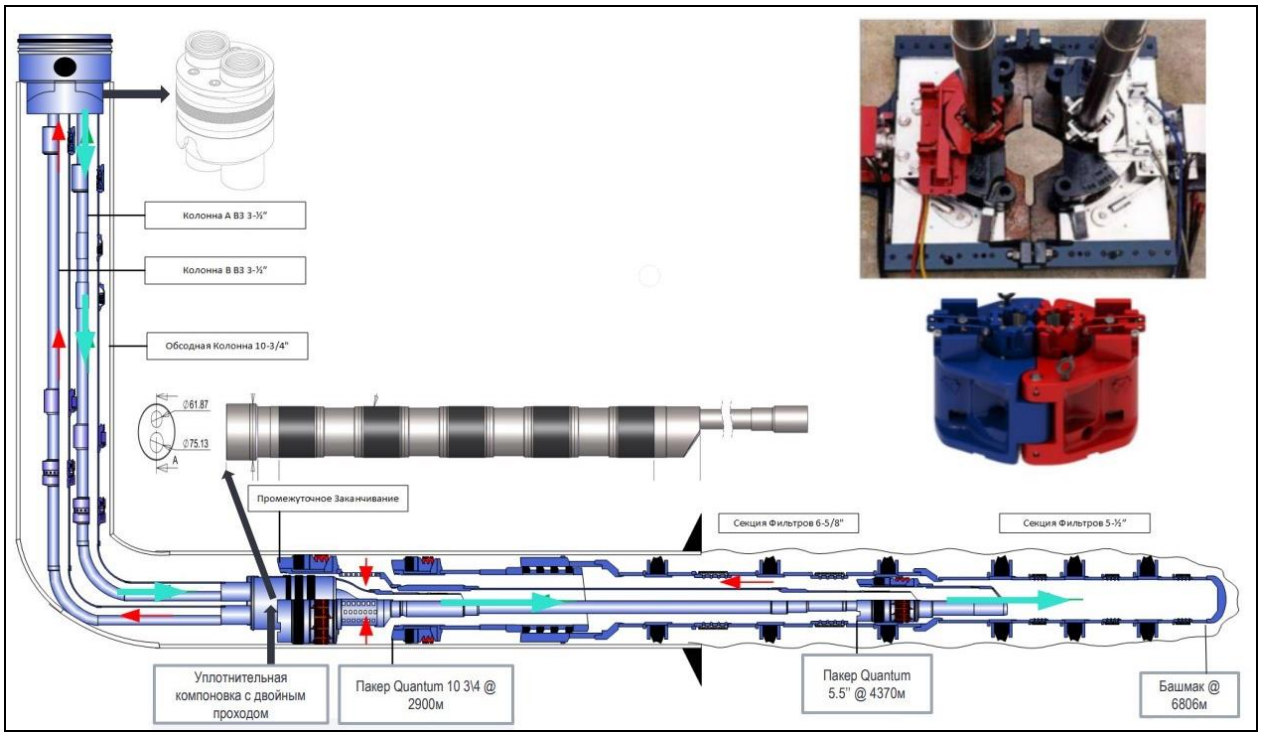


Рис. 1. Вариант технической реализации

При выполнении работы было установлено, что применение вышеописанной технологии зависит от следующих факторов: наличия газовой шапки, толщины пласта, наличия активной подошвенной воды и значения проницаемости коллектора. Авторами были предложены рекомендации по усовершенствованию технологии ОИДЗ.

Литература

1. *Назарова Л.Н.* Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 340 с.

2. *Муртазин Р.Р.* Технологии разработки низко- и сверхнизкопроницаемых нефтяных коллекторов на основе горизонтальных скважин с поперечными трещинами ГРП // Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее: Ежегодная научно-практическая конференция имени Н.Н. Лисовского, Москва, 15–16 декабря 2021 г. https://geowebinar.com/library/tehnologii_razrabotki_nizko_i_sverhnizkopronitsaemyh_neftyanyh_kollektorov_na_osnove_gorizontalnyh_skvajin_s_poperechnymi_treshhinami_grp (Дата обращения 26.09.2022).

Экспресс-оценка распределения добычи по фрак-портам на основе данных гидроразрыва пласта

Шевченко Б.С.*, Акимов А.Г., Зиазев Р.Р.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: *bsshevchenko2@tnnc.rosneft.com

Аннотация. Переход от наклонно-направленных скважин к горизонтальным – это не только повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, но и появление дополнительных неопределенностей, в частности, вопрос локализации запасов и неопределенности распределения фильтрационно-емкостных свойств при разработке однорядной системой горизонтальных скважин становится еще более трудоемкой задачей. Рассмотренный в работе подход позволяет оценить фильтрационно-емкостные свойства и распределение добычи по каждому фрак-порту горизонтальной скважины в отдельности без удорожания проекта разработки.
Ключевые слова: гидроразрыв пласта, распределение фильтрационно-емкостных свойств, неоднородные пласты, разработка трудноизвлекаемых запасов, гидродинамические исследования.

Цель работы. Цель работы заключается в разработке нового подхода в определении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по фрак-портам горизонтальных скважин на основе данных гидроразрыва пласта (ГРП) в условиях высокой неоднородности [1].

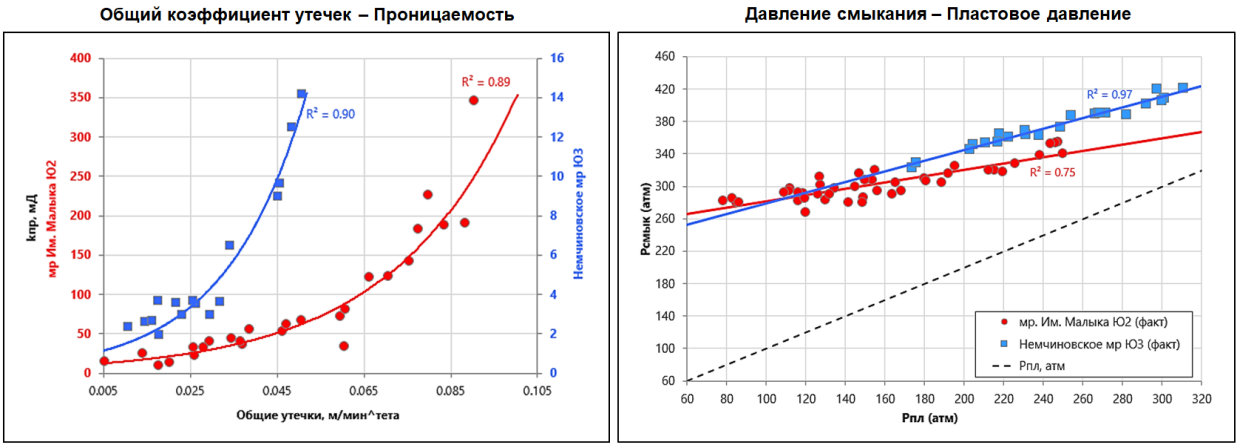
Содержание. Поиск оптимальных методов анализа данных, позволяющих оценивать как фильтрационно-емкостные свойства, так и энергетическое состояние объекта до момента ввода скважин со сложным заканчиванием – горизонтальная скважина + многостадийный гидроразрыв пласта (ГС+МГРП) – в эксплуатацию является важной задачей разработки месторождений. Отсутствие исследований приводит к некорректным прогнозированию запускных параметров, настройке геолого-гидродинамической модели (ГДМ) и распределению остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ).

Оценить распределение ФЕС по портам на сегодняшний день возможно инструментальными подходами и анализом после смыкания трещины [2–5].

К инструментальным подходам относятся трассерные и промысловые геофизические исследования (ПГИ). Их достоинством является возможность определения доли притока по каждому фрак-порту в отдельности с высокой степенью достоверности. Основными ограничениями данных методов являются высокая стоимость, либо необходимость остановки скважины для подготовительных работ к проведению исследований. Также можно отметить сложность в проведении операций ПГИ по доставке прибора на забой скважины и поддержании устойчивого технологического режима притока. Для трассерных исследований необходим большой объем времени для отбора проб и анализа данных, а также не исключена возможность быстрого выноса трассеров.

Ограничением анализа кривых падения давления в циклах замещения после смыкания трещины ГРП является необходимость остановки скважины на 20-30 дней (~5 суток на одну стадию ГРП в зависимости от ФЕС с целью выхода на радиальный режим), что также приводит к издержкам, связанным с недобытой нефтью [2–5].

Разработанный подход является альтернативой длительным гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) и инструментальным замерам. Для применения предлагаемого подхода достаточно исходной информации о давлении с забойного манометра, расхода жидкости при проведении ГРП, PVT свойств пластового флюида, гидрофильной хроматографии коллектора и параметров заканчивания. На основе данных по проведенным ГРП и ГДИС на наклонно-направленных скважинах (ННС) строятся корреляции: «проницаемость–общие утечки» и «пластовое давление–давление смыкания трещины» (рис.1), по которым оценивается ФЕС коллектора, а также распределение добычи по каждому фрак-порту в отдельности.



а б

Рис. 1. Корреляции: а – «Общие утечки – проницаемость», б – «Пластовое давление – давление смыкания»

Предлагаемый подход универсален и применим на любом нефтяном месторождении, где выполняется ГРП с наличием забойного манометра в компоновке. Алгоритм предлагаемого подхода представлен на рис. 2.

Рис. 2. Алгоритм предлагаемого подхода

Заключение. Авторами разработан новый подход в определении ФЕС по фрак-портам горизонтальных скважин на основе данных ГРП в условиях высокой неоднородности. Подход основан на использовании скважинных данных с забойных манометров. Сходимость предложенного подхода с существующими методами составляет 85%, однако, в отличие от этих методов, предлагаемый подход позволяет оценить фильтрационно-емкостные свойства пласта не

только интегрально, но и дифференцированно по каждому фрак-порту. Предлагаемый подход универсален и применим на любом нефтяном месторождении, где выполняется ГРП с наличием забойного манометра в компоновке. Разработанный подход может использоваться для мониторинга энергетического состояния залежи, расчета технологических показателей работы скважин, оценки распределения добычи по фрак-портам, а также как дополнительная информация для последующего анализа данных добычи, либо классических гидродинамических исследований скважин методом кривой восстановления уровней и методом кривой восстановления давления.

Литература

1. *Шевченко Б.С., Акимов А.Г., Зиазев Р.Р.* Новый подход в определении ФЕС по фрак-портам горизонтальных скважин на основе данных ГРП в условиях высокой неоднородности // Нефтяная провинция. 2022. № 3(31). С. 56–67. https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.56-67

2. *Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Ильясов А.М.* и др. Анализ кривых падения давления после нагнетательных тестов при гидроразрыве пласта // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 41–45.

3. *Makhota N., Davletbaev A., Fedorov A.* et al. Examples of mini-frac test data interpretation in low-permeability reservoir // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171175-MS. https://doi.org/10.2118/171175-MS

4. *Howard G.C., Fast C.R.* Optimum fluid characteristics for fracture extension // Drilling and Production Practice 1957. New York: American Petroleum Institute, 1957. P. 261–270. (Appendix by E.D. Carter).

5. *Mehana M., Bashir M.O.* Diagnostic fracture injection test (DFIT) // Petroleum Today. 2015. Vol. 11. P. 26–41.

Исследование особенностей обводнения разветвленных скважин

Шупик Н.В., Саляхова А.Р.
Базовая кафедра филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в Тюменском индустриальном университете, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. Авторами выполнено математическое трехмерное моделирование и проведен анализ факторов влияния на особенности образования водных гребней для различных типов скважин с горизонтальными технологиями заканчивания. В коммерческом продукте Tempest More фирмы AspenTech (до 2022г. Roxar) разработаны численные эксперименты горизонтальных, двуствольных и многоствольных скважин. Сформулированы основные типы проблем при эксплуатации разветвленных скважин для дальнейших исследований в условиях контактной залежи с подстилающей водой. Выявлены факторы влияния неоднородности коллектора, конструкций скважин и технических параметров стволов скважин.
Ключевые слова: контактные запасы, нефтяные оторочки, водный гребень, конусообразование, разветвленные скважины, многофункциональные скважины, депрессионная балансировка профиля скважины, контроль источников обводнения, снижение конусообразования.

Целью работы является исследование влияния различных параметров пласта, типа конструкции скважины и параметров технологических режимов скважин с горизонтальными технологиями на их обводнение. Результаты подобных исследований представлены в ряде отечественных работ [1–6].

В данной работе авторами решались следующие задачи:

– исследовать влияние зональной неоднородности пласта (глинистые линзы, зональная изменчивость проницаемости, техногенные трещины);

– исследовать влияние траекторий разветвленных скважин;

– исследовать влияние депрессионной балансировки по стволу скважины.

Влияние зональной неоднородности. На рис. 1 показаны исследуемые варианты образования водного гребня под стволом различных видов траекторий горизонтальных скважин. Первая серия расчетов (1, 1а, 1б, 1в, 1г, 1д) – для горизонтальной скважины, вторая – для двуствольной (2а, 2б, 2в), третья (3а, 3б)– для разветвленной. Используемые алгоритмы расчетов не предусматривают эффекты «носок-пятка». Под горизонтальной скважиной расположены зоны неоднородности: глина или породы с очень низкой проницаемостью; первый случай – одна глинистая линза, второй случай – три глинистых линзы на различной высоте. В обоих случаях гребень разбивается фильтрационным препятствием на различные локальные конусы. В первом случае – на два, во втором, более сложном случае, конус проникает сквозь зоны неоднородности между глинистыми линзами и обтекает их, соединяясь в ослабленном виде над линзами, ослабляя конусообразование. Таким образом, зональная неоднородность замедляет обводнение горизонтальной скважины в контактной зоне и при этом образуются остатки нефти под глинами. Чем выше неоднородность, тем более высокие депрессии можно использовать, и наоборот, в монолитном пласте контактные запасы дренируются эффективнее при малых депрессиях, что также пропорционально зависит от проницаемости.

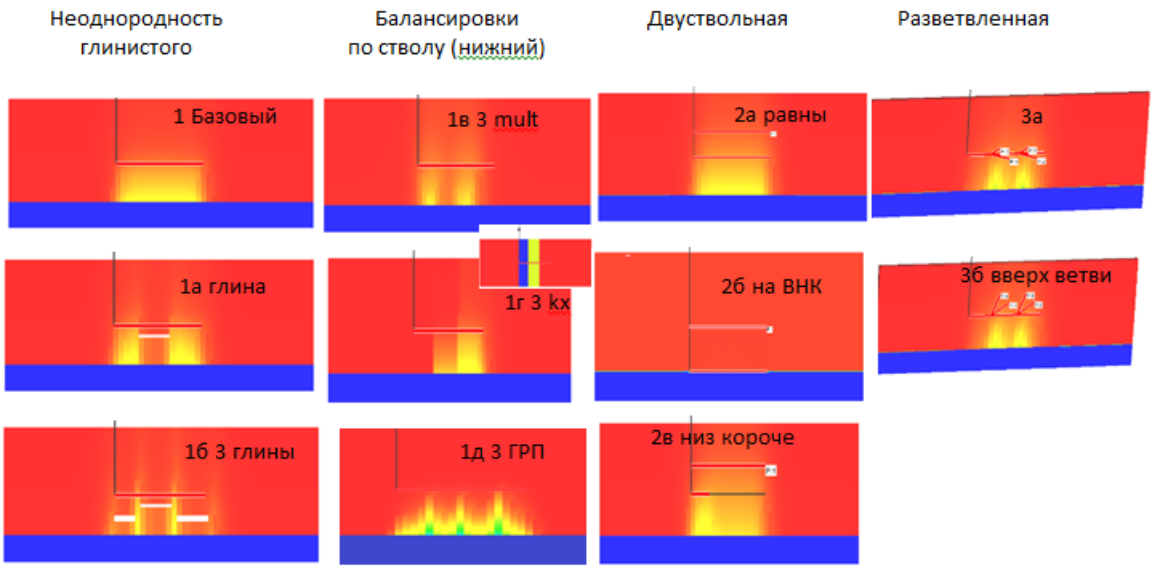


Рис. 1. Спецификация серий исследуемых вариантов по видам траекторий (1 – ГС, 2 – 2ГС, 3– РГС)

Влияние депрессионной балансировки вдоль профиля скважины. В горизонтальном участке скважины (вариант 1в) сделали три различных интервала депрессии. Разбили участок скважины на три отрезка, в трети «носка» сделали коэффициент связи скважины с пластом наибольшим, затем средний отрезок – уменьшили связь скважины с пластом этим же коэффициентом, третья зона – «пятки» траектории – коэффициент связи скважины с пластом выше (имитирует работу технических устройств или несовершенство скважины по характеру вскрытия).

Влияние вертикальной неоднородности. В варианте 1г фоновая проницаемость пласта 100 мД, горизонтальный ствол пересекает три различные зоны проницаемости: синий пропласток (у «пятки» скважины) – 0,1 мД, зеленый (посередине) – 10 мД, красный (справа на «носке» горизонтального участка) – 1000 мД. Проведенный расчет показывает, что скорость подтягивания водяного гребня пропорциональна проницаемости, локальный конус под высокой проницаемостью – самый быстрый, под средней – медленнее.

Вариант 1д представляет собой случай вертикальной трещиноватости, в данном случае техногенной. Горизонтальный ствол с тремя трещинами гидроразрыва, по которым вода движется опережающими темпами по сравнению с матрицей коллектора, поэтому располагать горизонтальные стволы желательно внутри блоков матриц, во избежание преждевременного обводнения.

Особенности конусообразования в разветвленной скважине. Во второй серии двуствольных траекторий, при равных длинах стволов (2а) конус задерживается нижним стволом и не проходит к верхнему. Горизонтальный ствол по типу наклонно-направленной скважины – «обратный конус» в разветвленной скважине. Во втором случае скважины с нижним стволом у водонефтяного контакта – худшие технические показатели. Третий случай (2в) – нижний ствол короче верхнего – расчет показывает, что конус воды прошел вверх через свободную зону нижнего ствола, что значительно снизило объем накопленной нефти.

Одной из разновидностей разветвленных скважин является тип «fishbone» (3а, 3б). В случае расположения веток над основным стволом они эксплуатируются, менее вовлекаясь в процесс конусообразования. В данном случае алгоритмы не учитывают, что гребень поднимается неравномерно, наиболее быстро формируются локальные конусы общего гребня в области разветвлений скважины.

Сравнительная характеристика технических показателей по сериям вариантов. Проанализируем технические показатели по сериям вариантов. Серии представлены тремя типами скважин с горизонтальными технологиями: серия вариантов конусообразования горизонтальной скважины, серия вариантов конусообразования двуствольной скважины, серия вариантов конусообразования разветвленной скважины (рис. 2).

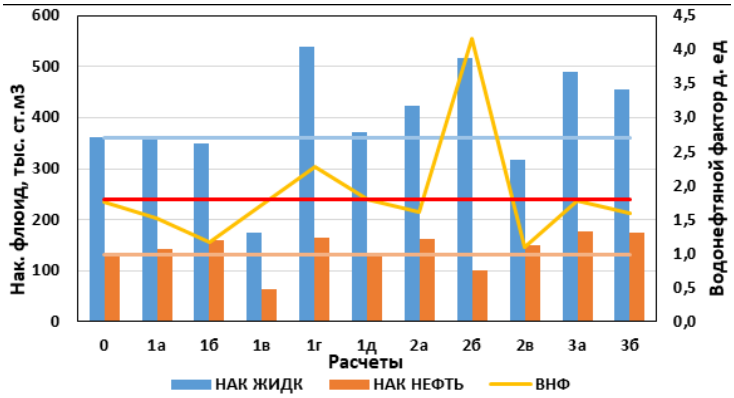


Рис. 2. Сравнительная характеристика технических показателей по вариантам

Все варианты нельзя сопоставить между собой ввиду несравнимости, но можно соотнести с базовым вариантом и оценить по группам подобия исследуемого критерия. На рис. 2 прямые линии указывают на технические показатели базового варианта горизонтальной скважины. Разветвленная скважина с ветвями вверх накапливает незначительно меньше добытой нефти при одинаковом забойном давлении, чем скважина с ветвями на уровне основного ствола, воды при этом прокачивается меньше, но если ветви находятся над основным стволом, они расположены в зоне пониженного давления и дают меньше жидкости, поэтому добыча скважиной «ветвями вверх» не выше, чем при «ветвях ровно», что может быть технически скорректировано. Худший вариант по типу «обратного конуса» с расположением ствола на уровне воды: максимальное количество добытой воды и минимальное количество добытой нефти. Наименьшее количество добытой воды – при линзовидном коллекторе, но под линзами сохраняются остатки нефти и по варианту со вторым стволом высоко от водонефтяного контакта (табл. 1).

Таким образом, обобщим сказанное по представленным техническим показателям. В первых трех вариантах накопленная нефть увеличивается пропорционально неоднородности. Наихудшие показатели в варианте 2б, в котором один из стволов проведен на уровне водонефтяного контакта (ВНК), максимальные показатели – у разветвленной скважины с ветвями, расположенными параллельно ВНК – вариант 3а. Серия расчетов 2а и 2в с разными длинами двуствольных скважин показала, что вариант с длинным нижним стволом является предпочтительным.

Таблица 1

Сравнительная характеристика техпоказателей по вариантам

№ Вар	НАК ЖИДК	НАК НЕФТЬ	НАК ВОДА	ВНФ	Тип скважины-Фактор влияния
0	361	131	231	1.8	(ГС) Горизонтальная скважина
1а	356	141	215	1.5	ГС. Линза глинистая под стволом
1б	349	160	188	1.2	ГС. Три линзы глинистые под стволом
1в	174	64	110	1.7	ГС. Три отрезка перфорации
1г	538	164	374	2.3	ГС. Три участка проницаемости через ствол
1д	371	132	239	1.8	ГС. Три гидроразрыва поинтервально
2а	423	161	262	1.6	РГС. Два ствола одинаковой длины
2б	516	100	416	4.2	РГС. Нижний ствол на ВНК
2в	316	151	165	1.1	РГС. Два ствола, нижний короче
3а	491	177	314	1.8	РГС, фишбон. Ветви ровно
3б	456	176	280	1.6	РГС, фишбон. Ветви вверх

Получен неожиданный для авторов результат – скважина с «ветвями вверх» не приводит к более существенному увеличению добычи нефти, чем скважина с «ветвями ровно», по причине работы стволов в надствольной зоне пониженного давления. При этом эффекты «пятка-носок» наибольших депрессий в местах присоединений стволов и пятки основного ствола в данном случае не учитывались в алгоритмах симулятора. Итак, выявлены некоторые из факторов, благоприятствующие сдерживанию полного обводнения ствола, и негативные факторы, которые ускоряют преждевременное обводнение.

Литература

1. *Ибрагимов И.И.* Обоснование рациональных технологических параметров разработки горизонтальными скважинами нефтяных оторочек газоконденсатных залежей: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М., 2009. 23 с.

2. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 659 с.

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

4. *Розбаев Д.А., Ишков А.А., Абдуллин А.Ф.* и др. Оценка эффективности реализованной системы разработки с применением многозабойных скважин на объектах с нефтяной оторочкой и газовой шапкой на примере месторождения Большехетской впадины // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.И. Губкина. 2021. № 4(305). С. 90–107. https://doi.org/10.33285/2073-9028-2021-4(305)-90-107

5. *Фаттахов М.М.* Исследование и разработка технологии бурения разветвленных многозабойных скважин: Автореф. дис. … канд. техн. наук. Уфа, 2020. 25 с.

6. *Хакимзянов И.Н.* Теория и практика разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: Автореф. дис. … д-ра техн. наук. Бугульма, 2012. 49 с.

СЕКЦИЯ:
Экологические проблемы нефтегазового комплекса

Космические мониторинговые наблюдения нефтегазопроявлений на акватории озера Маракайбо: геологические и геоэкологические аспекты

Аковецкий В.Г., Рамирес Суарес Х.А.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *julio.ramirez.suarez@gmail.com

Аннотация. Важное место в задачах обеспечения экологической и промышленной безопасности объектов топливно-энергетического комплекса отводится мониторингу состояния территорий, их расположения при возникновении чрезвычайных ситуаций. Особое место здесь занимает контроль воздействия нефтегазопроявлений объектов нефтегазового комплекса на состояние внутренних и морских акваторий, инициируемых природными и техногенными факторами. Целью работы является повышение эффективности мониторинговых наблюдений посредством разработки моделей прогноза и оценки состояния акваторий при возникновении чрезвычайных ситуаций на основе дистанционного зондирования Земли и технологий геоинформационного моделирования результатов их интерпретации. В докладе основное внимание уделено задачам локализации и классификации участков нефтегазопроявлений, обусловленных природными и техногенными источниками на озере Маракайбо. В докладе приведены примеры построения геоинформационной среды акватории и результаты клас-сификации участков изображений нефтегазопроялений, полученных оптическими системами дистанционного зондирования Земли.
Ключевые слова: акватории, чрезвычайные ситуации, наводнения, риски, геоинформационная среда, интерпретация изображений, территориальные модели, объектно-ориентированные модели, спектральные каналы.

Оценка геоэкологических рисков, связанных с изменением климата, входит в число приоритетных задач устойчивого развития государств. Сложность их учета связана с наличием неопределенности, обусловленной случайной природой активизации проявления опасных природных и техногенных процессов. Основные подходы к их решению были рассмотрены в рамках программы по снижению риска бедствий на 2015–2030 гг. [1]. В их перечень входит:

– наблюдение за климатом, объектами земной поверхности и опасных природных процессов посредством космических систем дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ);

– разработка методик учета данных о потерях от бедствий с помощью геоинформационных и космических технологий мониторинга, моделирования и картирования.

Анализ причин возникновения чрезвычайных ситуаций показал, что аварии на объектах нефтегазового комплекса (НГК), приводящие к разливу нефти, могут быть инициированы воздействием опасных природных процессов, а также разрушением оборудования, вызванного его старением или нарушением технологических режимов функционирования.

Обеспечение безопасности морской среды требует более совершенных методов и инструментов для комплексных исследований водных объектов. Это предполагает создание многопрофильной системы наблюдений за морскими водами и атмосферой на основе единой цифровой платформы для интеграции текущих геоэкологических исследований. Важным элементом являются географические информационные системы. Их использование обеспечивает переход от секторального подхода к планированию морской деятельности и системным решениям. Это относится к комплексным геоэкологическим исследованиям, направленным на оценку

контроля физического, химического и биологического воздействия на состояние поверхностных вод. В настоящее время эти задачи успешно решаются посредством спутниковых группировок Landsat-8 (NASA, США), Sentinel-2 (Европейское космическое агентство), Ресурс – П (Роскосмос, РФ). Ожидается, что в ближайшее время произойдет резкое увеличение спутников дистанционного зондирования Земли, как в Российской Федерации, так и за рубежом, что существенно повысит требования к интерпретации изображений наблюдаемых объектов и переходу к автоматизированным и автоматическим режимам обработки, особенно в задачах мониторинга чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения.

Целью работы является разработка моделей прогноза и оценки состояния акваторий при возникновении чрезвычайных ситуаций на основе дистанционного зондирования Земли и технологий геоинформационного моделирования результатов их интерпретации.

В качестве объекта исследования в работе была выбрана акватория бассейна озера Маракайбо (Венесуэла), где добыча, переработка, транспортировка нефти и газа проводятся с начала 20-го столетия. Данные процессы нередко сопровождаются авариями на нефтяных платформах, нефтепроводах, хранилищах нефти и газа, нефтеперерабатывающих заводах, что приводит к загрязнениям акватории нефтью и возникновению пожаров. Эти источники загрязнения приводят к гибели рыб и птиц и уничтожению растительности.

Методы и материалы. Следует отметить, что определяющая роль в предлагаемой схеме космических мониторинговых наблюдений нефтегазопроявлений морских и внутренних акваторий отводится геоинформационной среде проекта. Актуальность решения данной задачи связана с двойственностью объекта исследований. В задачах поиска залежей нефти нефтепроявления выступают в качестве геологического индикатора, а при строительстве и эксплуатации добывающих платформ, подводных трубопроводных систем, комплексов хранения и танкерной транспортировки они являются геоэкологическим индикатором загрязнений морских вод.

Структура геоинформационной среды включает геопространственные модели территории и объектно-ориентированные модели исследуемого объекта.

В формализованном виде геоинформационную среду GS_t опишем множеством

$$GS_t(PL, GOS, MAQ) = \bigcup_{t \epsilon T} \left(GS_t(Ter)_{PL,GOS,MAQ}, GS_t(Obj)_{PL,GOS,MAQ}\right),$$

где $GS_t(Ter)_{PL,GOS,MAQ}$, $GS_t(Obj)_{PL,GOS,MAQ}$ – подмножества, содержащие параметры территориальных и объектно-ориентированных моделей на планетарном уровне (*PL*), уровне государства (*GOS*), уровне морской акватории (залива, лагуны, промысла) (*MAQ*), геоинформационной среды GS_t на момент времени *t* периода *T*.

Территориальные модели отражают основные топографические параметры земной поверхности исследуемого объекта: рельефа, гидрографии, почвы, растительности, транспортной сети и населенных пунктов. Они характеризуют состояния компонентов топографической модели в различные моменты времени. Наблюдаемыми параметрами здесь являются геометрические (ширина и глубина акватории, границы и состояние водоохранных зон и т. д.) и физические (цвет и температуры воды; скорость и направление течения, уровень загрязнения и т. д.)

Объектно-ориентированные модели включают:

– проектные модели, отражающие заданные параметры создаваемого объекта;

– ситуационные (прогнозные) модели, описывающие состояние объекта при изменении параметров реализации проекта на интересующие моменты времени;

– мониторинговые модели, характеризующие параметры объекта в текущие моменты времени его наблюдения.

В качестве систем ДЗЗ, в ходе проведения геоэкологических исследований использовались оптические многоспектральные изображения, полученные с борта космических аппаратов (КА) «Landsat-8» и «Sentinel-2». Характеристики их спектральных каналов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Спектральные каналы КА «Landsat-8» и «Sentinel-2»

Канал	Длина волн(мкм) «Landsat-8»	Спектральный канал	Длина волн (мкм) Разрешение (м) «Sentinel-2A»
B1	Band 1: 0,43–0,45	Аэрозоль	B1: 433,0–453,0 (60м))
B2	Band 2: 0,45–0,51	Синий	B2: 457,5–522,5 (10м
B3	Band 3: 0,53–0,59	Зеленый	B3: 542,5–577,5 (10м)
B4	Band 4: 0,64–0,67	Красный	B4: 650,0–680,0 (10м)
B5	Band 5: 0,85–0,88	Ближний ИК	B5: 697,5–712,5 (20м)
B6	Band 6: 1,57–1,65	Средний ИК- 1	B6: 732,5–747,5 (20м)
B7	Band 7: 2,11–2,29	Средний ИК-2 (MIR)	B7: 773,0–793,0 (20м)
B8	Band 8: 0,50–0,68	Панхроматический	B8: 784,5–899,5 (10м) B8a: 855,0–875,0 (20м)
B9	Band 9: 1,36–1,38	Облака	B9: 935,0–955,0 (60м)
B10	Band 10: 10,60–11,19	Тепловой ИК	B10: 1360–1390 (60м)
B11	Band 11: 11,50–12,51	Тепловой ИК	B11: 1565–1655 (20м)
B12		Тепловой ИК	B12: 2100–2280 (20м)

Поиск участков нефтегозопроявлений осуществлялся посредством наблюдений разновременных изображений исследуемой территории, а также посредством их представления в разных спектральных диапазонах камеры и в разных комбинациях моделей спектральных индексов. С этой целью в работе были рассмотрены следующие показатели:

Нормализованный дифференцированный водный индекс (NDWI) [2]

$$NDWI_1 = \frac{NIR - SWIR}{NIR + SWIR};$$

$$NDWI_2 = \frac{GREEN - NIR}{GREEN + NIR};$$

в Landsat

$$NDWI = \frac{\text{канал } 3 - \text{канал } 6}{\text{канал } 3 + \text{канал } 6};$$

в Sentinel 2

$$NDWI = \frac{\text{канал } 3 - \text{канал } 8}{\text{канал } 3 + \text{канал } 8}.$$

Результаты и обсуждение. В ходе работ на данном объекте, которые были проведены на кафедре геоэкологии в 2020 и 2021 гг., была разработана база данных объектов НГК, содержащая более 1000 скважин и платформ. Озеро Маракайбо является местом обитания различных видов морепродуктов, рыб и морских черепах. Чрезмерное техногенное воздействие, связанное с аварийным состоянием добывающих скважин и нефтеперерабатывающих заводов создают опасность для жителей Венесуэлы, а также флоры и фауны прилегающей территории. В 2016 г., после глубокого исследования, было установлено, что, по крайней мере, 300 км из 800 км,

составляющих берега штата Сулия, загрязнены разливами нефти на озере Маракайбо (рис. 1а) [3]. Картина нефтегазопроявлений несколько проясняется при изучении геологической карты и разреза дна озера Маракайбо (рис. 1б) [4], а также карты месторождений Маракайбского нефтегазоносного бассейна (рис. 1в) [5]. Из них видно, что участки нефтепроявлений в ряде случаев имеют природное происхождение, а в ряде случаев связаны с утечками нефти на действующих объектах. Данная ситуация требует более углубленного исследования источников нефтезагрязнений, а также разработки мер по их минимизации. В ходе исследований была проведена инвентаризация объектов НГК, фотокарта которых представлена в геопортале АГИР-ТМ (рис. 1г). Данные работы направлены на создание эффективной системы космического мониторинга за состоянием природных и техногенных источников нефтезагрязнений, обеспечивающей минимизацию рисков их возникновения.

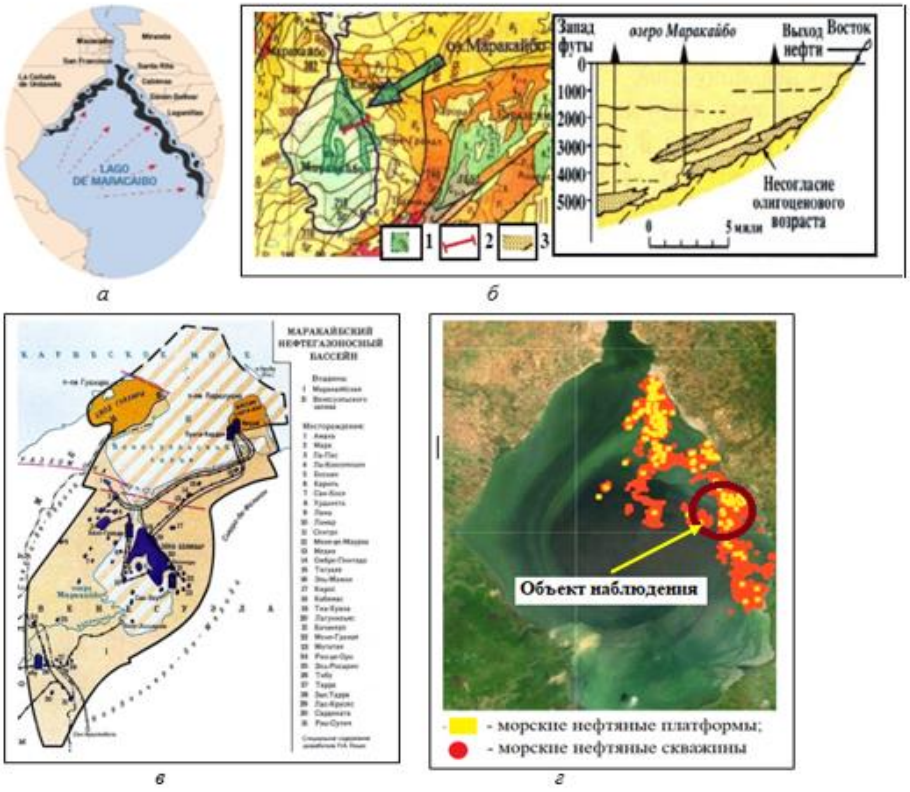
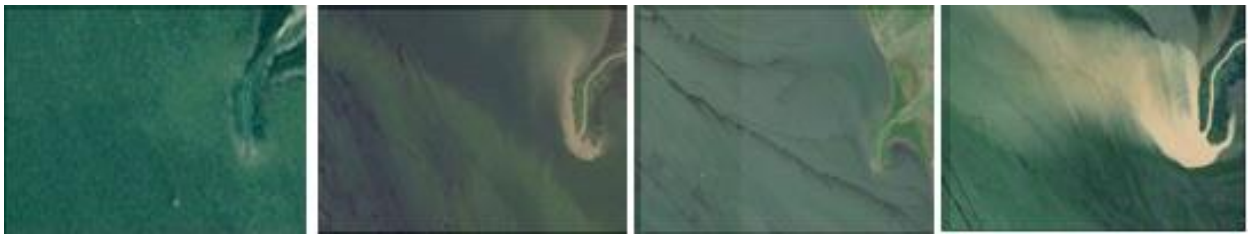


Рис. 1. Геоинформационная среда озера Маракайбо (Венесуэла):
а – карта нефтегазопроявлений озера Маракайбо; *б* – геологическая карта и разрез дна
(1 – зона неогеновых нефтеносных песков на карте, 2 – положение разреза, 3 – нефтеносные пески на разрезе);
в – месторождения и объекты НГК; *г* – объекты НГК на карте региона: скважины и платформы на фотокарте

Наличие геоинформационной среды позволяет выделить интересующий участок наблюдения (рис. 1г) и провести детальный анализ текущего состояния акватории (рис. 2, 3). На рис. 2 представлено состояние устья реки Пуэбло Вьех на основе временного анализа снимков, полученных КА «Landsat». Здесь видно, что наряду с нефтегазопроявлениями активным источником загрязнения акватории является речной сток, поступающий из устья реки Пуэбло Вьех.



а) дата: 1.01.1970 б) дата: 10.6.2012 в) дата: 21.08.2021 г) дата: 30.08. 2022

Рис. 2. Временные наблюдения состояния устья реки Пуэбло Вьеха (изображения – натуральный цвет (RGB: 4-3-2 каналы)

На рисунке 3 представлен разлив нефти, который был обнаружен 21 августа 2021 г. недалеко от берегов озера Маракайбо.

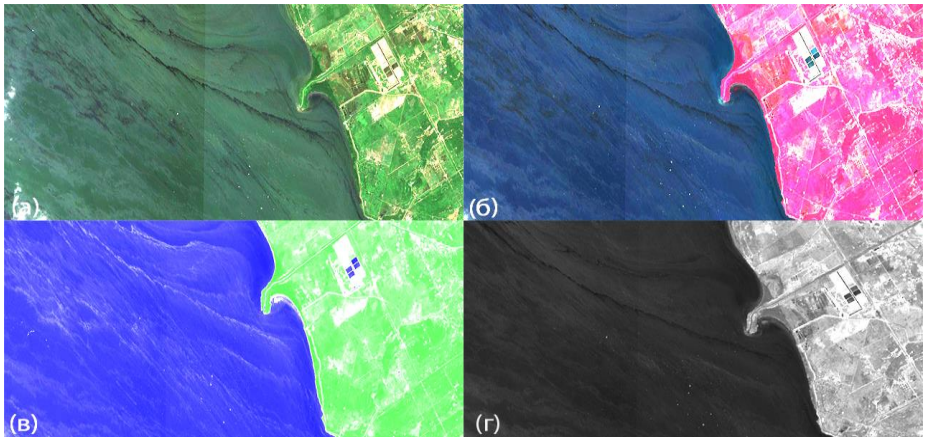


Рис. 3. Наблюдения устья реки Пуэбло Вьеха в различных спектральных зонах (дата: 21.08.2021). Разлив нефти 21 августа 2021 года на озере Маракайбо:
а – натуральный цвет (RGB: 4-3-2 каналы); б – ИК-инфракрасный тепловой диапазон (канал B10);
в – нормализованный разностный водный индекс NDWI; г– панхроматический диапазон (0,50–0,68 мкм)

На изображении (рис. 3а), полученном КА Sentinel-2 в естественном цвете (комбинация диапазонов 4, 3 и 2 или RGB: красный, зеленый и синий), на котором разлив нефти виден черной линией. Инфракрасное изображение (рис. 3б), интерпретирует градации температур, где каждый цвет соответствует определенному диапазону температур. Красный цвет указывает на здоровую и хорошо развитую растительность, темно-синий или черный цвет указывают на наличие воды, где зона, пострадавшая от разлива нефти, имеет более темный цвет, поскольку в этой зоне была более низкая температура. Нормализованный дифференцированный индекс воды NDWI (рис. 3в) показывает аномалии цвета на водной поверхности, а также состояние растительности в зависимости от уровня насыщенности почвы влагой. Панхроматический диапазон (рис. 3г) позволяет провести анализ в широком диапазоне длин волн, увидеть, что пораженная область поглощает больше энергии, чем чистая. Другими словами, отражение энергии ниже в районах, пострадавших от нефти.

Литература

1. Сендайская рамочная программа по снижению риска бедствий на 2015–2030 гг. Geneva: United Nations Office for Disaster Risk Reduction, 2015. 38 p. https://www.unisdr.org/files/43291_russiansendaiframeworkfordisasterri.pdf (Дата обращения 04.10.2022).

2. *Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Ильченко А.А.* Аэрокосмический мониторинг в задачах оценки геоэкологических рисков аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Вычислительные технологии. 2021. Т. 26, № 1. С. 72–85. https://doi.org/10.25743/ICT.2021.26.1.006

3. *Fiqueroa A.* En Zulia el petróleo ya no sale en barriles pero sí brota en calles y playas // TalCual. 2021. 11 enero. https://talcualdigital.com/en-zulia-el-petroleo-ya-no-sale-en-barriles-pero-si-brota-en-calles-y-playas/ (Дата обращения 04.10.2022).

4. *Хайн Н.Дж.* Геология, разведка, бурение и добыча нефти. М.: Олимп-бизнес, 2004. 726 с.

5. Маракайбский нефтегазоносный бассейн // Горная энциклопедия / Под ред. Е.А. Козловского. Т. 3. Кенган–Орт. М.: Советская энциклопедия, 1987. С. 252.

Оценка эффективности применения гидроциклонных установок для очистки промысловой воды на примере ПАО АНК «Башнефть»

Алиев А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: tesla.eg.33@mail.ru

Аннотация. В работе представлен анализ системы гидроциклонных установок для очистки воды, используемой для поддержания пластового давления в компании «Башнефть». Ее применение позволило улучшить качество и сократить потребление промысловой воды. Рассматривается возможность реализации данной технологии на других российских предприятиях.
Ключевые слова: гидроциклонная установка, очистка воды, поддержание пластового давления, водные ресурсы.

В настоящее время при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений используется колоссальный объем воды. Добывающие компании несут ответственность за сохранность гидросферы. ПАО «Башнефть» внедрила уникальную систему гидроциклонной очистки промысловой воды [1].

В базовой конструкции гидроциклона эмульсии, подлежащие разделению, поступают в циклон через тангенциальный ввод, за счет кривизны стенки цилиндрического корпуса образуются восходящий и нисходящий вихревые потоки, в результате чего более легкая фаза перемещается к оси установки, а более тяжелая – к ее стенке [2, 3]. Схема представлена на рис. 1.

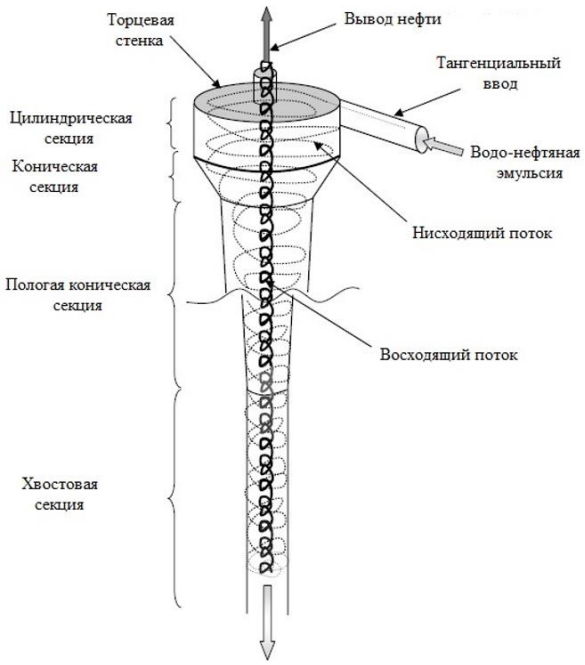


Рис. 1. Принципиальная схема гидроциклонной установки

Проведены исследования проб Загорского и Малышевского месторождений на эффективное отделение нефти из нагнетаемой эмульсии с помощью установок гидроциклонной очистки.

Оценены преимущества использования гидроциклонов перед методами отстаивания и фильтрования.

Данная технология сократила объем водозабора из природных источников на 7%, повысила долю оборотной и повторно-последовательно используемой воды до 94%. При применении базовых методов очистки – вертикальных резервуаров – остаточное содержание нефтепродуктов в воде, задействованной в системе поддержания пластового давления, составляет около 50 мг/л, тогда как после прохождения гидроциклонов – 23 мг/л. Компанией была значительно повышена глубина очистки воды – до 3,6 мг/л.

Низкие затраты на ремонт и обслуживание данной установки, меньшие площади установок по сравнению с резервуарами, сокращение времени работы по очистке, сравнительно невысокое энергопотребление установки при ее работе и возможность отечественного производства делают представленную технологию перспективной для российских нефтегазовых компаний. Учитывая, что Россия является одной из наиболее обеспеченных водными ресурсами стран и располагает более чем 20% мировых запасов пресных, подземных и наземных вод, широкое применение данного метода в будущем может благоприятно повлиять на состояние гидросферы Земли.

Литература

1. Отчет в области устойчивого развития 2020. М.: ПАО НК «Роснефть», 2020. 240 с. https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2020_RUS.pdf (Дата обращения 04.10.2022).

2. *Мазлова Е.А., Куликова О.А.* Экологические аспекты очистки и утилизации пластовых вод: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 135 с.

3. *Kharoua N., Khezzar L., Nemouchi Z.* Hydrocyclones for de-oiling applications – A review // Petroleum Science and Technology. 2010. Vol. 28, No. 7. P. 738–755. https://doi.org/10.1080/10916460902804721

Геоэкологический мониторинг Сеяхинского кратера газового выброса в ЯНАО

Богоявленский И.В.*, Никонов Р.А.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *galienskiy@yandex.ru, **nikonovroman@gmail.com

Аннотация. На территории полуострова Ямал ведется добыча большей части углеводородов России. На ряде месторождений Ямала верхняя часть разреза характеризуется высоким уровнем газонасыщенности, при этом газ в залежах может содержаться как внутри толщи многолетнемерзлых пород, так и под ней. С 2014 г. в научных кругах и СМИ стала широко освещаться информация о процессах дегазации недр в Арктике, результатом которых становится формирование гигантских кратеров. Уже почти 10 лет сотрудники ИПНГ РАН ведут комплексные полевые исследования различных проявлений дегазации, применяя широкий арсенал научных методов и оборудования – беспилотные летательные аппараты, георадары, эхолоты и пр.
Ключевые слова: Арктика, Ямал, криолитозона, дегазация, выброс газа, кратеры, воронки, газогидраты, беспилотные летательные аппараты, цифровые модели.

Введение. Функционирование объектов нефтегазового комплекса в арктических условиях подвержено значительным рискам из-за сложных природно-климатических условий и наличия вечной мерзлоты. Многолетнемерзлые породы и залежи газовых гидратов препятствуют дегазации Земли, экранируя миграцию газа. За счет этого скапливаются большие объемы газа и возникают аномально-высокие пластовые давления, способные прорвать природный экран и выбросить большие объемы ледогрунта и мерзлых пород [1–5].

Важным направлением работы ИПНГ РАН является комплексное изучение природных и техногенных выбросов газа, оказывающих серьезное воздействие на экосистему. С 2014 г. на территории ЯНАО проводятся полевые исследования выбросов газа, так с момента зарождения в июне 2017 г. исследуется Сеяхинский кратер (С11), появление которого сопровождалось мощным выбросом, самовоспламенением и взрывом газа.

Методы. Кратер С11 (рис. 1) после взрыва был затоплен, так как его центр расположен около правого берега в русле реки Мюдрияха. Во время первого обследования летом 2017 г. кратер имел неровную вытянутую форму размером около 50×70 м. Вблизи от правого берега было обнаружено сильное локальное выделение газа диметром около 4 м. С надувных лодок были выполнены промеры глубины кратера, превысившей 50 м, и взяты пробы газа. Проведенный позднее лабораторный анализ показал, что он имеет бактериальный генезис [1–5]. Очевидно, что при падении кусков выброшенного мерзлого грунта в жерло кратера было частично завалено и канал подтока газа оказался практически перекрыт. Поэтому замеренная глубина кратера не является истинной, а его реальная первоначальная глубина могла быть существенно больше. Во время обследования местности было обнаружено и зафиксировано более 100 крупных выброшенных взрывом кусков льда и породы, а также углубления в рельефе местности ударного происхождения. Диапазон разброса составил от 100 до 370 м. Многочисленные обнаруженные крупные обломки ледогрунта на объекте С11 позволяют утверждать, что на его месте существовал подземный ледовый массив.

Рис. 1. Сеяхинский кратер газового выброса, ЯНАО

Во время полевых работ 2021 года территория кратера была обследована с воздуха при помощи беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) DJI Mavic Pro и Mavic Mini, были получены фотографии и по методу аэрофотограмметрии в отечественном ПО Agisoft Methashape построены цифровые высотные модели местности. Также обследование проводилось и с воды – при помощи эхолота была проведена батиметрическая съемка рельефа дна кратера и в ПО ArcGis построена его цифровая модель. Во время обследования с воды были выявлены и зафиксированы координаты нескольких точек эмиссии газа (рис. 2).

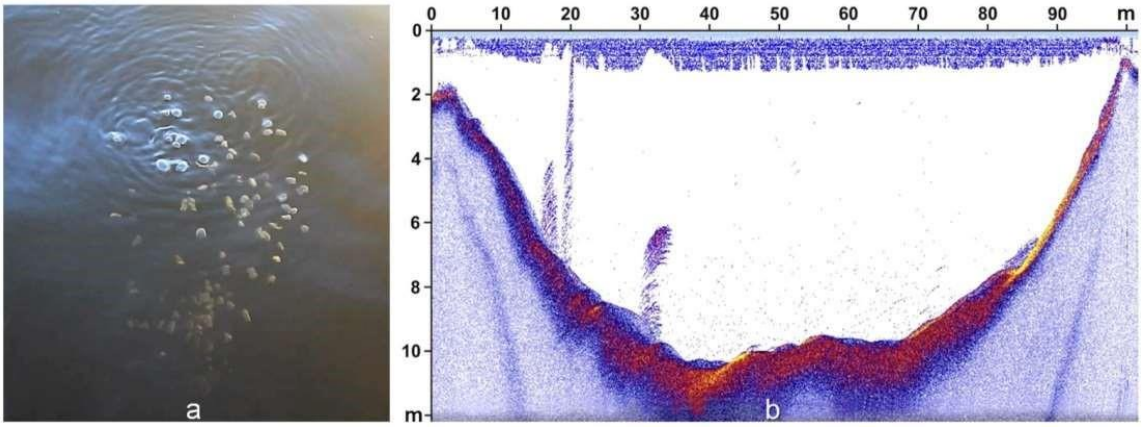


Рис. 2. Пузыри газа на акватории кратера (a) и эхограмма рельефа дна с четко выраженными сипами газа (b)

Общий объем батиметрической съемки составил более 8 км, а количество фотографий для построения цифровой модели более 50. В результате объединения результатов обработки собранных во время этих обследований материалов, получена единая цифровая модель рельефа местности и дна кратера (рис. 3), позволяющая наглядно рассмотреть и комплексно изучить и сам кратер, и прилегающую к нему территорию.

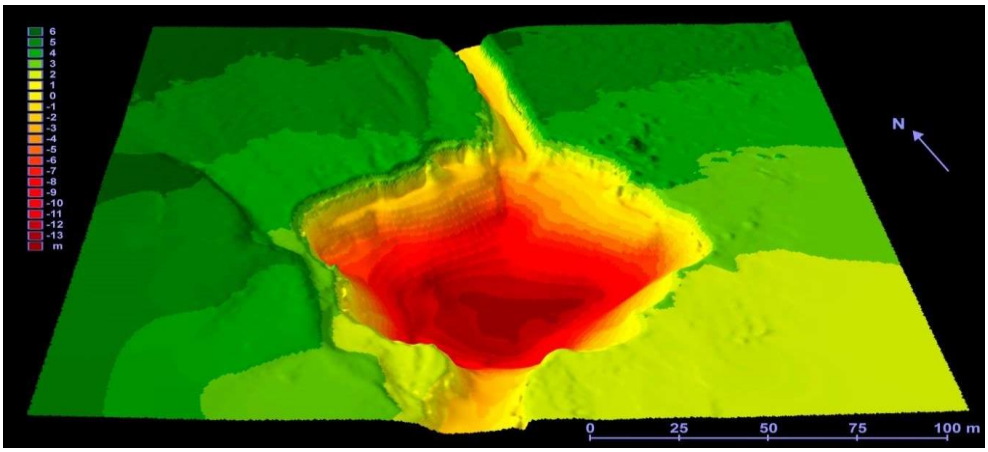


Рис. 3. Единая цифровая модель рельефа местности и дна Сеяхинского кратера по данным полевых работ

Заключение. Впервые в русле заполярной реки выявлен бугор пучения, который был разрушен мощным выбросом, самовоспламенением и взрывом газа. С учетом специфики выявленной в криосфере Арктики длительной эмиссии газа на кратере С11 можно говорить о возможных повторных мощных выбросах газа [1–10]. По состоянию на 2021 г. на территории Сеяхинского кратера продолжается активная дегазация. На основе собранного большого объема информации построена единая цифровая модель рельефа местности и дна Сеяхинского кратера.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата», № 122022800264-9).

Литература

1. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н.* и др. Дегазация Земли в Арктике: дистанционные и экспедиционные исследования выбросов газа на термокарстовых озерах // Арктика: экология и экономика. 2019. № 2(34). С. 31–47. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2019-2-31-47

2. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н., Никонов Р.А.* Цифровые технологии дистанционного выявления и мониторинга развития бугров пучения и кратеров катастрофических выбросов газа в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2020. № 4(40). С. 90–105. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-4-90-105

3. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R., Kishankov A.* Complex of geophysical studies of the Seyakha catastrophic gas blowout crater on the Yamal Peninsula, Russian Arctic // Geosciences (Switzerland). 2020. Vol. 10, No. 6. P. 215. https://doi.org/10.3390/geosciences10060215

4. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R.* et al. New catastrophic gas blowout and giant crater on the Yamal Peninsula in 2020: results of the expedition and data processing // Geosciences (Switzerland). 2021. Vol. 11, No. 2. P. 71. https://doi.org/10.3390/geosciences11020071

5. *Bogoyavlenskiy I.V.* Results of monitoring changes in the karst failure in the Tula Region based on remote sensing from an UAV // Geomodel 2020: Proceedings of the 22nd Conference on

Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 7–11 September 2020. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050100

6. *Bogoyavlensky V., Nikonov R., Erokhin G.* et al. Passive seismic monitoring study of the Earth degassing in the Arctic // Geomodel 2020: Proceedings of the 22nd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 7–11 September 2020. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050102

7. *Кизяков А.И., Сонюшкин А.В., Лейбман М.О.* и др. Геоморфологические условия образования воронки газового выброса и динамика этой формы на Центральном Ямале // Криосфера Земли. 2015. Т. XIX, № 2. С. 15–25.

8. *Kizyakov A., Leibman M., Zimin M.* et al. Gas emission craters and mound-predecessors in the north of West Siberia, similarities and differences // Remote Sensing. 2020. Vol. 12, No. 14. P. 2182. https://doi.org/10.3390/rs12142182

9. *Сизов О.С.* Дистанционный анализ последствий поверхностных газопроявлений на севере Западной Сибири // Геоматика. 2015. № 1. С. 53–68.

10. *Богоявленский В.И.* Фундаментальные аспекты генезиса катастрофических выбросов газа и образования гигантских кратеров в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2021. Т. 11, № 1. С. 51–66. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-1-51-66

Полевые и дистанционные исследования опасных геологических объектов в Центральной и Арктической частях России

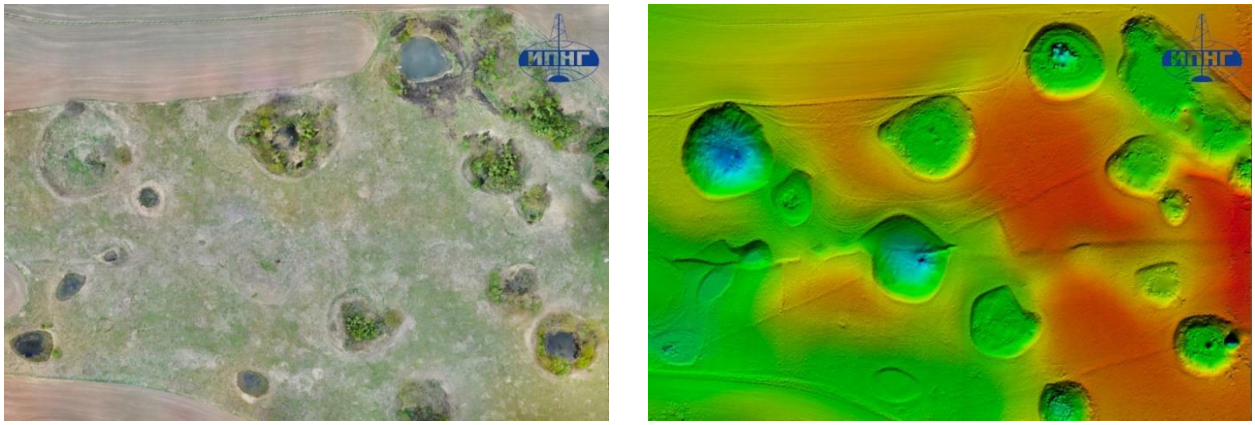
Богоявленский И.В.[1]*, Широбоков М.П.[2]**
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – ООО «НПЦ ГЕОТЕХ», РФ, 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 12
E-mail: *galienskiy@yandex.ru, **msh@geotech.ru

Аннотация. Уже почти 10 лет сотрудники ИПНГ РАН проводят комплексные полевые исследования различных объектов дегазации. Исследования проводятся как в Центральной части России, так и в труднодоступных частях Арктики, где до точек исследований приходится добираться, несколько раз меняя вид транспорта – самолеты, поезда, вертолеты, вездеходы и пр. И чаще всего выделенное на проведение работ время в Арктике предельно ограничено. В связи с этим вопрос об оперативности развертывания оборудования и проведения научных исследований приобретает особый вес.
Ключевые слова: Арктика, вечная мерзлота, дегазация, выброс газа, кратеры, беспилотные летательные аппараты, цифровые модели.

Введение. Из-за схожести физической формы геологических объектов в Арктике и Центральной России, для отработки навыков полевых работ была избрана территория Подмосковного угольного бассейна в Тульской области. Данная местность богата различными формами рельефа, как отрицательной формы (карсты, овраги, карьеры, причем часть из них сильно обводнена), так и положительной – крупные холмы, терриконы отработанной горной породы. Исследования сотрудники проводят с применением широкого арсенала научного оборудования – беспилотные летательные аппараты, георадары, эхолоты, газоанализаторы и пр.

При проведении съемок с беспилотников приходится учитывать важный вопрос – погодный (ветер, облачность, температура). Погодные условия оказывают серьезное влияние на качество собранного материала. При встречном ветре беспилотнику приходится тратить больше энергии аккумулятора чтобы двигаться по линии маршрута, он тратит больше времени на выход на нужную точку, где будет сделана фотография, если ветер дует в хвост дрона, то беспилотник будет пролетать точку фотографирования и возвращаться обратно к ней уже борясь со встречным ветром. Боковой ветер сносит дрон в сторону, заставляя также его отклониться от заранее заданной траектории полета. Что касательно освещенности, идеальной освещенностью считается облачная пасмурная погода, когда солнечный свет перед тем, как попасть на поверхность земли, рассеивается, при такой освещенности никаких теней на объекте исследований не будет. Чтобы избежать теней на объекте исследований, съемку необходимо проводить рано утром ли в районе 12:00 когда солнце будет в зените. Яркое солнце вносит помехи в фотографии – блики и отражения. В Арктике недостатка с пасмурной погодой нет, поэтому в этом плане там несколько легче получить более качественные кадры. Также важным является вопрос энергопотребления. При съемке объектов большой площади нужно иметь запас аккумуляторных батарей.

Например, для съемки части карстового поля в Тульской области площадью 14,3 гектара понадобилось 5 батарей. Исследования с воздуха проводились с высоты в 63 м, было сделано 839 фотографий, которые легли в основу обработки и построения ортофотоплана и цифровой модели рельефа (рис. 1а и 1б).



а б

Рис. 1. Фрагмент ортофотоплана (а) и цифровой модели рельефа (б)

Благодаря построению цифровых моделей рельефа на местности можно выявлять сначала не видимые невооруженному глазу подробности рельефа (разломы и небольшие овраги, покрытые растительностью). Так вот на некоторых старых карстовых провалах были идентифицированы новообразовавшиеся провалы-стоки.

На одном из обводненных карстов была проведена георадарная съемка (рис. 2), благодаря которой было уточнено строение дна. Касательно этого объекта исследований, интересным моментом является его относительно небольшой размер – всего около 30 м в диаметре и довольно крутые берега высотой 3–4 м.

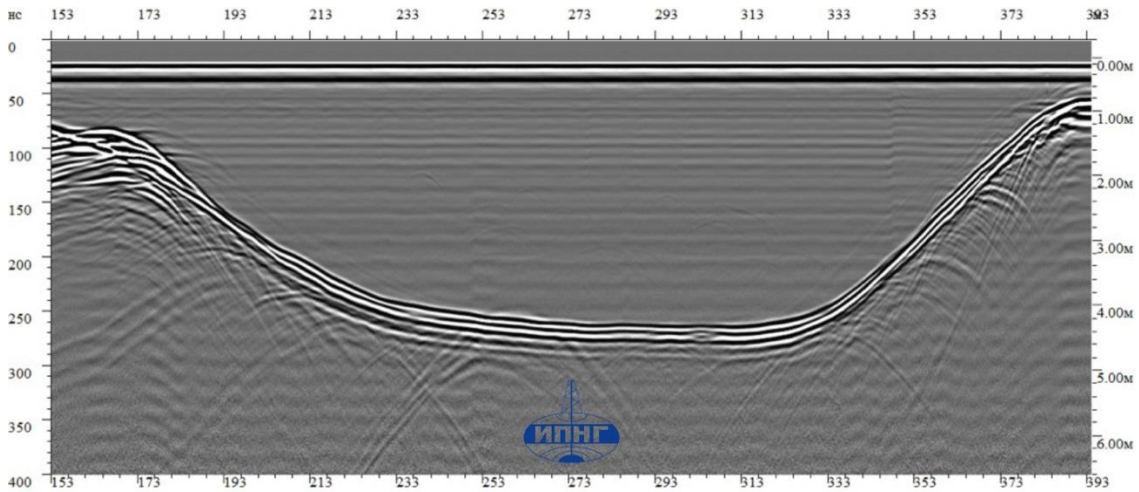
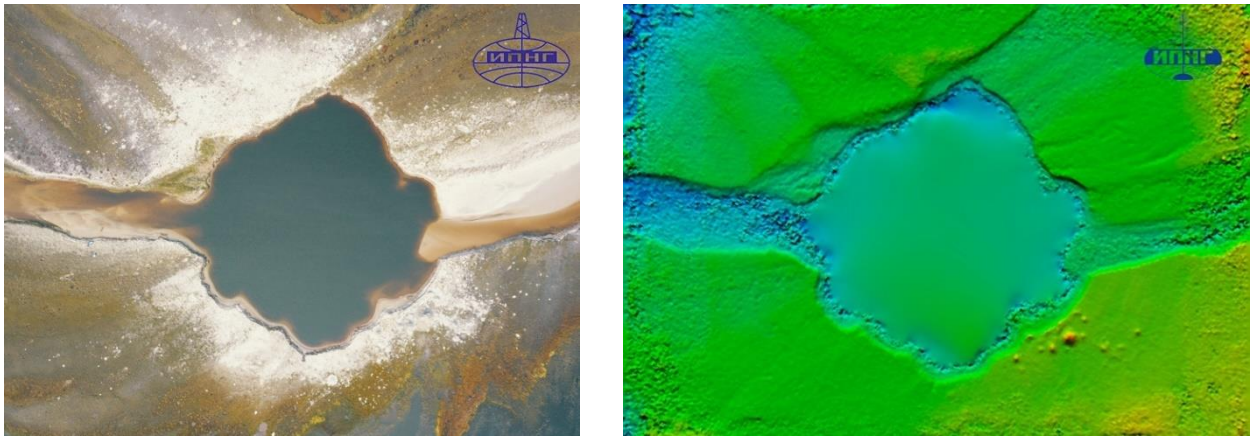


Рис. 2. Фрагмент сейсмического профиля обводненного карстового провала

Все такие же работы с беспилотниками и георадарами мы проводим в Арктике при изучении различных объектов дегазации [1–7]. На рис. 3 приведена цифровая модель рельефа местности и прилегающей к кратеру газового выброса территории. На модели отчетливо видны все малейшие перепады высот рельефа, в частности, в центральной нижней части выделяются останцы выброшенной при взрыве глинистой породы.



а б

Рис. 3. Вид сверху (а) и цифровая модель рельефа кратера (б) газового выброса

Методы. На территории полигона в Тульской области отрабатывается и продолжает совершенствоваться технология проведения полевых, научно-исследовательских и мониторинговых работ по изучению опасных объектов. Результаты обработки собранных на полигоне материалов ложатся в самостоятельные научные публикации. Благодаря получаемому опыту, во время работ в арктических условиях с неизменным успехом удается выполнять поставленные научные задачи. Это касается и кратера газового выброса С11. Кратер С11 (см. рис. 3а) после взрыва был затоплен, так как его центр расположен в русле реки Мюдрияха. Во время первого полевого обследования кратер имел несимметричную вытянутую вдоль реки форму с размерами по уровню воды 50×70 м, последние замеры показали, что его размеры увеличились почти в 2 раза до 100–110 м в диаметре. Недалеко от правого берега было обнаружено сильное локальное выделение газа диметром около 4 м. Проведенные с надувных лодок замеры глубины показали, что глубина кратера составляет более 50 м.

Заключение. Разработан и непрерывно совершенствуется комплекс научно-полевых и исследовательских мониторинговых работ. Впервые в русле реки в Арктике выявлен бугор пучения, который разрушился из-за мощного выброса, самовоспламенения и взрыва газа. Оперативные полевые исследования и экспедиции, а также последующий анализ собранных материалов и данных позволили восстановить геодинамические процессы до и после выброса газа. Впервые благодаря использованию современных технологий, в частности беспилотные летательные аппараты и 3D-моделирование, удалось создать цифровую копию-двойник кратера в виде цифровой модели рельефа (см. рис. 3б) и объемной модели триангуляционной поверхности, позволяющей вести исследования изучаемого объекта в виртуальном пространстве.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата», № 122022800264-9).

Литература

1. *Богоявленский И.В.* Применение беспилотных летательных аппаратов в дистанционных исследованиях различных форм рельефа в Арктике и Центральной России // Молодые – Наукам о

Земле: Материалы X Международной научной конференции молодых ученых. Т. 3. Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле гидрогеология, геоэкология, строительство систем и сооружений водоснабжения и водоотведения. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2022. С. 107–111.

2. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н.* и др. Дегазация Земли в Арктике: дистанционные и экспедиционные исследования выбросов газа на термокарстовых озерах // Арктика: экология и экономика. 2019. № 2(34). С. 31–47. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2019-2-31-47

3. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н., Никонов Р.А*. Цифровые технологии дистанционного выявления и мониторинга развития бугров пучения и кратеров катастрофических выбросов газа в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2020. № 4(40). С. 90–105. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-4-90-105

4. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R., Kishankov A.* Complex of geophysical studies of the Seyakha catastrophic gas blowout crater on the Yamal Peninsula, Russian Arctic // Geosciences (Switzerland). 2020. Vol. 10, No. 6. P. 215. https://doi.org/10.3390/geosciences10060215

5. *Bogoyavlenskiy I.V*. Results of monitoring changes in the karst failure in the Tula Region based on remote sensing from an UAV // Geomodel 2020: Proceedings of the 22nd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 7–11 September 2020. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050100

6. *Кизяков А.И., Сонюшкин А.В., Лейбман М.О*. и др. Геоморфологические условия образования воронки газового выброса и динамика этой формы на Центральном Ямале // Криосфера Земли. 2015. Т. XIX, № 2. С. 15–25.

7. *Богоявленский В.И.* Фундаментальные аспекты генезиса катастрофических выбросов газа и образования гигантских кратеров в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2021. Т. 11, № 1. С. 51–66. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2021-1-51-66

Исследование утилизации выхлопных газов жидкостно-газовым эжектором для повышения нефтеотдачи при водогазовом воздействии на пласт

Горбылева Я.А.
Российский университет дружбы народов, РФ, 117198, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6
E-mail: yana_gorbyleva@mail.ru

Аннотация. В данной работе показана возможность использования выхлопных газов для создания водогазовой смеси и последующей закачки ее в пласт с целью повышения нефтеотдачи. Приведены результаты теоретического исследования по проектированию экспериментального стенда для возможности получения напорно-энергетических характеристик жидкостно-газового эжектора с использованием выхлопных газов; а также представлены экспериментальные результаты проведенных лабораторных исследований.
Ключевые слова: выхлопные газы, жидкостно-газовый эжектор, водогазовое воздействие, нефтеотдача, пласт.

В рамках существующей на данный момент мировой климатической повестки, направленной на обеспечение экологической устойчивости отраслей и на переход к низкоуглеродным технологиям, актуальными являются вопросы снижения выбросов и рассмотрения возможностей полезного использования вредных газов. Компании нефтегазодобывающей отрасли снижают количество сжигаемого попутного нефтяного газа за счет его закачки в продуктивные пласты, захоронения в истощенных нефтяных и газовых пластах и глубоких соленосных водоносных горизонтах, переработки в электроэнергию на генерирующих газопоршневых (ГПЭУ) или газотурбинных (ГТЭУ) установках.

ГПЭУ и ГТЭУ также являются источниками выхлопных газов. На металлургических предприятиях и промышленных электростанциях, а также на котельных установках образуются дымовые газы, которые при непосредственной близости нефтяных месторождений возможно транспортировать и использовать для нагнетания в продуктивные пласты. Анализ работ по применению выхлопных газов [1] показывает большой потенциал не только с точки зрения экономии ресурсов и обеспечения экологически безопасного нефтегазового производства, но и с точки зрения использования выхлопных (дымовых) газов для повышения коэффициента извлечения нефти.

Водогазовое воздействие – это особо привлекательный метод, который объединяет достоинства и заводнения, и закачки газов. Способ совместной закачки воды и газа может быть реализован с использованием насосно-эжекторных систем.

Несмотря на простоту и надежность конструкции основного элемента насосно-эжекторной системы, его существенным недостатком является высокая восприимчивость к изменению условий эксплуатации. Изменение условий работы эжектора и свойств потоков требует разработки методологии и проведения исследований.

Исследования с выхлопными газами в области нефтегазодобычи чаще всего связаны с проведением лабораторных фильтрационных исследований, в которых выхлопной газ представлен искусственно создаваемой смесью газов N_2 и CO_2 в различном соотношении (от 67% до 85% N_2 и от 14% до 30% CO_2).

Целью данной работы является изучение влияния геометрических параметров проточной части эжектора на напорно-энергетические характеристики жидкостно-газового эжектора на экспериментальном стенде. Для проведения исследований использовался реальный источник выхлопных газов – бензиновый двигатель внутреннего сгорания.

Особенностью работы с выхлопными газами является их высокая температура. По сравнению со стендами, представленными в работах [2–4], для использования выхлопных газов в данном стенде предусмотрен кожухотрубный теплообменник, позволяющий за счет циркуляции воды снижать температуру выхлопных газов для возможности проведения замеров в лабораторных условиях.

По опыту исследований [2–4] и при наличии примесей в составе высокотемпературных выхлопных газов, для проведения исследований выбрана открытая система стенда как по воде, так и по инжектируемому газу. Эта система обеспечивает приток и обновление холодной воды, которая после охлаждения выхлопных газов в теплообменнике нагнетается в рабочее сопло эжектора для создания водогазовой смеси. Далее рабочая жидкость после разделения в баке-сепараторе совместно с оставшимися в ней компонентами выхлопных газов сливается из системы, а газ отводится по трубопроводу в атмосферу.

В связи с особенностями работы двигателя, для выравнивания давления в линии нагнетания выхлопного газа предусмотрен ресивер. После его размещения устанавливается устройство для замера расхода газа.

Методика получения характеристик жидкостно-газового эжектора предусматривает при проведении замера ступенчатое уменьшение количества инжектируемого струйным аппаратом газа, что позволяет установить 8–10 режимов работы жидкостно-газового эжектора для получения напорной и энергетической кривых.

Принципиальная схема стенда приведена на рис. 1.

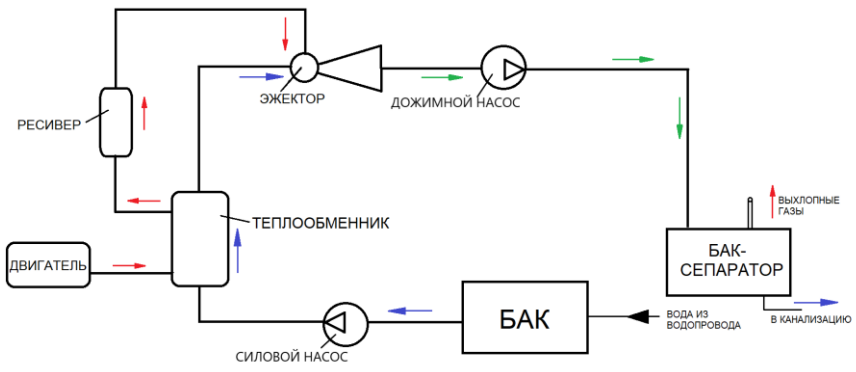


Рис. 1. Принципиальная схема стенда для проведения исследований
для получения напорно-энергетических характеристик эжектора при инжекции выхлопных газов

Результаты исследования демонстрируют повышение коэффициента полезного действия (η) эжектора в области наибольших коэффициентов инжекции ($U_{пр}$). При этом изменение зависимости относительного перепада давления от коэффициента инжекции $\Delta P_c/\Delta P_p = f(U_{пр})$ при инжекции выхлопных газов также наблюдается в диапазоне наибольших значений $U_{пр}$. Полученные

результаты позволяют на базе экспериментальных данных расширить теоретические сведения о работе и зависимостях характеристик струйных аппаратов, расширить область применения водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем и уменьшить вредное влияние выхлопных газов при проведении мероприятий по повышению нефтеотдачи.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90115.

Литература

1. *Горбылева Я.А.* О технологиях закачки выхлопных (дымовых) газов для извлечения нефти // Вестник Евразийской науки. 2021. Т. 13, № 4. https://esj.today/PDF/08SAVN421.pdf (Дата обращения 04.10.2022).

2. *Дроздов А.Н.* 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.

3. *Красильников И.А.* Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М., 2010. 20 с.

4. *Дроздов А.Н., Закенов С.Т., Олмасханов Н.П.* и др. Стендовые исследования влияния свободного газа на характеристики многоступенчатого центробежного насоса при откачке водогазовых смесей // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 96–99. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-96-99

Проекты по улавливанию и хранению CO_2 на предприятиях нефтегазового сектора

Грачёв-Брокопп Н.К.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: nikita.grachyov@list.ru

Аннотация. Анализ и решения экологических проблем в современном мире и предотвращение последствий, которые могут последовать за ними, приобретают сегодня все большее значение. Соблюдение экологических стандартов в нефтегазовом секторе, вследствие работы которого происходит наибольшее количество выбросов парниковых газов, загрязняющих атмосферу, особенно важно. Рассмотренные в работе технологии по улавливанию и геологическому хранению CO_2 становятся более востребованными, позволят в будущем снизить углеродные выбросы и способствовать сохранению ресурсов планеты.
Ключевые слова: углеродные выбросы, углекислый газ, проекты улавливания и хранения углекислого газа, нефтегазовые предприятия, топливно-энергетический комплекс, технологии CCS, углеродная нейтральность.

В настоящее время изменение климата является одной из важнейших проблем, с которой столкнулись все страны мира и решение ее является крайне важным. Сильное влияние на климат оказывают выбросы парниковых газов, которые возникают, в том числе, в связи с деятельностью предприятий топливно-энергетического комплекса. Для предотвращения экологического кризиса требуются усилия всех ведущих стран планеты. В декабре 2015 года в Париже подписано важное климатическое соглашение, согласно которому поставлена цель не допустить повышения температуры более чем на 2 градуса Цельсия по сравнению с доиндустриальным периодом [1].

Сокращению выбросов парниковых газов Парижское соглашение выделяет особое место – данное соглашение призывает государства выработать и зафиксировать национальные цели и стратегии их достижения по решению этой важной проблемы. Следует отметить, что на данный момент более 150 государств подготовили и представили свои планы по ограничению выбросов парниковых газов на национальном уровне с графиком планирования на десятилетия. В число этих стран входит и Россия, являющаяся одной из крупнейших стран по добыче углеводородных ресурсов [2].

В России уже запущен процесс разработки схемы по национальному регулированию выбросов парниковых газов, а также идет формирование законодательной базы по данному вопросу: разработана концепция системы отчетности и мониторинга выбросов парниковых газов, утверждена методика подсчета объема их выбросов для предприятий. Не согласованной остается система регулирования выбросов. Важно, что обсуждение применения климатической политики проходит с участием органов государственной власти, топливно-энергетических компаний, а также экспертных сообществ [1].

Обсуждение инструментов климатической политики в основном сводится к вопросу целесообразности углеродного регулирования и перспектив применения одного из двух подходов: ценового (возможность введения налога на парниковые выбросы) и количественного (возможность введения системы торговли разрешениями на парниковые выбросы) [1].

Зарубежный опыт в нашей стране также активно анализируется, некоторые страны насчитывают уже немало примеров применения национальных схем и стратегий регулирования выбросов парниковых газов [1]. Однако для России должен быть создан особый проект по углеродному регулированию, который учтет все особенности топливно-энергетического комплекса нашей страны и следующие обстоятельства:

- для нашей страны нельзя произвести простое копирование зарубежного опыта [3]:
- необходимо учитывать цель сокращения выбросов;
- учитывая, что количественный и ценовой подходы в мире в настоящее время почти не применяются, для нашей страны важно сделать выбор в пользу оптимального из множества гибридных механизмов, который сочетал бы достоинства обоих подходов и минимизирующий их недостатки [1].

В результате исследования:

- выполнено сравнение законодательных актов по вопросу углеродного регулирования в зарубежных странах и в России,
- проведен анализ экологических проблем, повлиявших на создание проектов улавливания и хранения углекислого газа в мире,
- рассмотрены предпосылки создания правового регулирования углеродных выбросов в Российской Федерации.

Литература

1. *Макаров И.А., Степанов И.А.* Углеродное урегулирование: варианты и вызовы для России // Вестник Московского университета. Сер. 6. Экономика. 2017. № 6. С. 3–22.

2. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202107020031

3. *Марьин Е.В*. Парижское соглашение как итог переговоров по изменению климата // Инновационная экономика и современный менеджмент. 2021. № 4(35). С. 7–9.

Потенциал снижения углеродного следа за счет применения водородного и метано-водородного топлива

Григорьев П.Н.*, Усольцев И.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: *P_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В данной работе была проведена оценка снижения углеродного следа при транспортировке природного газа за счет применения водорода и метано-водородных смесей в существующей газотранспортной системе.
Ключевые слова: водород, водородная энергетика, водородное топливо, применение водорода, переработка природного газа, декарбонизация, метано-водородное топливо.

Для топливно-энергетического комплекса и экономики России 05.08.2021 была принята «Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации» и Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов».

По всей цепочке поставок природного газа, включая производство, переработку и транспортировку по трубопроводам, выбросы метана являются важным фактором при учете глобальных выбросов парниковых газов.

Согласно годовому экологическому отчету ПАО «Газпром» за 2021 г., основные выбросы парниковых газов приходятся на транспортировку природного газа (77,66% от суммарных выбросов – охват 1) [1]. Основной составляющей этих выбросов являются фугитивные потери метана при транспортировке (20,5%) и выбросы парниковых газов на компрессорных станциях в результате сжигания части транспортируемого природного газа для генерации энергии. Оценка «углеродного следа» была произведена с учетом требований нормативных документов, изложенных в директиве Еврокомиссии, «Article 25(2) of and Annex V to Directive (EU) 2018/2001». Оценка жизненного цикла и расчет выбросов парниковых газов были проведены в соответствии с методологией, изложенной в «Article 28(5) of Directive (EU) 2018/2001» и в рекомендательных стандартизирующих документах ISO 14067:2018 и ISO 14064-1:2018.

На основании указанных выше документов в расчетах был установлен переводной расчетный коэффициент выбросов метана: 1 кг CH_4 = 25 кг CO_2-экв.

При проведении оценки «углеродного следа» были учтены следующие категории выбросов:

– выбросы при использовании метано-водородной смеси (МВС) в качестве топливного газа на компрессорной станции (КС), расположенной на границе РФ;

– выбросы на КС при доставке природного газа от места добычи до места производства водорода;

– прямые выбросы при производстве водорода;

– выбросы при генерации электричества для производства водорода;

– фугитивные выбросы при доставке природного газа до места производства водорода;

– выбросы при выделении водорода из МВС на территории ЕС (0,282 кг CO_2-экв/кг H_2) [2];

При учете оценке выбросов на крайней КС принимались следующие показатели оборудования:

– коэффициент загрузки газотурбинной установки – 0,5;

– низшая теплота сгорания (НТС) метана – 50,00 МДж/кг, НТС водорода – 120,21 МДж/кг, плотность метана – 0,717 кг/м^3, плотность водорода – 0,089 кг/м^3;

– «углеродный след» при сжигании метана – 0,05 кг CO_2-экв/МДж метана;

– природный газ в рамках данной работы эквивалентен чистому метану;

Расчет состава МВС проводился на основании сохранения установленной прокачиваемой мощности трубопроводов (с сохранением прокачиваемого объема трубопроводов).

На рис. 1 приведена схема, наглядно демонстрирующая охват учета выбросов парниковых газов.

Рис. 1. Схема учета выбросов парниковых газов

Снижение углеродного следа на компрессорных станциях может быть достигнуто за счет замещения углеводородного топлива водородными энергоносителями, а уменьшение доли углеводородов в транспортируемом газе (переход на МВС) позволит снизить фугитивные выбросы.

Для оценки снижения «углеродного следа» авторами рассматривались 3 варианта применения водородных энергоносителей на магистральных газопроводах:

Вариант 1: использование МВС (20 об.% водорода) в целях снижения «углеродного следа» поставок природного газа, которые включают фугитивные выбросы метана и выбросы для генерации энергии КС;

Вариант 2: использование МВС20 для газотурбинных двигателей (ГТД) газоперекачивающих агрегатов на КС;

Вариант 3: использование водородного топлива для ГТД газоперекачивающих агрегатов на КС.

На рис. 2 приведен потенциал снижения «углеродного следа» транспортировки природного газа.

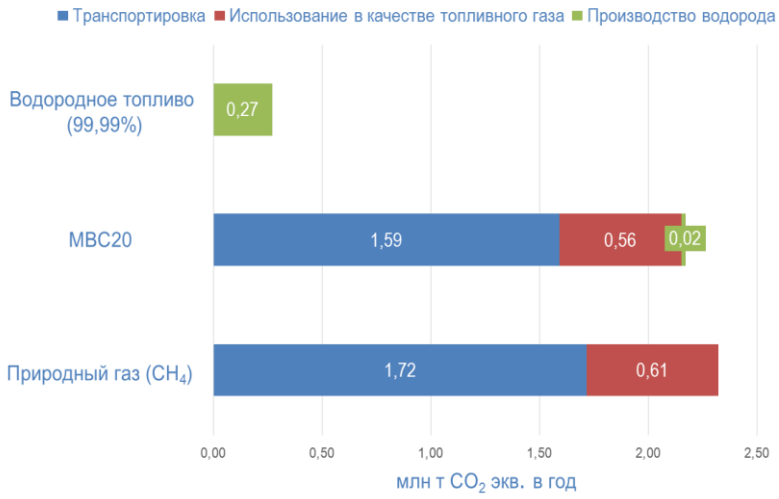


Рис. 2. Оценка снижения «углеродного следа»

Из рисунка видно, что максимальное снижение «углеродного следа» (55,55%) возможно при использовании водородного топлива. В силу отсутствия необходимой инфраструктуры и недостаточного уровня проработки технологий перспективным на первом этапе представляется использование МВС20 как для транспортировки, так и для работы компрессорных станций (снижение на 6,51%).

Литература

1. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2021 год. СПб.: ПАО «Газпром», 2021. 79 с. https://saratov-tr.gazprom.ru/d/textpage/e8/488/ehkologicheskij-otchet-pao-gazprom-za-2021-god.pdf (Дата обращения 04.10.2022).

2. Low carbon hydrogen well-to-tank pathway study: Full Report for Zero Partnership. London: Element Energy, 2021. 121 p. http://www.element-energy.co.uk/wordpress/wp-content/uploads/2021/08/Zemo-Low-Carbon-Hydrogen-WTT-Pathways-full-report.pdf (Дата обращения 04.10.2022).

Воздействие нефтегазовой промышленности на экосистему животного мира: правовой аспект

Зубрицкая У.И.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: ul.zubritskaya@mail.ru

Аннотация. В настоящее время нефтегазовая промышленность оказывает негативное воздействие на экосистему животного мира, как и на все компоненты окружающей среды. Политика экологической безопасности выступает защитным механизмом объектов животного мира. Существует необходимость в создании новых подходов в данной сфере, направленных на разработку комплексной и универсальной системы мер по сохранению экосистем животного мира. Данные меры должны иметь новые цели и задачи, новую структуру. Активное участие в разработке политики экологической безопасности должны принимать ученые, исследующие данную область. При этом исследованиями должны заниматься не только юристы, но и химики, биологи, геологи, так как исключительно через законодательство невозможно управлять столь сложной системой, как охрана животного мира.
Ключевые слова: нефтегазовая промышленность, окружающая среда, животный мир, экологическая безопасность Российской Федерации.

Сегодня прослеживается тенденция, при которой интересы промышленности, в том числе и нефтегазовой, преобладают над интересами сохранения объектов природы. Такая расстановка приоритетов привела к ситуации, в которой человек уже не может контролировать и предотвращать негативное воздействие, оказываемое на природную среду.

Возникновение экологических проблем при добыче, хранении, транспортировке и переработке углеводородного сырья обусловлено следующими факторами: спецификой состава и свойств извлекаемого сырья, способами его добычи и переработки, а также особым географическим расположением объектов добычи.

При вводе в действие новых нефтегазовых месторождений важным является обеспечение стандартов защиты природной среды, а также выполнение законодательства, касающегося условий существования объектов животного мира. Несоблюдение правил охраны окружающей среды, неисполнение технологических инструкций при разработке нефтяных и газовых месторождений может привести к загрязнениям различных природных экосистем, являющихся элементом общей системы объектов животного мира. Для предупреждения негативного воздействия на окружающую среду необходимо проведение подготовительных мероприятий. При строительстве скважин загрязнение окружающей среды может происходить, прежде всего, при осуществлении:

а) промывки водой или продувки сжатым воздухом сеток вибросит, с целью восстановления пропускной способности и очищения бурового раствора от выбуренной породы (шлама) [1];

б) хозяйственно-бытовых работ, таких как мытье оборудования, бурильных труб;

в) приготовления химически обработанного бурового раствора, в случае его утечки;

г) деятельности, засоряющей и нарушающей целостность желобной системы и т. д.

В процессе строительства скважин загрязнителями окружающей среды выступают химические реагенты и добавки, которые применяются для обработки промывочной жидкости, а также нефть и нефтепродукты, к примеру, горюче-смазочные материалы (ГСМ) [2].

Загрязнение окружающей среды нефтепродуктами происходит в результате:

а) содержания в составе компонентов промывочных жидкостей (при разливах вблизи циркуляционной системы);

б) небрежного использования нефтепродуктов в качестве ГСМ (например, для силового привода, хозяйственных нужд, транспорта);

в) аварийных ситуаций (газонефтеводопроявление, открытое фонтанирование и т. д.) или при завершении работ по вызову притока.

Загрязняют окружающую среду также сточные воды, выбуренная порода, отработанный буровой раствор.

Конституция Российской Федерации предусматривает необходимость принятия мер охраны и научно обоснованного, рационального использования животного мира, все важные аспекты законодательно урегулированы и отражены в Законе «О животном мире» [3].

Для обеспечения экологической безопасности и минимизации негативного влияния процессов добычи, производства, транспортировки и потребления энергоресурсов на окружающую среду, климат и устойчивое существования животного мира разработана и утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [4].

Литература

1. *Нескоромных В.В.* Направленное бурение нефтяных и газовых скважин: Учебник. М.: ИНФРА-М, 2022. 347 с. https://doi.org/10.12737/textbook_5a1521453b20d7.29773613

2. *Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С.* Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 548 с.

3. О животном мире: Федеральный закон от 24.04.1995 № 52-ФЗ Официальный интернет-портал правовой информации. http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102035294

4. Об Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г.: Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009. № 1715-р // Консультант Плюс. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94054/

Образование гидратов метана в замороженных растворах биополимеров

Кревень Д.В.*, Плетнева К.А., Драчук А.О., Молокитина Н.С.
Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН, РФ, 625026, г. Тюмень, ул. Малыгина, д. 86
E-mail: *d.kreven@mail.ru

Аннотация. В настоящее время наиболее распространенным методом борьбы с гидратными пробками является химический способ, который заключается в использовании ингибиторов при транспортировке и добыче газа. Недавние исследования показали, что некоторые полисахариды демонстрируют ингибирующие способности, способные замедлять рост гидрата метана. В представленной работе изучены ингибирующие свойства таких добавок как гуаровая камедь (концентраций 0,1 и 1 мас.%) и альгинат натрия (концентраций 0,15 и 1,5 мас.%). Исследования показали, что добавление данных биополимеров не оказывает ингибирующего действия, а наоборот – приводит к увеличению скорости и степени конверсии воды в гидрат при давлении около 5 МПа и отрицательной температуре, близкой к температуре плавления льда.
Ключевые слова: гидрат метана, транспортировка газа, скорость роста, конверсия воды в гидрат, альгинат натрия, гуаровая камедь.

При разработке месторождений нефти и газа в северных широтах гидратообразование – частое явление. Когда в скважине или трубопроводе устанавливается режим гидратообразования, начинается процесс формирования гидратной пробки, которая блокирует движение газа или нефти и приводит к аварии [1]. В настоящее время более широкое распространение получили химические методы решения проблемы образования газогидратных пробок – добавление ингибиторов. К основным типам химических ингибиторов относятся: кинетические, термодинамические и антиагломеранты [2]. На практике чаще всего применяют метанол или водно-метанольный раствор, который, в свою очередь, имеет высокий уровень токсичности и пожароопасности. В связи с тем, что отдаленные регионы России, в особенности Арктический, являются уникальными в своем роде территориями [3–6], имеет смысл поиск экологически чистых продуктов, которые могут применяться в качестве ингибиторов против образования гидратных пробок.

На основании опубликованных ранее данных авторами были изучены ингибирующие свойства веществ, образованных на основе натуральных полисахаридов [7, 8]. Как правило экспериментальное изучение ингибирования гидратообразования проводится в жидких объемных системах. Однако известно, что в условиях Крайнего Севера образование гидратных пробок может происходить в присутствии льда, что может существенно повлиять на кинетику и механизм гидратообразования.

В данной работе было изучено влияние добавок гелеобразователей, а именно альгината натрия и гуаровой камеди, которые лучше всего показали свои ингибирующие свойства, на образование гидрата метана при отрицательных температурах, близких к температуре плавления льда. Экспериментальные измельченные образцы гуаровой камеди (концентраций 0,1 и 1 мас.%) и альгината натрия (концентраций 0,15 и 1,5 мас.%) были представлены в виде фракции 80–140 мкм.

Для приготовления растворов различных концентраций были использованы полисахариды, описанные выше, и дистиллированная вода. Далее растворы замораживались при температуре -14 °C. Замороженные образцы перемалывались в бытовом блендере и просеивались для отбора фракции 80–140 мкм в морозильной комнате Teledoor. Полученные образцы массой 7 г помещались в реактор высокого давления объемом 60 см^3, выполненный из нержавеющей стали. Для установления теплового баланса реактор помещался в программируемый криостат с установленной температурой -1 °C. После чего в реактор закачивался метан (степень чистоты 99,9%) до давления около 5 МПа. Давление и температура внутри реактора записывались каждые 2 секунды при помощи считывающего устройства. Падение давления в реакторе происходило сразу после прекращения подачи газа, что свидетельствовало о начале процесса гидратообразования без индукционного периода (см. рис. 1).

В ходе экспериментов по изучению влияния добавок биополимеров на ингибирование процесса образования гидрата метана были определены падение давления внутри реактора и степень конверсии воды в гидрат на основании уравнения Пенга-Робинсона.

На рис. 1 представлены кривые падения давления внутри реактора высокого давления объемом 60 см^3 в ходе образования гидрата метана в замороженных молотых растворах альгината натрия с концентрациями 0,15 и 1,5 мас.% и гуаровой камеди концентрациями 0,1 и 1 мас.%. В качестве чистого образца сравнения использовался молотый лед. Эксперимент продолжался 20 часов. На начальном этапе наблюдалась скорость роста гидрата метана в разы выше, чем на последующем этапе. Так, участок с максимальной скоростью роста – примерно 1 час с начала образования гидрата метана.

На рис. 2 представлены кривые изменения степени конверсии воды в гидрат для замороженных молотых растворов альгината натрия с концентрациями 0,15 и 1,5 мас.% и гуаровой камеди с концентрациями 0,1 и 1 мас.%.

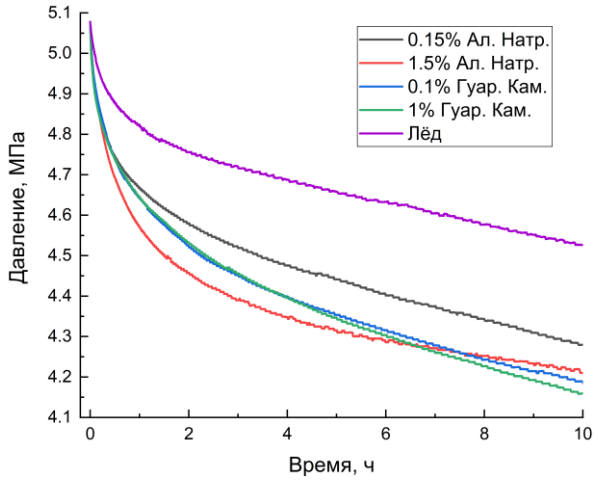


Рис. 1. Падение давления внутри реактора высокого давления объемом 60 см^3 при образовании гидрата метана. Условия образования гидрата метана: начальное давление около 5 МПа, температура -1 °C

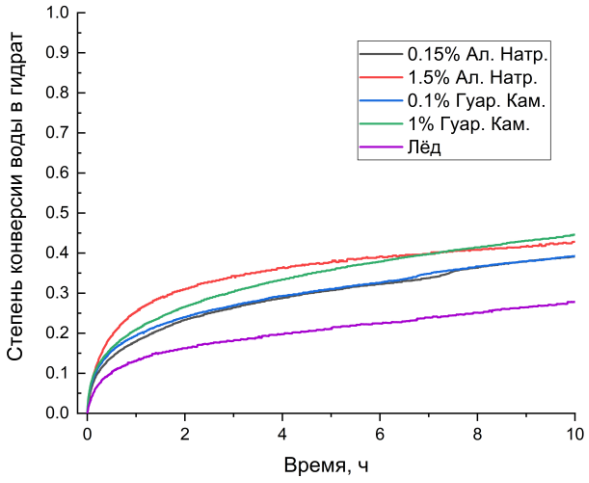


Рис. 2. Изменение степени конверсии воды в гидрат метана в процессе образования гидрата метана в замороженных молотых растворах биополимеров с размером частиц 80–140 мкм. Условия образования гидрата метана: начальное давление около 5 МПа, температура -1 °C

Для обеих систем значение степени конверсии воды в гидрат за 10 часов было выше, чем при образовании гидрата из молотого льда с таким же размером частиц. При увеличении концентрации биополимеров в исходном растворе степень конверсии воды в гидрат незначительно увеличилась, что говорит о том, что увеличение вязкости исходных растворов биополимеров привело к увеличению степени конверсии воды в гидрат, хотя для таких растворов, как поливиниловый спирт, ранее наблюдалось, что при увеличении вязкости исходного раствора происходило снижение степени конверсии воды в гидрат.

В ходе изучения ингибирующих свойств биоразлагаемых полисахаридов, таких как альгинат натрия и гуаровая камедь, было выявлено, что при концентрациях 0,15 и 1,5 мас.%, 0,1 и 1 мас.% соответственно, данные образцы обладают свойствами промотеров гидратообразования, формирующегося из замороженной дисперсной водной системы. Факт, что полисахариды могут проявлять ингибирующие и промотирующие свойства, требует дополнительного изучения.

Работа выполнена в рамках государственного задания по темам: № 122011400146-6 и № 121041600040-3.

Литература

1. *Истомин В.А., Квон В.Г.* Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 508 с.

2. *Капыш В.В., Кулемин Н.В., Истомин В.А.* Предупреждение гидратобразования в газопроводах-отводах и на газораспределительных станциях // Вести газовой науки. 2013. № 4(15). С. 125–131.

3. *Назаров В., Краснов О., Медведева Л.* Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса // Энергетическая политика. 2021. № 7(161). С. 70–85. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_7161_70

4. *Еремин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин Ал.Н.* Ресурсная база нефти и газа Арктического шельфа России // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. №1(1). С. 23. http://www.oilgasjournal.ru/2009-1/3-rubric/eremin.html (Дата обращения 04.10.2022)

5. *Паничкин И.В*. Разработка морских нефтегазовых ресурсов Арктики: текущее состояние и перспективы: Аналитическая записка. Российский совет по международным делам, 2016. 11 с. https://russiancouncil.ru/upload/ArcticOilaAndGas-Policybrief8-ru.pdf (Дата обращения 04.10.2022).

6. *Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д.* Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике. Апатиты: Кольский научный центр РАН, 2019. 289 с. https://doi.org/10.25702/KSC.978.5.91137.407.5

7. *Kelland M.A.* A review of kinetic hydrate inhibitors from an environmental perspective // Energy & Fuels. 2018. Vol. 32, No. 12. P. 12001–12012. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03363

8. *Wan L., Zhang N., Liang D.-Q*. Inhibition effects of polysaccharides for gas hydrate formation in methane–water system // Journal of Molecular Liquids. 2019. Vol. 292. P. 111435. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111435

Аномальные деформации разломных зон как источник эколого-промышленной опасности объектов нефтегазового комплекса

Кузьмин Д.К.
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
E-mail: dimak1292@mail.ru

Аннотация. Разработка унифицированной методики изучения аномальных деформационных процессов в зонах разломов, индуцированных разработкой нефтегазовых месторождений, а также выработка критериев эколого-промышленной опасности объектов нефтегазового комплекса с учетом геодинамического фактора на сегодняшний день остаются крайне актуальными проблемами в связи с многочисленными случаями негативного проявления аномальной геодинамики недр в нефтегазоносных регионах.
Ключевые слова: геодинамический мониторинг, деформационная активность, разломные зоны, аналитическая модель, относительная деформация, оценка геодинамического риска.

Области потенциальной аварийности промысловых объектов должны определяться на основе формализованной оценки результатов маркшейдерско-геодезического мониторинга месторождений, математического моделирования напряженно-деформированного состояния и решения обратных задач современной геодинамики недр [1–3].

Цель работы заключается в проведении математического моделирования и выявлении предельных показателей современного геодинамического состояния недр, индуцированного активизацией разломных зон при разработке месторождения. Зоны геодинамической опасности определяются путем сравнения параметров – средней скорости относительной деформации земной поверхности и величины накопленных локальных напряжений с пороговыми значениями, определенными нормативными документами.

Проведение комплексного маркшейдерско-геодезического мониторинга – важная часть мероприятий на объектах инфраструктуры нефтегазовых месторождений, расположенных вблизи зон разломов, активизация которых может привести к опасным экологическим катастрофам [4–6]. Согласно инструкции по производству маркшейдерских работ РД-07-603-03, в зоне тектонических нарушений реперы закладываются через 100 м, поэтому сегодня исследователи имеют достаточно подробную информацию о тонкой структуре деформационного процесса, полученную из данных нивелирования вдоль профилей, пересекающих зоны разломов [7, 8]. В данной работе при помощи математического моделирования исследовано напряженно-деформированное состояние раздвиговых разломных зон.

Объем данных, накопленный за время многократных геодезических наблюдений, а именно повторных высокоточных нивелирных наблюдений, показал, что подавляющее большинство аномальных деформаций разломных зон – это локальные «пикообразные» оседания земной поверхности, характерные для кинематики раздвиговых разломов. С подробным иллюстрационным анализом, многочисленными примерами и статистикой можно ознакомиться в работе [9]. Описываемый выше тип формирования разломов в природе встречается в 88% случаев.

В работах [9–13] показано, что из всех существующих на сегодняшний день аналитических моделей в качестве механизма формирования наблюдаемого пространственно-временного спектра современных смещений в зонах разломов, наиболее корректным видится использование

параметрически-индуцированной модели. Используя математический аппарат-формализм теории деформационных ядер и функцию Грина, автором получены формулы для распределения вертикальных и горизонтальных смещений в условиях плоской задачи. Для перехода к формализованным (безразмерным) показателям были получены аналитические выражения для градиентов смещений – наклонов и относительных деформаций в рамках плоской задачи [2].

Практическое применение данной модели сводится к решению обратных задач. Рассмотрим один из примеров такого решения на геодинамическом полигоне Ромашкинского месторождения. На профиле, пересекающем 2 разломные зоны – а и б (рис. 1), повторное высокоточное нивелирование выявило 2 квазисимметричные γ-аномалии (рис. 1А) [6]. С учетом физических свойств горных пород было проведено математическое моделирование и получена теоретическая кривая, максимально схожая с наблюдаемой. Используя процедуру подбора, автором моделировались геометрические параметры разломов – глубина залегания и ширина, и, тем самым были определены теоретические кривые максимально повторяющие контур наблюдаемых кривых (рис. 1Б). После определения оптимальных геометрических параметров были построены горизонтальные градиенты вертикальных смещений (наклоны). Они были определены дифференцированием аналитической формулы для вертикальных смещений по оси x, направленной вкрест простирания модельного разлома. На рис. 1Б видно, что в области максимальных значений градиентов (10^{-4}) произошло искривление скважин, которые располагались в окрестности профиля наблюдений.

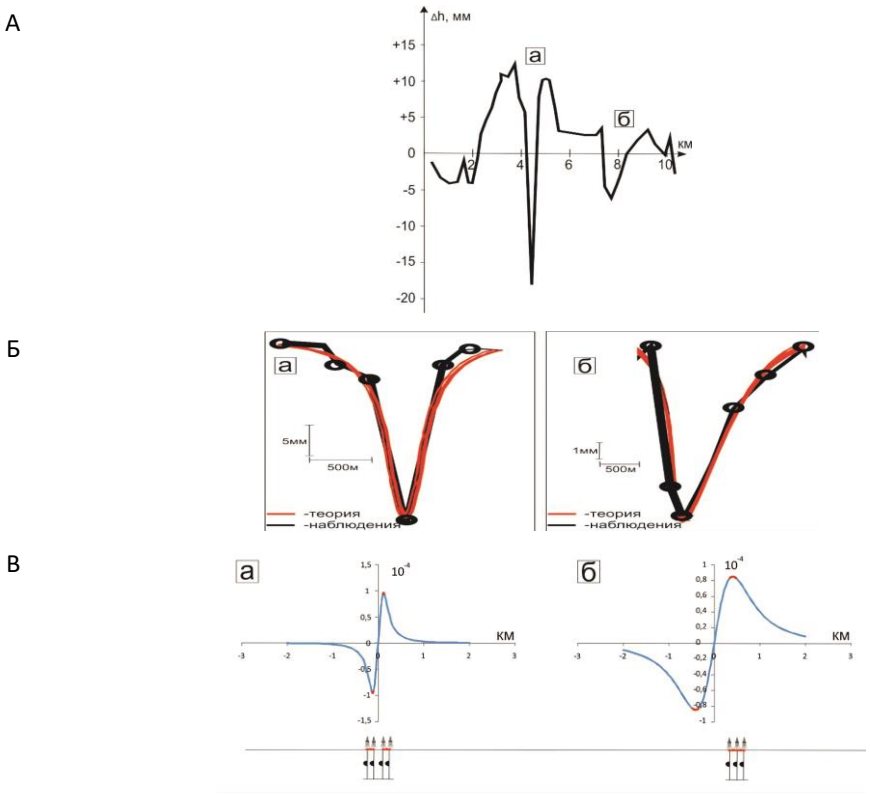


Рис. 1. Решение обратной задачи современной геодинамики разломов на основе параметрической модели:
А – нивелирование на профиле месторождения; Б – сопоставление теоретических и наблюдаемых аномалий;
В – рассчитанные градиенты от двух гамма-аномалий

Эта методика позволяет оценивать уровень опасных деформаций для обеспечения безаварийной эксплуатации объектов инфраструктуры нефтегазовых месторождений. Стоит отметить, что на точность оценок влияет густота заложения реперов [14–16]. Если четко следовать требованиям «Инструкции по производству маркшейдерских работ» относительно густоты реперов в зонах разломов, то выявленные аномалии полностью соответствуют предложенным модельным построениям.

Литература

1. *Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К., Кузьмин Ю.О.* Решение обратных задач современной геодинамики недр на месторождениях углеводородов и подземных хранилищах газа // Маркшейдерский вестник. 2018. № 4(125). С. 52–61.

2. *Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К.* Моделирование градиентов смещений земной поверхности на разрабатываемых месторождениях нефти и газа // Маркшейдерский вестник. 2019. № 5(132). С. 56–62.

3. *Гатиятуллин Р.Н., Кузьмин Д.К., Фаттахов Е.А.* Анализ результатов многолетних геодезических наблюдений на месторождении сверхвязкой нефти, юго-восток Татарстана // Наука и технологические разработки. 2021. Т. 100. № 4. С. 5–24. https://doi.org/10.21455/std2021.4-2

4. *Кузьмин Ю.О., Никонов А.И.* Геодинамическая природа аварийности нефтегазоносных скважин и трубопроводных систем // Перспективы развития экологического страхования в газовой промышленности: Сб. науч. тр. / Отв. ред. Н.С. Белов. М.: ГЕОС, 1998. С. 315–328.

5. *Кузьмин Ю.О.* Геодинамический риск объектов нефтегазового комплекса // Российская газовая энциклопедия. М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. С. 121–124.

6. *Кузьмин Ю.О.* Деформационные последствия разработки месторождений нефти и газа // Геофизические процессы и биосфера. 2021. Т. 20, № 4. С. 103–121. https://doi.org/10.21455/GPB2021.4-7

7. *Изюмов С.Ф., Кузьмин Ю.О.* Исследование современных геодинамических процессов в Копетдагском регионе // Физика Земли. 2014. № 6. С. 3–16. https://doi.org/10.7868/S0002333714060015

8. *Churikov V.A., Kuzmin Yu.O.* Relation between deformation and seismicity in the active fault zone of Kamchatka, Russia // Geophysical Journal International. 1998. Vol. 133, No. 3. P. 607–614. https://doi.org/10.1046/j.1365-246X.1998.00511.x

9. *Кузьмин Ю.О.* Современная геодинамика раздвиговых разломов // Физика Земли. 2018. № 6. С. 87–105. https://doi.org/10.1134/S000233371806008X

10. *Кузьмин Д.К.* Сопоставление моделей деформационной активности раздвиговых разломов с результатами геодинамического мониторинга объектов нефтегазового комплекса // Проблемы недропользования. 2019. № 4(23). С. 18–27. https://doi.org/10.25635/2313-1586.2019.04.018

11. *Кузьмин Д.К.* Оценка напряженного состояния недр на разрабатываемых месторождениях нефти и газа // Маркшейдерский вестник. 2020. № 5(138). С. 37–43.

12. *Кузьмин Ю.О.* Современная аномальная геодинамика асейсмичных разломных зон // Вестник отделения геологии, геофизики, геохимии и горных наук Российской академии наук. 2002. № 1. С. 1–27.

13. *Кузьмин Ю.О.* Современные объемные деформации разломных зон // Физика Земли. 2022. № 4. С. 3–18. https://doi.org/10.31857/S0002333722040068

14. *Кузьмин Д.К., Кузьмин Ю.О., Фаттахов Е.А.* Моделирование современных геодеформационных процессов в разломных зонах // Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: Материалы Всероссийской конференции. М.: ООО «ТиРу», 2013. С. 90–100.

15. *Кузьмин Ю.О.* Проблемные вопросы изучения деформационных процессов в современной геодинамике // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2008. № 3. С. 98–107.

16. *Кузьмин Ю.О.* Парадоксы сопоставительного анализа измерений методами наземной и спутниковой геодезии в современной геодинамике // Физика Земли. 2017. № 6. С. 24–39. https://doi.org/10.7868/S0002333717060023

Экологические риски добычи на малодебитном фонде скважин: причины и способ их устранения

Лищук А.Н.[1]*, Степанов Д.О.[2]**
1 – АО «Группа ГМС», РФ, 125047, г. Москва, ул. Чаянова, д. 7
2 – Филиал АО «ГМС Нефтемаш», РФ, 125047, г. Москва, ул. Чаянова, д. 7
E-mail: *lan@hms.ru, ** stepanov@hms.ru

Аннотация. Рассматриваются основные экологические риски, связанные с добычей жидких углеводородов, в частности, на малодебитном фонде скважин. Раскрываются недостатки наиболее распространенной для малой добычи технологии с использованием станков-качалок, влекущие загрязнение окружающей среды. Предлагается решение по исключению данных недостатков в виде бесштанговой погружной нефтяной насосной установки плунжерного типа на базе гидромеханического редуктора.
Ключевые слова: экологические риски, малодебитный фонд, бесштанговая погружная плунжерная установка.

Известно, что по уровню отрицательного воздействия на экологию нефтяная промышленность занимает одно из передовых мест среди отраслей. В различных фазах ее технологических процессов загрязняются практически все сферы окружающей среды: атмосфера, гидросфера, вода, как поверхностная, так и грунтовая, что вызывает крайне негативное токсическое воздействие на флору и фауну. Очевидно, что загрязнение происходит при разливах углеводородов и продуктов на их основе, а также попадании в окружающую среду сопровождающих технологию химически активных компонентов. Легкие фракции добываемого флюида быстро распространяются на поверхности воды, образуя пленку большой площади, блокирующую насыщение среды кислородом. По этой причине разливы нефти на воде считаются более сложным и опасным аварийным явлением, чем на грунте, где она до определенной степени удерживается частицами почвы. Таким образом, одной из главных задач нефтяной промышленности является сведение к минимуму описанных выше нежелательных последствий, т. е. рациональное использование природных условий [1].

Российская Федерация является мировым лидером в доле запасов нефти с малодебитным и бездействующим фондами скважин. Анализ отчетов крупнейших нефтяных компаний России в части динамики изменения количества скважин рассматриваемых фондов показывает ежегодный рост, в среднем, на 2–3%.

Анализируя освоение малодебитного фонда, необходимо отметить, что наиболее распространенной технологией в данном случае являются добыча нефти с помощью скважинных штанговых насосных установок на базе традиционных станков-качалок. На сегодняшний день нет растиражированной альтернативы этому способу для работы в малодебитных скважинах, особенно при необходимости подвески насоса на больших глубинах. С технической точки зрения, целесообразность освоения малодебитного фонда объемными насосными установками базируется на большей эффективности процесса добычи. Согласно ранее проведенным исследованиям ЗАО «Новомет-Пермь» [2], коэффициент полезного действия насосных установок на базе штанговых глубинных насосов (ШГН) в диапазоне производительностей 10...30 м^3/ч, в среднем, более чем на 20% выше, чем у электроцентробежных насосных установок. Также необходимо отметить, что физические принципы, обеспечивающие необходимые для рассматриваемых условий

гидравлические характеристики (малую производительность, высокий напор), заложенные в конструкцию объемных машин, требуют меньшей материалоемкости для их реализации.

Одним из основных недостатков процесса эксплуатации наземных приводов штанговых глубинных насосов, в частности станков-качалок, является проблема, связанная с негерметичностью конструкции используемых в узле редукторов, пропуском во внешнюю среду гидравлических жидкостей в процессе эксплуатации, что, безусловно, негативно влияет на экологическую обстановку [3]. При несоблюдении технологии добычи и износа сальникового уплотнения штанговой колонны возможен разлив добываемой нефти вокруг площадки. Наличие массивного фундамента наземного привода само по себе несет очевидное негативное воздействие на экологию: требуется большая площадь застройки; сопровождение процесса его монтажа подразумевает большое количеством тяжелой техники.

На данный момент решение указанных проблем экологии находится на стадии разработки, начинают внедряться новые природосберегающие технологии.

Исходя из обозначенной концепции в период с 2018 по 2022 гг. была спроектирована, изготовлена и испытана, в том числе в промысловых условиях, новая погружная нефтяная плунжерная насосная установка, схема которой представлена на рис. 1.

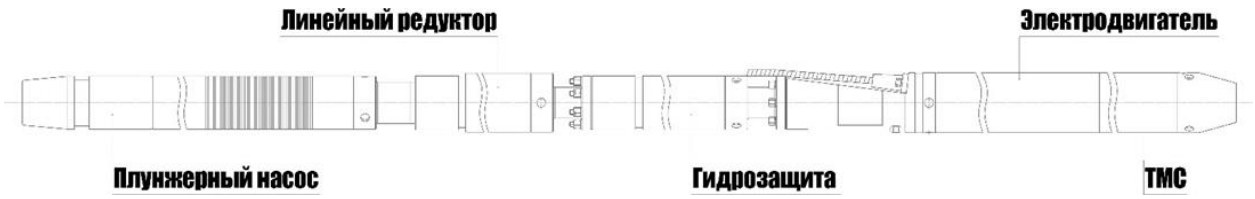


Рис 1. Бесштанговая погружная нефтяная насосная установка плунжерного типа

Важнейшим конструктивным элементом предлагаемого решения является линейный погружной редуктор на базе высокопрочной планетарной винтовой роликовой передачи. Погружной тип конструкции повышает уровень экологической безопасности за счет исключения вероятности утечек добываемой продукции в окружающую среду при выходе оборудования из строя. Исключены риски износа насосно-компрессорных труб и необходимость в ремонте штанговых узлов с привлечением тяжелой техники. Так же исключаются проблемы, возникающие при эксплуатации наземных приводов в северных районах при низких температурах, что, в частности, является принципиальным преимуществом при рассмотрении возможных вариантов освоения шельфовых месторождений.

В ближайшем периоде запланирована цифровизация и совершенствование разработанной технологии с участием Западно-Сибирского научно-образовательного центра (НОЦ).

Литература

1. Экологические проблемы нефтедобычи – 2018: Материалы VII Международной конференции с элементами научной школы для молодежи. Уфа: Нефтегазовое дело, 2018. 184 с.

2. *Рабинович А.И.* О границе энергоэффективности УЭЦН и УШГН // Инженерная практика. 2012. № 10. С. 10–11.

3. *Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А.* и др. Оборудование для добычи нефти и газа: Учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 2. М.: Нефть и газ, 2003. 792 с.

Влияние хемолитоавтотрофов на утилизацию углекислого газа как дополнительный аспект выбора объектов его размещения

Сафарова Е.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: safarova@ipng.ru

Аннотация. Данный обзор посвящен исследованию ассимиляции CO_2 хемолитоавтотрофными метаногенами при закачивании углекислого газа в геологические структуры. Материалы базируются на результатах ранее проведенных микробиологических исследований микробных сообществ пластовых вод из подземных хранилищ газа и выполненных экспериментов, а также опубликованных и фондовых трудах. В работе рассмотрены и сопоставлены с возможностями облигатного сонахождения в среде метаногенных бактерий критерии выбора участков под размещение CO_2, потенциально влияющих на компонентный состав хранимого газа, генерацию метана и утилизацию углекислого газа.
Ключевые слова: углекислый газ, метаногенез, метан, водород, метаногенные бактерии, хемолитоавтотрофы.

Для достижения «нулевых чистых выбросов» CO_2 в рамках выполнения климатических инициатив необходимо структурировать критерии подбора подходящих подземных резервуаров для размещения углекислого газа. Исходя из имеющихся на сегодняшний день представлений о пластовых условиях размещения CO_2, критерии выбора участка под его закачку сводятся к следующему:

- глубина залегания – более 900 м;
- структура – антиклиналь;
- литология коллектора – терригенные отложения, соли;
- эффективная толщина коллектора – более 50 м;
- Кп – более 10%, Кпр – более 0,1 мкм^2;
- гидродинамическая зона – весьма замедленного водообмена;
- тектоника – разломы отсутствуют.

В контексте мониторинга потенциальных геологических объектов для размещения CO_2 стоит также рассматривать микробиологическую составляющую – некоторые автотрофные бактерии с целью синтеза органических веществ используют CO_2 за счет реакции окисления неорганических соединений. Еще Виноградский доказал, что автотрофные бактерии могут расти на минеральных средах, получая необходимую для этого роста энергию путем окисления восстановленных неорганических соединений и используя в качестве источника углерода углекислый газ, т. е. открыл новый хемолитоавтотрофный тип питания микроорганизмов [1]. Хемолитоавтотрофия – процесс образования бактериями органических веществ из диоксида углерода за счет энергии, полученной при окислении неорганических соединений.

Хемолитоавтотрофные бактерии играют значимую роль в природном круговороте важнейших элементов: серы, азота, железа и других; а также способны потреблять сероводород. К ним относятся метанообразующие бактерии, которые получают энергию, в основном, за счет окисления молекулярного водорода в процессах, сопряженных с восстановлением CO_2:

$$4H_2 + CO_2 = CH_4 + 2H_2O\ .$$

Данная реакция отражает классическую схему автотрофного образования метана. Метаногенные бактерии используют CO_2 в качестве конечного акцептора электронов при окислении молекулярного водорода. В анаэробных средах водород является ключевым интермедиатом. До 90–95% используемого углерода метанообразующие бактерии превращают в метан, и лишь 5–10% углерода превращается в биомассу. В лабораторных условиях из проб пластовых вод подземных хранилищ газа (ПХГ) Московской синеклизы отмечен рост автотрофных сульфатредуцирующих бактерий, растущих на H_2+CO_2. Для ПХГ, обустроенных в водоносных горизонтах, микробиологически более оправдан риск развития углекислотной агрессии.

Жизнеспособные клетки метаногенов могут существовать в диапазоне pH от 3,0 до 11,0; температуре от 4 °C до 97 °C; при давлении до 30 МПа; повышенной солености вод вплоть до рассолов. Поскольку главным экологическим фактором, определяющим развитие метаногенов, является наличие в среде водорода, в природе существуют ассоциации между водородвыделяющими и метанообразующими бактериями. Интенсивность газовыделения будет во многом зависеть от условий, созданных для жизнедеятельности метанобразующих бактерий. При низких значениях pH понижается растворимость углекислого газа – источника углерода для автотрофных бактерий, рост метаногенов снижается, активно развивается углекислотная и сульфатная коррозии инженерных сооружений, а также цемента пород-коллекторов и покрышек.

Среди факторов, оказывающих наиболее существенное влияние на интенсивность газовыделения, можно выделить следующие:

- температурный режим;
- значение водородного показателя среды;
- режим аэрации;
- морфологический состав субстратов.

В настоящее время наиболее популярным молекулярным маркером в экологических исследованиях сообществ прокариот является молекула 16S рРНК и ее ген. Благодаря методу глубокого секвенирования V3 региона гена 16S рибосомальной РНК (рРНК) получено представление о микробных сообществах ряда объектов, соответствующих геологическим критериям для размещения CO_2 [2–4]. В исследуемых образцах пластовых вод присутствуют хемолитоавтотрофные метаногены (рис. 1), способные синтезировать все компоненты клеток из CO_2, фиксация углекислоты происходит по нециклическому ацетил-КоА пути.

При закачке углекислого газа в пласт усиливаются процессы разрушения защитных окисных пленок на металле, а также развиваются коррозийные процессы (углекислотная коррозия). Содержание CO_2 в составе газа напрямую влияет на скорость коррозии металла обсадной колонны. В настоящее время именно углекислотная коррозия является одной из наиболее распространенных причин преждевременного выхода из строя нефте- и газодобывающего оборудования. Углекислотная коррозия возникает при взаимодействии поверхности металла с угольной кислотой (H_2CO_3), образующейся при растворении CO_2 в воде по следующей суммарной реакции:

$$CO_2(\text{газ}) + H_2O(\text{жидк}) \leftrightarrow H_2CO_3(\text{жидк}) .$$

Рис. 1. Результаты секвенирования 16S рРНК гена

Высокие концентрации органических кислот и углекислого газа вызывают агрессивные свойства водной среды, влияют на коррозийные процессы как в минералах породообразующих окислов, так и при контакте с подземным оборудованием скважин. Следует ожидать наименьшее проявление названных эффектов в подземных резервуарах при минимальном содержании карбонатного цемента в составе вмещающих пород.

Экономическая эффективность и технологическая целесообразность размещения CO_2 в недрах будет зависеть от многих факторов, в том числе от микробиологической обстановки внутри пласта-коллектора. Дальнейшие исследования будут направлены на применение микробиологического мониторинга на потенциальных объектах хранения газа в рамках комплексной оценки выбора оптимальных участков под закачку. Целесообразно провести анализ развития коррозионно-механического разрушения металлоконструкций в процессе эксплуатации в средах с высоким содержанием углекислого газа при уточненных микробиологических условиях.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № 122022800276-2).

Литература

1. *Филина Н.Ю., Верховцева Н.В.* Экологическая физиология микроорганизмов. Ч. 1. Физиология микроорганизмов: Учеб. пособие. Ярославль: Яросл. гос. ун-т, 2001. 92 с.

2. *Абукова Л.А., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А.* и др. Гидрогеохимические и микробиологические особенности ПХГ в аспекте гибридного хранения природных газов // Тюмень 2021. Управление недрами как кросс-функциональный процесс: Материалы 7-й научно-практической конференции по разведке нефти и газа, Тюмень, Россия, 22–26 марта 2021 г. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150116

3. *Назина Т.Н., Абукова Л.А., Турова Т.П.* и др. Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // Микробиология. 2021. Т. 90, № 5. С. 589–600. https://doi.org/10.31857/S002636562105013X

4. *Филиппова Д.С., Сафарова Е.А., Лясников Д.А*. Исследование микробиологической активности пластовых вод Щелковского ПХГ // Геомодель 2021: Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, Россия, 6–10 сентября 2021 г. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157111

Этап биоочистки в очистных сооружениях с обратным осмосом

Семянцева П.К.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
Email: s.polina2015@mail.ru

Аннотация. В работе предлагается авторская программа очистки сточных вод и их сброса в водоемы, состоящая из замены устаревшей технологии обратного осмоса, необходимой для обессоливания воды, на этап биоочистки, уменьшающий содержание биогенов в воде. Даны рекомендации по изменению работы очистных сооружений с обратным осмосом и водоотведению в близлежащие водоемы.
Ключевые слова: обратный осмос, озонатор, очистные сооружения, флотация, биоочистка, сточные воды, экологический мониторинг.

В современном мире актуальны вопросы формирования благоприятной окружающей среды и сохранения биогеоценозов, в том числе и проблема загрязнения водоемов сточными водами, вследствие чего происходит их заболачивание и гибель флоры и фауны. Наиболее характерна эта ситуация для активно развивающихся районов нашей страны, имеющих выход к водам морей и океанов, одним из которых является Дальневосточный федеральный округ.

На многих полигонах твердых коммунальных отходов в настоящее время стоят очистные сооружения, в том числе СОС-200. В представленных очистных сооружениях используется метод обратного осмоса, основанный на прохождении загрязненной воды через мембраны, не пропускающие ионы солей и тяжелых металлов. Ранее данный метод применялся на подводных лодках для производства пресной воды из морской [1]. В очистных сооружениях данный метод применяется с такими этапами удаления болезнетворных биоорганизмов, тяжелых металлов и химических веществ из стоков, как очистка с помощью озона, ионная очистка, фильтры разной зернистости. На выходе из СОС-200 получается техническая вода, хоть и пригодная для сброса в окружающею среду, но требующая разбавления водой из водоемов поблизости. При этом во время работы очистных сооружений образуется много стоков, загрязненных химикатами, по технологии их нужно сбрасывать в тело полигона. Эта технология сложна и не применима в период половодья и паводка, а также влияет на численность и биоразнообразие флоры и фауны, состояние атмосферы, гидросферы и почвы. Если же устаревшую технологию обратного осмоса заменить этапом биологической очистки, то это позволит убрать этап повышения Ph после применения метода обратного осмоса и этап очистки сточных вод фильтрами до блока обратноосмотических мембран, что позволит упростить технологию и поможет получить «живую» воду. В результате изменения метода очистки сточных вод улучшается качество воды, техническая вода переходит в питьевую. Хоть качество технической воды и считается выше, чем у питьевой, в данной ситуации это будет только вредить, так как при очистке воды для промышленного использования из нее удаляются и полезные, необходимые окружающей среде вещества. При помощи биологического этапа очистки с помощью активного ила, состоящего из живых организмов, сточные воды очищаются от биогенов, тяжелых металлов и болезнетворных микроорганизмов, при этом не понижая Ph воды, как это происходит в технологии обратного осмоса [2]. Не стоит забывать и о том, что обратноосматические мембраны необходимо периодически промывать соляной

кислотой и щелочью, а в дальнейшем загрязненные химикатами и тяжелыми металлами стоки вливать в тело полигона; также в тело полигона сбрасываются и хлопья, образующиеся на этапе коагуляции, что никак не улучшает, а скорее ухудшает экологию региона. При биологической очистке не нужно использовать химикаты для промывки, а все, что необходимо делать – это отправлять на компост или сжигать избытки активного ила. Эти процессы намного экологичнее и дают меньше выбросов в атмосферу, гидросферу, почву. Сейчас все чаще в очистке сточных вод стали применять этап биологической очистки, который в первую очередь направлен на снижение концентрации биогенов в воде, возникшее из-за повышения производства сельскохозяйственных химикатов и приводящее к эфтрофикации. Именно этого процесса необходимо избежать путем внедрения альтернативного варианта очистки сточных вод, предложенного с учетом современных тенденций и проблем.

Задачи: проанализировать эффективность работы очистных сооружений с обратным осмосом, их влияние на окружающую среду; выявить главные недостатки представленных очистных сооружений; предложить альтернативную программу по очистке сточных вод с этапом биологической очистки; выявить главные плюсы авторской программы очистки сточных вод.

Литература

1. *Тарасов В.В., Тихонова И.О., Кручинина Н.Е*. Мониторинг атмосферного воздуха: Учеб. пособие. М.: ФОРУМ; ИНФРА-М, 2008. 128 с.

2. *Ветошкин А.Г.* Инженерная защита гидросферы от сброса сточных вод: Учеб. пособие. М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 294 с.

Геоэкологические аспекты функционирования объектов размещения отходов вблизи предприятий нефтехимии

Спицына Е.А.*, Якуцени С.П.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *eva9097@gmail.com

Аннотация. В данной работе описаны основные геоэкологические проблемы, вызванные расположением объектов размещения коммунальных и промышленных отходов вблизи кластера нефтехимических и химических предприятий на примере промышленного района города Кстово Нижегородской области.
Ключевые слова: нефтехимия, объекты размещения отходов, теплоэлектроцентраль, дистанционное зондирование, геоэкологические исследования, линейная производственно-диспетчерская станция, пожарная безопасность.

В связи с активным развитием промышленности, а также рядом факторов, например зависимостью от потребителя, наукоемкостью и особенностями технологии, крупные предприятия, в частности нефтехимические, расположены в непосредственной близости от городов и жилой застройки, что приводит к возникновению целого ряда геоэкологических и других проблем.

Наличие жилой застройки всегда подразумевает накопление твердых коммунальных отходов, а вкупе с промышленными предприятиями образуются и промышленные отходы. Для утилизации отходов необходимо сооружение специализированных полигонов. В городе Кстово Нижегородской области расположен крупный нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) и целый кластер предприятий, рядом с которыми находятся два объекта по размещению отходов различного генезиса. Каждый из элементов данной техногенной системы выбрасывает в окружающую среду свой состав загрязняющих веществ, которые взаимодействуют между собой и оказывают суммарное негативное воздействие на местные экосистемы, которое требует глубокого геоэкологического исследования.

Кстовский промышленный район находится в Нижегородской области на берегу реки Волги, рядом с городом находятся деревни Новоликеево и Зелецино, село Шелокша и другие населенные пункты. Из характерных особенностей территории, значимых при исследовании, можно выделить высокую карстоопасность и оползни, наличие лесных экосистем, крупная линейная гидрографическая структура – река Волга [1].

В Кстовском промышленном районе расположены следующие крупные предприятия:

1. Нефтеперерабатывающее предприятие ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез»;
2. Предприятие ООО «РусВинил» по производству поливинилхлорида;
3. Новогорьковская ТЭЦ;
4. Линейная производственно-диспетчерская станция «Староликеево»;
5. Объекты по размещению отходов ООО «Реал-Кстово»;
6. Земли сельскохозяйственных угодий;
7. Садовые товарищества.

Данные предприятия показаны на карте-схеме промышленного района г. Кстово на рис. 1.

Главную геоэкологическую опасность на территории несут НПЗ, химический завод и полигоны отходов, так как загрязняющие вещества этих преприятий могут успешно усиливать вредное воздействие друг друга, они несут угрозу и подземных водам, и атмосферному воздуху, и почвам территории, что сказывается напрямую на здоровье населения, состоянии флоры и фауны. Основные проблемы территории – это обеспечение пожарной безопасности и наложение санитарно-защитных зон предприятий друг на друга. В проектной документации отдельных предприятий промышленного района у каждого предприятия обозначена своя санитарно-защитная зона (СЗЗ), но для такого кластера необходимо вводить комплексную единую санитарно-защитную зону либо увеличивать каждую в три раза, но данных действий проведено не было. Для проверки соответствия санитарному законодательству данные санитарно-защитные зоны были нанесены на спутниковый снимок Кстовского промышленного района (рис. 2).

Рис. 1. Карта-схема на основе спутникового снимка Кстовского промышленного района

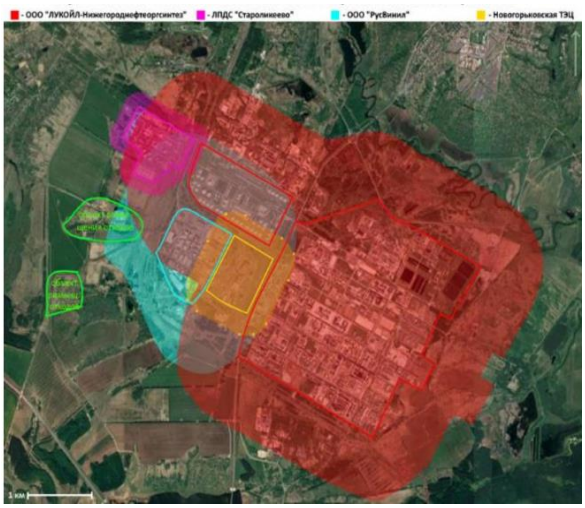


Рис. 2. Карта-схема СЗЗ объектов Кстовского промышленного района

Видно наложение санитарных зон, что может привести к эффекту суммации загрязняющих веществ, создавая новые геоэкологические угрозы ближайшим экосистемам. Особого внимания заслуживает наличие на северо-востоке жилых территорий, а также соседство с сельскохозяйственными угодьями, теплоэлектроцентраль является источником теплового загрязнения и потенциально пожароопасным объектом, что критично в случае местонахождения рядом нефтеперерабатывающего и химического заводов, топливно-сырьевой базы с цистернами, заполненными легковоспламеняющимися углеводородами [2].

При изучении динамики ландшафта территории, показанном на рис. 3, было установлено нарушение растительного покрова. При дистанционном зондировании отдельных участков в термическом спектре установлены зоны расположения термоточек (рис. 4), что говорит о возможном внутреннем возгорании объектов размещения отходов, пожароопасной ситуации на данной территории [3].

Рис. 3. Динамика изменения территории Кстовского промышленного района с апреля 2009 по июнь 2021 гг.

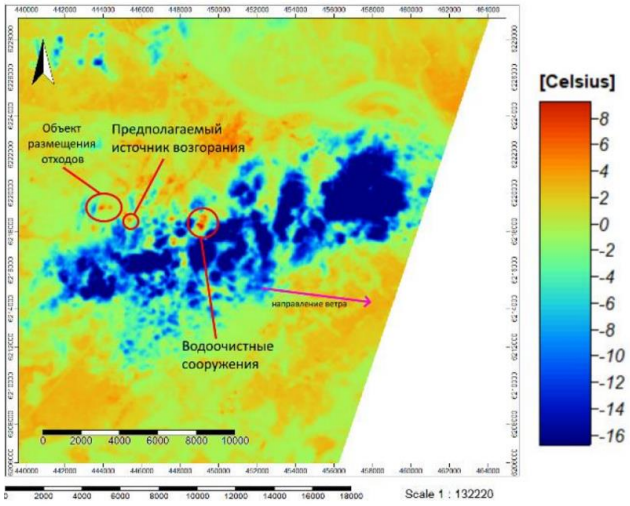


Рис. 4. Спутниковый снимок территории Landsat 8 в тепловом диапазоне от 22.03.2022

При дистанционном зондировании территории также установлены повышенные выбросы CO (монооксида углерода) на территории города Кстово, исследования были проведены в зимнее время, что исключает влияние лесных пожаров на результаты, поэтому можно сделать вывод о повышенном загрязнении техногенным монооксидом углерода.

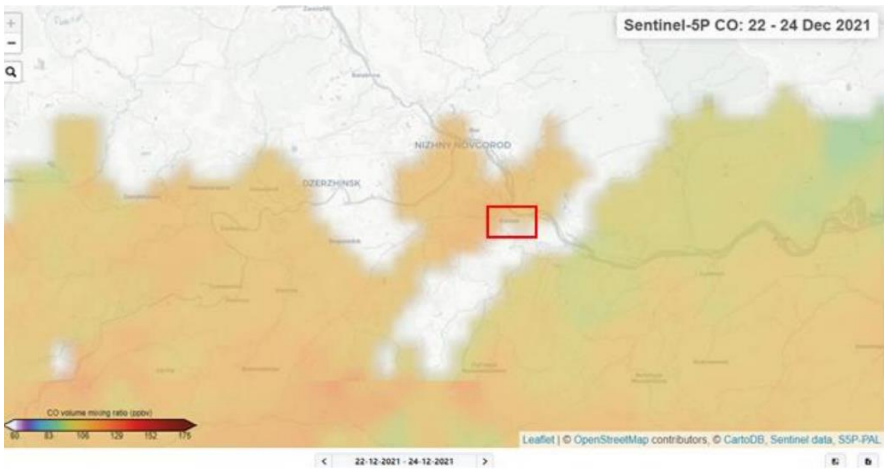


Рис. 5. Спутниковый снимок с указанием выбросов CO

Таким образом, при расположении объекта размещения отходов рядом с предприятими нефтехимии возникает угроза пожарной безопасности, суммации загрязняющих веществ и комплексного негативного воздействия на окружающую среду.

Литература

1. *Баканина Ф.М., Пожаров А.В., Юртаев А.А.* Ландшафтное районирование Нижегородской области как основа рационального природопользования // Великие реки – 2003: Материалы Международного научно-промышленного форума. Нижний Новгород: Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет, 2003. С. 288–290.

2. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03; утв. 30.04.2003; введ. с 15.06.2003. СПб.: ДЕАН, 2004. 48 с.

3. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102123614

Экологический маркетинг для российских предприятий: тренды развития

Титова А.В.
Российская академия народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ,
Институт финансов и устойчивого развития РАНХиГС,
РФ, 127273, г. Москва, Сигнальный пр-д, д. 23
Email: alekstitova99@mail.ru

Аннотация. В данной работе описываются тренды развития экологического маркетинга в Российской Федерации. Предлагается рассмотрение современных направлений экологизации, которым следуют многие крупные предприятия в РФ. Проведен анализ выполнения текущих целей экологического маркетинга и изучена нормативная документация в области охраны окружающей среды, которая направлена на устойчивое снижение выбросов углекислого газа, а также обеспечивает развитие возобновляемых источников энергии, даны рекомендации по развитию экологического маркетинга на предприятиях Российской Федерации.
Ключевые слова: экология, маркетинг, зеленая экономика, охрана окружающей среды, тенденции развития, стратегии, глобальные проблемы, реализация целей экологического маркетинга.

С конца XX века особенно активно обсуждаются вопросы экологии. На всех уровнях, начиная с местного и заканчивая мировым, решаются глобальные проблемы, которые затрагивают важные сферы жизни общества. Нерациональное и экстенсивное использование природных ресурсов, а также развитие производственных процессов особенно остро сказывается на социальной сфере [1]. Каждое государство разрабатывает собственные стратегии улучшения качества жизни за счет уменьшения загрязнения окружающей среды. В связи с развитием экономики особенно актуальным становится рассмотрение современных направлений в экологическом маркетинге, а также стоит проанализировать отдельные организации и их «зеленые» инициативы.

Экологический маркетинг – это формирование финансовых структур для поддержания экологических действий, оценка экологического аудита, а также изменение форм отчетности производителей [2]. Многие российские компании известных брендов вкладывают огромные средства в развитие биотехнологий, которые помогают снизить вредоносные выбросы в атмосферу, решают задачи рационального природопользования [3], уделяют внимание развитию экологической политики, которая с каждым годом только развивается и способствует увеличению интереса среди инвесторов, готовых вкладывать деньги в «зеленые» проекты. Выпускаются экологичные товары, применяются новые маркетинговые стратегии распространения информации и продажи данных продуктов [4]. Важной составляющей является популяризация бережливого потребления совместно с фондами по борьбе с загрязнением окружающей среды, такими как «Фонд дикой природы России» и другие, которые распространяют информацию через разные каналы связи, при этом не используя агрессивную рекламу.

В результате развития экологического маркетинга можно добиться улучшения качества жизни в РФ, а также повлиять на поставщиков и потребителей сетей различных организаций [5]. Направить все тренды развития организаций в русло экологии в Российской Федерации не

получится, но постепенное качественное улучшение производственных возможностей поможет добиться осуществления задач по решению экологических проблем.

Каждому бизнесу важно помнить об экологическом следе, который важен для выработки политики и планов действий внутри организации. Традиционно считается, что бизнес существует только ради прибыли и выгоды, а любые вложения – это лишние затраты, но сегодня компании могут создать благоприятный имидж своей организации, предлагая и реализовывая стратегии экологического маркетинга, направленные на защиту окружающей среды, развить конкурентоспособность, формируя экологическое мышление.

Литература

1. *Редина М.М., Кукольщикова С.Б., Глущенко И.А.* и др. Природопользование, охрана окружающей среды и экономика: Теория и практикум: Учеб. пособие / Под ред. А.П. Хаустова. М.: Российский университет дружбы народов, 2006. 613 с.

2. *Эриашвили Н.Д., Ховард К., Цыпкин Ю.А.* и др. Маркетинг: Учебник для вузов. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2005. 350 с.

3. *Телегина Е.А.* Углеводородная экономика: Учебник для вузов. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 312 с.

4. *Смирнова Е*. Экологический маркетинг и его основы // Энциклопедия маркетинга. 2011. 20 сентября. https://www.marketing.spb.ru/lib-mm/strategy/eco_marketing.htm (Дата обращения 04.10.2022).

5. *Прокопенко О.В., Осик Ю.И.* Экологический маркетинг: Учеб. пособие. Караганда: Изд-во КарГУ, 2015. 208 с.

Развитие склоновых процессов в пределах полосы землеотвода транссахалинской трубопроводной системы на примере Макаровского района

Харыбина А.С.*, Желтова А.И., Гук М.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *anfisa.haribina@yandex.ru

Остров Сахалин является перспективным регионом добычи нефти и газа, который способен стать важнейшим пунктом для обеспечения Дальнего Востока. В 1994 г. была учреждена компания «Сахалин Энерджи» (сейчас – ООО «Сахалинская Энергия»), ставшая оператором проекта «Сахалин–2». В 1999 г. началась первая добыча нефти, а затем газа. В 2005 г. в эксплуатацию была сдана транссахалинская трубопроводная система (ТСТС) и в 2009 г. отгружена первая партия российского сжиженного природного газа (СПГ).

Транссахалинская трубопроводная система имеет протяженность 807 км и соединяет объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК) и производственный комплекс (ПК) «Пригородное», где происходит сжижение природного газа, смешивание нефти с газовым конденсатом и отгрузка готовой продукции. Значительная протяженность трубопровода, сложные тектонические и климатические условия, развитие склоновых процессов увеличивают риск возникновения аварийных ситуаций.

Негативное воздействие опасных природных процессов (ОПП) на магистральные трубопроводы (МТП) проявляется в разнообразных формах, что связано как с особенностями конструкций МТП, так и с многообразием ОПП. Последствиями являются смещение, изгиб, деформация трубы, выпучивание или осадка свайного основания и крановых узлов, размыв обвалования, всплытие трубы, нарушение изоляционного покрытия и активизация коррозии металла при повышении уровня грунтовых вод.

Уровень геологических и гидрологических рисков для береговых нефтегазопроводов по проекту «Сахалин-2» чрезвычайно высок. Общая протяженность участков развития опасных экзогенных геодинамических и русловых процессов составляет не менее 200 км. После уничтожения дернового покрова процесс их полного разрушения составляет от нескольких дней до 1 года и резко ускоряется при выпадении осадков [1].

Исследования опасных геологических процессов (ОГП) на Сахалине, в том числе на территории Макаровского района, проводились Дальневосточным отделением РАН. Тогда опасными процессами, выявленными на участке расположения транссахалинской трубопроводной системы, стали лавинные, селевые, оползневые и русловые процессы. Они были изучены в работе Н.А. Казакова и Ю.В. Генсиоровского [2].

Случаи катастрофических разрушительных событий на территории Макаровского района уже случались. Оползни, селевые потоки, подъем уровней воды на реках и деформации их русел во время прохождения тайфунов «Оджин» и «Филлис» 1–7 августа 1981 г. вызвали разрушение десятков километров автомобильных и железных дорог, мостов, населенных пунктов и многочисленные человеческие жертвы. Поселок Березняки, расположенный на р. Буюклинка ниже трассы трубопроводов, был полностью разрушен (рис. 1).

Рис. 1. Карчеход на р. Буюклинка, разрушивший в августе 1981 г. п. Березняки [2]

Риск повреждения трубопровода в данном районе достаточно высок. Авторы работы обозначили предполагаемый срок службы трубопровода на исследуемом участке в 5–7 лет. Постоянное обслуживание трассы трубопроводов может продлить этот срок.

Важнейшим элементом обеспечения безопасности линейных объектов, в том числе трубопроводных систем, является создание базы данных, содержащей информацию об опасных природных процессах, которые повышают риск повреждения трубопроводов и, следовательно, приводят к аварийным утечкам и разливам. Создание базы данных опасных процессов основано на сборе информации об их историческом проявлении, воздействии на производственные объекты, о результатах производственного мониторинга на объектах, а также данных космических снимков. Для создания базы данных была использована геоинформационная система ArcGIS.

Исходными данными для оценки склонов являлась цифровая модель рельефа (рис. 2), полученная на портале ALOS World 3D [3]. Затем была выполнена отмывка изображения и построены следующие карты: углов поверхности; экспозиции склонов; карта кривизны поверхности; участков производственного мониторинга в 2019 и 2020 гг.

После выявления особенностей рельефа изучаемой территории в онлайн режиме на портале Геологической службы США (USGS) EarthExplorer с помощью визуального метода была изучена полоса землеотвода на территории Макаровского района на предмет выявления экзогенных процессов, которые были также добавлены в базу данных.

Факторами, увеличивающими активность ОГП, являются сейсмические явления. На территории Макаровского района ТСТС пересекает сразу пять разломов, по которым происходит смещение. Свидетельством тектонической активности недр являются землетрясения, недостаточный прогноз которых может привести к нарушению целостности трубопровода, других объектов, а также к аварийным утечкам газа и разливам нефти.

Создание базы землетрясений на период 15.03.1924–26.02.2022, которая содержит информацию о времени, интенсивности и координатах сейсмических событий, происходило на основе исходных данных, полученных из открытых источников, таких как Федеральный исследовательский центр «Единая геофизическая служба Российской академии наук» (ФИЦ ЕГС РАН), Геологическая служба США (USGS).

Данные о сейсмических событиях и расположении сейсмостанций на острове Сахалин, загруженные с данных порталов, были занесены в базу эпицентров землетрясений. На карте они совмещены с активными разломами региона (рис. 3).

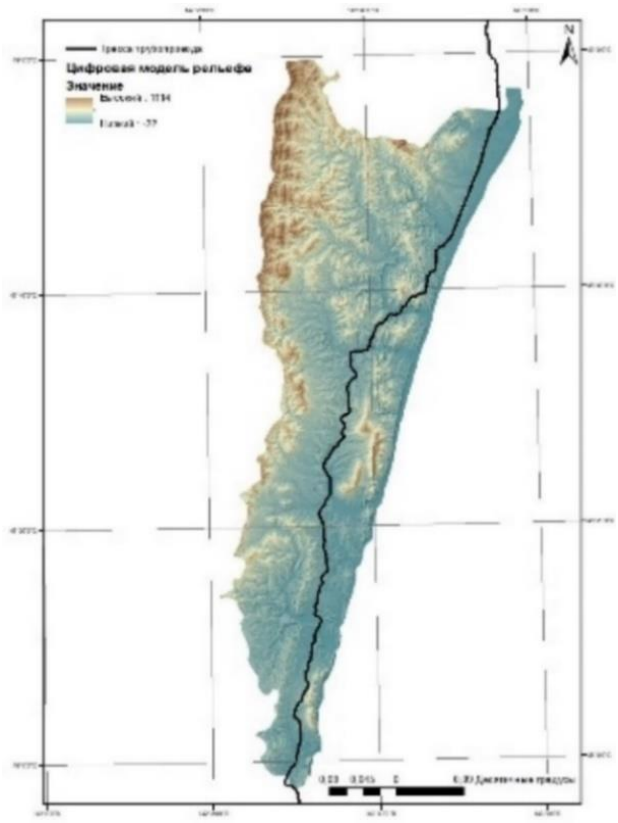


Рис. 2. Цифровая модель рельефа
с примененной теневой отмывкой рельефа [3]

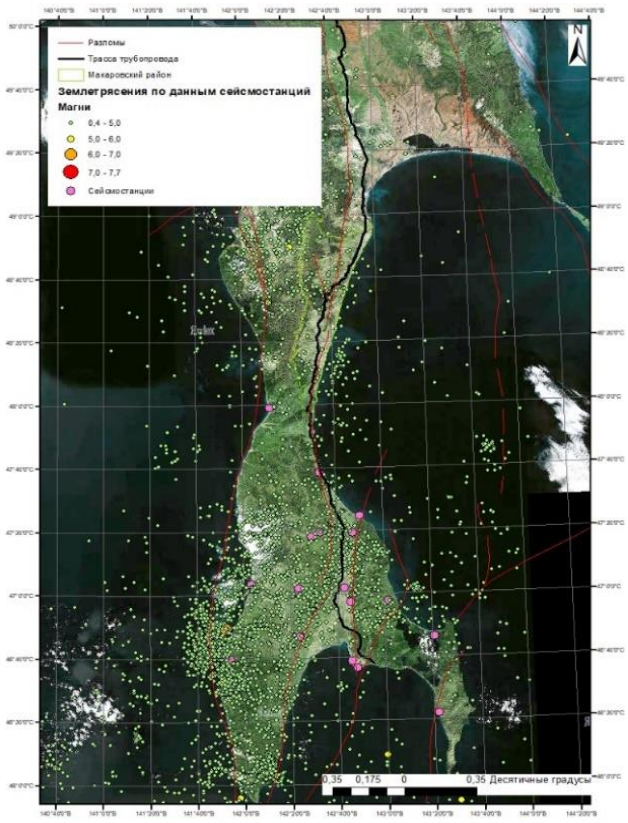


Рис. 3. Расположение очагов землетрясений относительно разломов на Сахалине по данным ФИЦ ЕГС РАН (08.01.2003–31.12.2019)

ОГП могут стать причиной активизации коррозионных процессов, а также оказать механическое воздействие на трубопроводные системы, поэтому важное значение имеет мониторинг утечек нефти с помощью данных спутниковых снимков. В рамках выполнения работы с помощью данных дистанционного зондирования Земли была проанализирована полоса землеотвода на предмет разливов углеводородов. В пределах Макаровского района нефтяных пятен обнаружено не было, но на более северных участках были выявлены четыре участка, которые могут являться следами нефти на земной поверхности. Данные об этих точках были также занесены в базу данных.

Итогом работы стала геоинформационная среда на базе ArcGIS, содержащая следующие слои:

– Трасса транссахалинской трубопроводной системы;
– Объекты компании: ОБТК, ПК «Пригородное» и др.;
– Особо охраняемые природные территории Макаровского района;
– Государственная геологическая карта, а также схема гидрогеологического районирования;
– Цифровая модель рельефа;
– Экспозиция склонов;
– Углы поверхности;
– Кривизна поверхности;
– Участки производственного мониторинга в 2019 и 2020 гг;
– Разломная тектоника острова Сахалин;

– Эпицентры землетрясений в пределах Сахалинского региона за период 15.03.1924–26.02.2022, а также сейсмостанции;

– Выявленные участки нефтеразливов.

Были предложены методы регулярного мониторинга активности разломов, а также утечек метана из трубопровода. Основой данной системы является интерактивная база данных, в которой находятся слои, содержащие информацию об опасных геологических процессах, участках мониторинга, местах пересечения трассой трубопровода водных объектов и активных разломов. Применение такой базы дает возможность анализировать текущую ситуацию и принимать оперативные решения.

Литература

1. *Батугин А.С.* К техногенной природе сильных коровых землетрясений // Геодинамические процессы и природные катастрофы: Тез. докл. IV Всероссийской научной конференции с международным участием. Южно-Сахалинск: Ин-т морской геологии и геофизики ДВО РАН, 2021. С. 15.

2. *Казаков Н.А., Генсиоровский Ю.В*. Экзогенные геодинамические и русловые процессы в низкогорье о. Сахалин как факторы риска для нефтегазопроводов «Сахалин-2» // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2008. № 6. С. 483–496.

3. *Хромых В.В., Хромых О.В.* Цифровые модели рельефа: Учеб. пособие. Томск: ТМЛ-Пресс, 2007. 178 с.

Разработка магнитного нефтесорбента в лабораторных условиях

Черепова А.Е.*, Ушакова Е.С.**
Кузбасский государственный технический университет
имени Т.Ф. Горбачева, РФ, 650000, г. Кемерово, ул. Весенняя, д. 28
E-mail: *nastyach.httt@mail.ru, **brels@list.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрена экологическая проблема XXI века – загрязнение водоемов нефтью и нефтепродуктами. Изучен процесс получения магнитного сорбента, определены его физические характеристики. Разработка актуальна для нефтеперерабатывающих предприятий, центров ликвидации аварийных разливов нефти, а также предприятий, на которых ежедневно происходит образование углеродсодержащих отходов.
Ключевые слова: магнитный сорбент, разливы нефти и нефтепродуктов, магнитные свойства, магнетит.

Аварийный разлив нефти – чрезвычайная ситуация антропогенного характера, в результате которой происходит попадание нефти в окружающую среду [1]. Особенно опасно попадание нефти или ее составляющих в водную среду. При соприкосновении с водой нефть растекается по ней маслянистой пленкой, достаточно быстро распространяясь на большое расстояние под действием многих факторов (скорость течения, ветра и т. д.). Пленка вызывает недостаток кислорода, вследствие чего неблагоприятно влияет на флору и фауну. Ликвидация аварийных разливов нефти (ЛАРН) должна быть своевременной и проводиться в соответствии с законодательными актами [2].

Проблема загрязнения водоемов нефтью и нефтепродуктами актуальна для нефтегазового комплекса, она определяет вектор развития и разработки эффективных и экологически безопасных технологий для минимизации последствий аварий на окружающую среду [3].

На сегодняшний день наиболее часто применяемым и экологически безопасным способом ЛАРН является сорбционная очистка [4, 5]. Этот способ имеет недостаток – затрудненное извлечение сорбента с водной поверхности, так как под действием неблагоприятных факторов (сильные течения, ветер и др.) сорбент, в том числе и отработанный, может разноситься на большие расстояния, что негативно влияет на окружающую среду. Применение сорбентов с магнитными свойствами позволяет избежать вышеперечисленных трудностей.

Целью работы является получение в лабораторных условиях магнитного сорбента и определение его физических характеристик. В роли вещества, наделяющего сорбент магнитными свойствами, могут выступать ферриты, магнетит, титаномагнетит, франклинит, пирротин, в данной работе был использован магнетит, так как его можно получить из золы и угольного шлака, имеющегося в избытке в угледобывающих регионах. Физические характеристики магнетита представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики магнитной составляющей

Свойство	Показатели
Плотность, кг/м^3	5,40–5,67
Плотность насыпная, кг/м^3	2,80–2,94
Удельная поверхность, м^2/кг	930,0–976,5

В качестве наполнителя использовали углеродосодержащие отходы (вторичное древесное сырье деревообрабатывающих предприятий). Их характеристика представлена в табл. 2.

Опилки представляли собой увлажненную рассыпчатую массу, не имели явных признаков гниения и посторонних примесей, в том числе средств лакокрасочной промышленности и полимеров.

Таблица 2

Характеристика наполнителя – вторичного древесного сырья

Влажность, % масс.	Зольность, % масс.	Адсорбционная емкость по йоду, г/г	Плотность насыпная, кг/м^3	Выход летучих веществ, %
5,0–5,25	5,1–5,36	0,26–0,27	173,0–181,7	72,0–75,6

В качестве связующего частиц древесного материала и магнетита применяли активный ил очистных сооружений (табл. 3).

Таблица 3

Характеристика избыточного активного ила

pH	W, %	Сухой остаток, %	Прокаленный остаток, %	Класс опасности
6,3–7,3	76,0–80,0	20–24	27–31	IV

Процесс получения магнитного сорбента состоит из нескольких стадий:

1. Получение однородной смеси (связующее, наполнитель, магнетит);
2. Гранулирование в барабанном грануляторе (рис. 1);
3. Сушка в инфракрасном сушильном шкафу;
4. Пиролиз в экспериментальной лабораторной установке (протекает при температуре до 850 °С), см. рис. 2.

Лабораторный гранулятор состоит из полиэтиленового барабана диаметром 0,27 м, длиной 0,31 м, и электромеханической части. Скорость вращения барабана варьируется от 40 до 140 об/мин.

Рис. 1. Лабораторный барабанный гранулятор для получения гранул

Реактор пиролизной печи – это стальная емкость цилиндрической формы (диаметр внутренний – 27 мм, длина – 820 мм) полезным объемом $4{,}7 \cdot 10^{-4}$ м^3, снабженный штуцером для отвода парогазовой смеси. Установка также оснащена системами охлаждения и очистки парогазовой смеси.

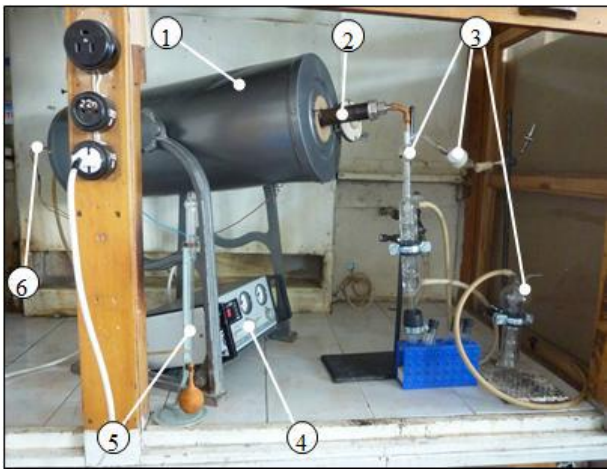


Рис. 2. Экспериментальная пиролизная установка для получения нефтесорбента:
1 – трубчатая печь;
2 – реактор-пиролизер;
3 – система охлаждения и газоочистки;
4 – блок управления;
5 – пенный расходомер;
6 – датчик температуры

Процесс пиролиза – нагрев сырья до 850˚С без доступа воздуха с последующей углефикацией до получения углеродистого твердого остатка (карбонизата):

250 °С – начало выделения смолы и подсмольной воды, пиролизный газ поддерживает горение;

300 °С – активное выделение смолы и подсмольной воды, горение пиролизного газа;

450 °С – интенсивное горение пиролизного газа, менее активное выделение смолы;

550 °С – выделение некоторого количества смолы, интенсивное горение пиролизного газа;

850 °С – прекращение выделения газа, смолы, образование твердого остатка – карбонизата;

В результате пиролиза образуются четыре продукта:

– Газовая смесь (пирогаз). Газовая смесь состоит из углеводородов непредельного ряда (группа этилена).

– Подсмольная вода. Подсмольная вода содержит в себе уксусную кислоту, метанол, кетоны, фурфуролы, производные фурана и т. д.

– Смола. Смола пиролиза включает в себя нерастворенную смолу и растворенную в воде смолу.

– Углеродистый твердый остаток (карбонизат).

Полученный сорбент представляет собой сферические гранулы с выраженными магнитными свойствами (табл. 4).

Таблица 4

Физические характеристики магнитного сорбента

Характеристика	Значение
Нефтеемкость, г/г	5,97±0,05
Влагоемкость, г/г	3,07±0,05
Влажность, % масс.	1,8–1,9
Зольность, % масс.	43,7–45,9
Прочность на сжатие, кг/гранула	640±10
Плавучесть, сут	не менее 30

Таким образом, в результате проделанной работы, рассмотрено используемое сырье, оборудование и разработан магнитный сорбент для поглощения нефти и нефтепродуктов с водной поверхности. В лабораторных условиях отмечены физические характеристики магнитного сорбента.

Литература

1. *Решняк В.И., Казьмин К.А.* Проблема защиты от аварийного загрязнения при разливах нефти / Международный научно-исследовательский журнал. 2021. № 5–2(107). С. 47–51. https://doi.org/10.23670/IRJ.2021.107.5.043

2. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Постановление Правительства РФ от 21.08.2000. № 613 // Официальный интернет-портал правовой информации. http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102067215

3. *Соромотин А.В.* Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов. Ликвидация последствий разливов // International Agricultural Journal. 2021. № 1. С. 69–74. https://doi.org/10.24412/2588-0209-2021-10278

4. *Черепова А.Е., Ушакова Е.С.* Теоретическое обоснование использования углеродных магнитных сорбентов на Каспии // Проблемы сохранения экосистемы Каспия в условиях освоения нефтегазовых месторождений: Материалы VIII научно-практической конференции с международным участием. Астрахань: Волжско-Каспийский филиал Всероссийского научно-исследовательского института рыбного хозяйства и океанографии, 2021. С. 288–292.

5. *Жукалов В.И., Гольдаде В.А., Зотов С.В.* Сорбция и удерживающая способность модифицированных волокнисто-пористых материалов по отношению к нефти и нефтепродуктам // Вестник Университета гражданской защиты МЧС Беларуси. 2021. Т. 5, № 3. С. 321–334. https://doi.org/10.33408/2519-237X.2021.5-3.321

СЕКЦИЯ:
Вопросы цифровизации, управления и экономики нефтегазового комплекса

Цифровизация производственных процессов нефтегазодобывающих компаний посредством интегрированных приложений ArcGIS

Аникаева А.Д.
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», РФ, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62
E-mail: Anastasija.Anikaeva@lp.lukoil.com

Аннотация. В работе представлены комплексные методики, разработанные с целью цифровизации рабочих процессов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на базе прототипа Корпоративной геоинформационной системы платформы ArcGIS. Методики позволят автоматизировать производственные процессы, сократить трудовременные и денежные затраты.
Ключевые слова: цифровизация, инфраструктура, цех добычи нефти и газа, автоматизация, производственные процессы, интерпретация, полевые сотрудники.

Инфраструктура нефтегазодобывающих компаний, как правило, включает в себя тысячи километров трубопроводов, автодорог, линий электропередач, обширные промышленные площадки и др. Деятельность объектов нефтегазового сектора напрямую связана с обработкой большого, постоянно растущего объема информации. Информация о местоположении того или иного объекта нефтедобычи лежит в основе решения подавляющего большинства производственных задач, которые стоят перед различными структурными подразделениями предприятия: геологами, разработчиками, экологами, строителями и т. д.

Учитывая тот факт, что в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» некоторые результаты работы полевых сотрудников фиксируются на бумажных носителях, весьма трудозатратен процесс проведения ежегодной инвентаризации имущества в производственных подразделениях Общества, недостаточно автоматизирован процесс обследования фонда устьев ликвидированных и законсервированных скважин, отсутствует достоверная оперативная информация о межпромысловой дорожной инфраструктуре Общества, на базе прототипа Корпоративной геоинформационной системы (КГИС) разработаны и апробированы три комплексные методики.

Разработанные методики, предназначены главным образом, для автоматизации производственных процессов, создан обучающий курс для производственного персонала. Тестирование методик выполнялось на территории деятельности четырех цехов добычи нефти и газа (ЦДНГ-1, ЦДНГ-2, ЦДНГ-4, и ЦДНГ-7) в период с января 2021 г. по январь 2022 г.

Методика проведения ежегодной инвентаризации имущества в производственных подразделениях Общества на основе интегрированных приложений ArcGIS (ЦДНГ-4). Инвентаризация производственного оборудования представляет собой проверку наличия имущества организации и состояния ее финансовых обязательств на определенную дату путем сличения фактических данных с данными бухгалтерского учета. Это основной способ фактического контроля над сохранностью имущественных ценностей и средств компаний. Для сокращения затрат и ухода от бумажных форм, разработана и протестирована методика проведения инвентаризации имущества с использованием современных интегрированных приложений Survey123 и Tracker, которая включает в себя пять основных этапов:

1. Разработка электронных инвентаризационных описей в соответствии с SAP R/3 на базе приложения Survey123, а также создание единого сервиса «Инвентаризация имущества» по результатам проверки [1];
2. Предоставление доступа к блоку «Инвентаризация имущества» каждому материально-ответственному лицу (МОЛ) и членам рабочих комиссий;
3. Выполнение инвентаризации имущества МОЛ совместно с одним из членов комиссии (с прикреплением фото/видео объектов с номерами инвентаризации), с записью трека передвижения через приложение Tracker по объектам, подлежащим процедуре инвентаризации;
4. Выполнение online-оценки состояния и наличия проверяемого оборудования членами рабочей инвентаризационной комиссии (РИК) на платформе ArcGIS;
5. В случае возникновения вопросов к МОЛ осуществить выезд на производственные объекты с целью проверки.

По результатам апробации методики разработан сервис «Инвентаризация имущества», который позволяет просмотреть маршрут передвижения комиссии и МОЛ, проверить каждую из описей, а также автоматически сформировать Протокол заседания рабочей комиссии по рассмотрению и формированию результатов инвентаризации имущества (рис. 1).

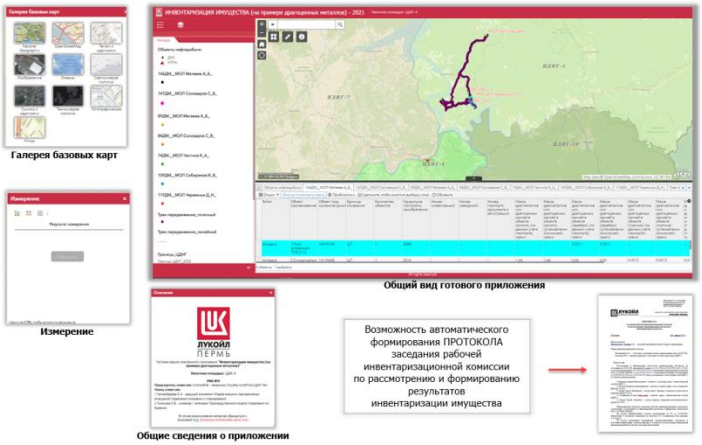


Рис. 1. Возможности сервиса «ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИМУЩЕСТВА (на примере драгоценных металлов) – 2021»

2. Комплексная методика обследования фонда устьев ликвидированных и законсервированных скважин нефтегазодобывающих компаний (ЦДНГ-7). На территории компании пробурено большое количество разведочных, поисковых, эксплуатационных скважин разного типа, часть которых в дальнейшем ликвидирована или законсервирована.

Опираясь на требования лицензионных обязательств и нормативных документов РФ, важно осуществлять контроль состояния устьев ликвидированных и законсервированных скважин с целью получения информации о наличии или отсутствии: утечек углеводородов из устьев скважин; межколонных проявлений; грифонов; посторонних техногенных предметов; несанкционированного отбора углеводородов; производить оценку фонового уровня состояния окружающей среды в районе расположения устьев скважин [2].

В соответствии с этим в августе 2021 г. разработана и протестирована комплексная методика, ориентированная на контроль над состоянием скважин и оперативной передачей требуемой информации в заинтересованные службы Общества. Разработанная методика включает в себя шесть основных этапов:

1. Организация доступа к порталу КГИС платформы ArcGIS кураторам ЦДНГ от Управления разработки нефтяных и газовых месторождений (УРНГМ), представителям Геолого-технологической службы (ГТС) ЦДНГ и сотрудникам производственных подразделений, осуществляющих обследование фонда устьев ликвидированных и законсервированных скважин;
2. Разработка блока «Обследование фонда устьев ликвидированных и законсервированных скважин», интерактивной карты и электронного проекта в приложении Workforce и Survey123 по каждому ЦДНГ с требуемым фондом скважин на портале КГИС платформы ArcGIS (рис. 2);

Рис. 2. Электронная форма журнала в Survey123

3. Интеграция данных платформ ArcGIS, OpenWorks и OIS + Добыча;
4. Составление корректных графиков обследования фонда скважин;
5. Автоматическое назначение заданий операторам для обследования фонда устьев ликвидированных и законсервированных скважин в приложении Workforce в соответствии с графиком обследования, автоматизированный переход в электронную отчетную форму интегрированного приложения Survey123;
6. Контроль качества обследования фонда скважин службами УРНГМ и ГТС ЦДНГ.

Внедрение и использование предлагаемой методики на территории производственных подразделений позволит обеспечить эффективное решение задач, связанных со сбором, хранением, обработкой, передачей информации и использованием полученных данных с целью максимально эффективного управления предприятием.

Методика комплексной систематизации и актуализации данных дорожной сети Общества (ЦДНГ-1,2). В настоящий момент в дорожной сети Общества имеется ряд проблем: не согласованные данные по дорожным сетям в структурных подразделениях; различные единицы измерений дорожной сети в программном продукте SAP R/3; отсутствие единого цифрового инструмента контроля состояния объектов дорожной инфраструктуры (существующих и строящихся) и возможности оперативного управления дорожным комплексом из единого центра в зависимости от ситуации.

Исходя из этого, разработана и апробирована на производстве (в период: август 2021 г. и с декабря 2021 по февраль 2022 гг.) комплексная методика систематизации и актуализации данных дорожной сети Общества, которая позволит: систематизировать данные по дорожным сетям, вести учет и планирование работ/затрат на проектирование, строительство, ремонт и содержание объектов дорожной инфраструктуры в целях снижения расходов, включая предиктивную оптимизацию обслуживания и ремонтов.

Методика состоит из шести этапов:

1. Камеральный сбор исходных данных;

2. Разработка проектов в интегрированных приложениях ArcGIS (QuickCapture (запись пространственного положения оси дороги и искусственных сооружений на ней), Survey123 (запись требуемых данных в электронный журнал с фиксацией местоположения (выбор бригады и № ЦДНГ; выбор месторождения; внесение наименования дороги; фиксация ширины проезжей части/обочины; тип покрытия и т. д.) и FieldMaps (навигация производственного персонала на территории деятельности ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», работа с картами в автономном режиме) по данным из SAP R/3 (рис. 3);

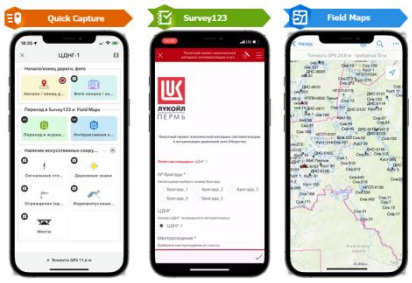


Рис. 3. Общий вид разработанных шаблонов в интегрированных приложениях ArcGIS

1. Регистрация производственного персонала на портале КГИС Общества, предоставление доступа, обучение работе в системе, назначение заданий, установление срока обследования объектов;
2. Обследование объектов дорожной сети производственным персоналом;
3. Идентификация полученных полевых данных, анализ, заполнение электронного паспорта дороги, создание информационного пространства дорожной сети Общества;
4. Интеграция данных платформ ArcGIS и SAP R/3 (SAP HANA).

По результатам тестирования выполнена интерпретация данных в конструкторе веб-приложений на базе HTML5/JavaScript – Web AppBuilder for ArcGIS, в результате чего создан сервис «Дорожная сеть ЦДНГ-1», который позволяет: просмотреть пространственное положение дороги; инвентарный номер дороги; ввод в эксплуатацию; протяженность; тип дорожного покрытия; наличие искусственных сооружений на ней; свидетельство о государственной регистрации права и др.

К явным преимуществам разработанных методик можно отнести: значительное сокращение трудовременных затрат производственного персонала; сокращение денежных затрат компании; автоматизацию процесса передачи и обработки требуемой информации по объектам деятельности; консолидацию пространственной и атрибутивной информации на базе КГИС платформы ArcGIS; контроль и повышение качества выполнения поставленных задач производственным персоналом; оптимизацию рабочих процессов и повышение производительности.

По результатам апробации разработанных методик на территории деятельности производственных подразделений получены акты опытной эксплуатации и положительные отзывы от руководителей структурных подразделений Общества.

Литература

1. *Камильянова А.Д., Ишкинина Л.М.* Мобильные приложения ARCGIS, использующие оффлайн-карты // European Science. 2019. № 5(47). С. 18–25.
2. *Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В.* Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти и газа: Учеб. пособие. Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2017. 436 с.

Применение методов машинного обучения и искусственного интеллекта для аппроксимации коэффициента сжимаемости природного газа

Ахметзянов Р.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: rus-lan_2001@mail.ru

Аннотация. Гидравлические расчеты являются основным инструментом для определения и принятия наиболее рациональных технических решений, связанных с проектированием и эксплуатацией трубопроводных систем. Любая расчетная модель строится на базе законов физики, благодаря которым задаются соотношения, связывающие термодинамические параметры газового потока, такие как температура, давление, компонентный состав и другие.
Ключевые слова: коэффициент сжимаемости, аппроксимация расчетной модели, методы машинного обучения, искусственный интеллект, генетический алгоритм, символьная регрессия.

В самом простом случае рассматривается модель идеального газа, для описания состояния которой достаточно воспользоваться уравнением Менделеева-Клапейрона. Очевидно, что для точных расчетов упрощенная модель идеального газа не подходит. В производственных расчетах важно учитывать отклонение поведение реального газа от идеального, которое задается через коэффициент сжимаемости $z(p,T)$. Коэффициент сжимаемости используется в широком спектре расчетов: начиная с бурения и разработки месторождений, заканчивая нефтехимией и транспортировкой.

Таким образом, учитывая важность коэффициента сжимаемости, главной задачей при его вычислении является выбор аппроксимации наилучшей точности и наименьшей вычислительной сложности. Однако, как правило, при увеличении точности, вычислительная сложность алгоритма аппроксимации увеличивается.

Существует большое число аппроксимаций коэффициента сжимаемости, которые помогают с определенной точностью описать отклонение реального газа от идеального. В российских нефтегазовых компаниях наиболее распространены два норматива для расчета физических свойств природных газов: стандарт Газпрома 2-3.5-051-2006 [1] (далее модель 1) и ГОСТ 30319.3-2015 [2] (модель 2). Модель 2 задает неявное соотношение, вычисление которого занимает много времени, а аппроксимация моделью 1 по точности проигрывает вычислительной модели [2].

В настоящее время остается открытым вопрос создания такой аппроксимации, которая требует малого времени вычисления и имеет достаточно высокую точность. Актуальность вопроса обоснована большим количеством расчетов при планировании и определении оптимальных режимов работы газотранспортной системы, моделировании нестационарного режима газопередачи [3], требующих многократных вычислений коэффициента сжимаемости. Более того, многие мониторинговые системы газовых объектов требуют вычисления коэффициента сжимаемости в режиме реального времени.

Данная работа посвящена разработке метода аппроксимации коэффициента сжимаемости на основе методов машинного обучения и искусственного интеллекта. В работе рассматриваются

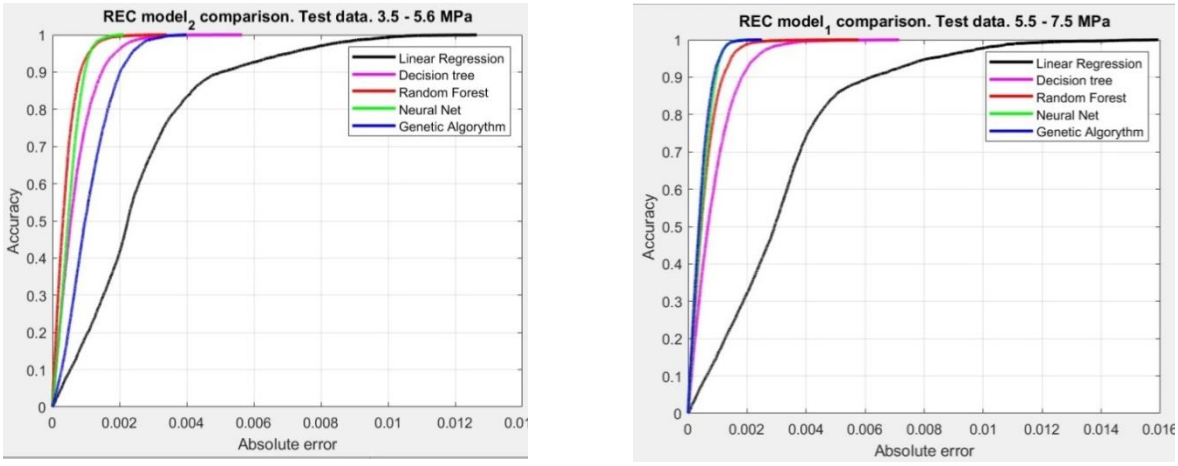
классический метод множественной линейной регрессии и «black box» методы машинного обучения, такие как случайный лес [4] (ансамбль деревьев решений) и полносвязная нейронная сеть, также представлен метод, сочетающий методологию множественной линейной регрессии и генетического алгоритма – символьная регрессия.

Метод символьной регрессии является одним из алгоритмов машинного обучения, который позволяет получать зависимость между входными и выходной переменными в явном виде. Пример его применения для анализа большого объема реальных данных рассмотрен в работе [5].

Исследование проводилось на синтетических составах газа, отражающих компонентный состав природного газа, транспортируемого по Единой системе газоснабжения. Для генерации данных была разработана процедура, позволяющая получить составы природного газа с содержанием метана от 92,2% до 98,7% и подобрать содержание остальных компонент в характерных диапазонах. Данные генерировались по 15-ти признакам: 13 компонентов состава газа, температура (рассматривался диапазон от 273 K до 323 K) и давление (рассматривалось два диапазона: $P_1 \in [3{,}5; 5{,}6]$ МПа и $P_2 \in [5{,}5; 7{,}5]$ МПа). На основании расчетов по методике [2] был получен набор данных, состоящий из обучающей выборки (18 тыс. позиций), тестовой выборки (6 тыс. позиций) выборки валидации (1 тыс. позиций).

В результате исследования была проанализирована точность различных моделей, построенных для двух диапазонов давления. Для диапазона давления P_1 была рассмотрена модель, вычисления которой основаны на семи признаках: *Ethane*, *Temperature*, *Pressure*, *Molar_mass*, *Nitrogen*, *Propane*, *Carbon_dioxide*. Модель P_2 – на пяти: *Ethane*, *Temperature*, *Pressure*, *Molar_mass*, *Nitrogen*.

Результаты исследования точности моделей наглядно показаны на графиках (рис. 1).



а б

Рис. 1. ROC-кривые, показывающие сравнительную эффективность моделей при различных диапазонах давлений: а – 3,5–5,6 МПа; б – 5,5–7,5 МПа

Приведенные графики показывают преимущество нейронной сети и случайного леса для модели диапазона P_1 и преимущество генетического алгоритма и нейронной сети в рамках модели для диапазона P_2. Однако в целом все модели показали хороший результат, кроме, возможно, множественной линейной регрессии, которая в точности проигрывает несколько порядков в сравнении с другими методами (рис. 2).

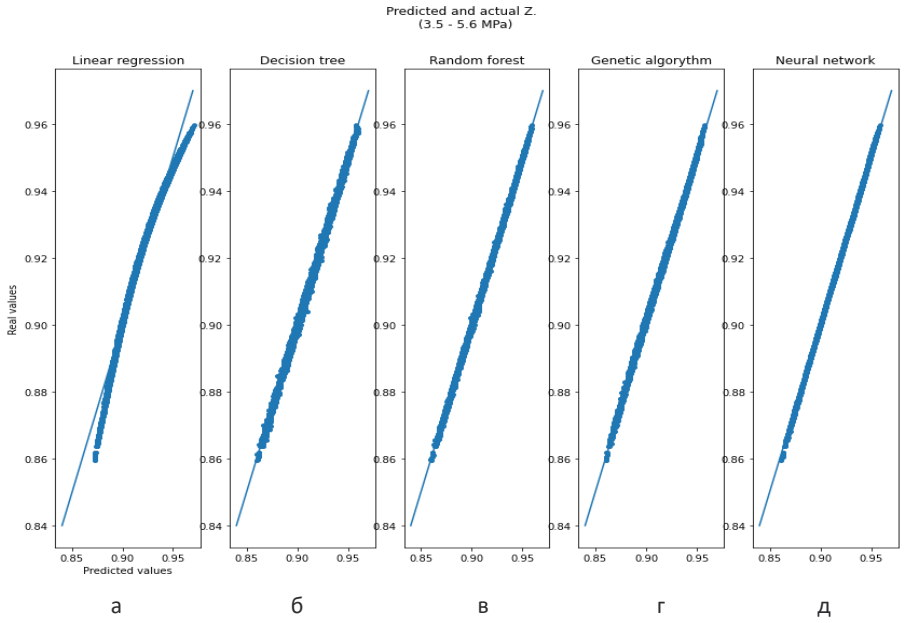


Рис. 2. Соотношение предсказанных и реальных значений для моделей диапазона P_1:
а – линейная регрессия;
б – дерево решений;
в – случайный лес;
г – генетический алгоритм;
д – нейронная сеть

Рис. 2 наглядно показывает, что полученные модели хорошо приближают значения коэффициента сжимаемости. На графиках менее точных моделей можно заметить небольшие отклонения, в то время как точные модели генетического алгоритма и нейросети приближают коэффициент сжимаемости природного газа с достаточно высокой точностью. Результаты метрик MSE и MAE для модели диапазона P_2 представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты MSE и MAE для методов, рассчитанных по моделям диапазона P_2

	Линейная регрессия	Дерево решений	Случайный лес	Генетический алгоритм	Нейронная сеть
MSE	$1{,}6e^{-05}$	$1{,}3e^{-06}$	$5{,}4e^{-07}$	$2{,}9e^{-07}$	$3{,}3e^{-07}$
MAE	$3{,}2e^{-03}$	$9{,}8e^{-04}$	$5{,}6e^{-04}$	$4{,}3e^{-04}$	$4{,}7e^{-04}$

Проведенное исследование показало эффективность применения методов машинного обучения для получения аппроксимации коэффициента сжимаемости.

Литература

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. М.: ИРЦ Газпром, 2006. 196 с.

2. ГОСТ 30319.3-2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе. М.: Стандартинформ, 2016. 38 с.

3. *Сухарев М. Г., Самойлов Р.В.* Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. 399 с.

4. *Breiman L.* Random forests // Machine Learning. 2001. Vol. 45, No. 1. P. 5–32. https://doi.org/10.1023/A:1010933404324

5. *Кочуева О.Н.* Разработка моделей прогнозирования выбросов оксидов углерода и азота газовых турбин на основе генетических алгоритмов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 5–6(125–126). С. 14–20.

Цифровизация процессов единой системы управления производственной безопасностью

Базуев И.В.
ООО «Газпром добыча Ямбург», РФ, 629306, ЯНАО,
г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9
E-mail: i.bazuev@yamburg.gazprom.ru

В соответствии с Политикой ПАО «Газпром» в области охраны труда [1], промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения основными целями компании и ее дочерних обществ (ДО) являются:

– создание безопасных условий труда, сохранение жизни и здоровья работников;

– снижение рисков аварий и инцидентов на опасных производственных объектах;

– снижение рисков дорожно-транспортных происшествий, связанных с производственной деятельностью;

– обеспечение пожарной безопасности.

Выполнение поставленных целей может быть достигнуто с помощью создания Единой цифровой платформы безопасности производства [2].

Единая цифровая платформа безопасности производства представляет собой комплексное ИТ-решение, объединяющее самые передовые программные продукты и информационные технологии, представленные на российском рынке, которые направлены на повышение эффективности бизнес-процессов производственной безопасности (рис. 1).

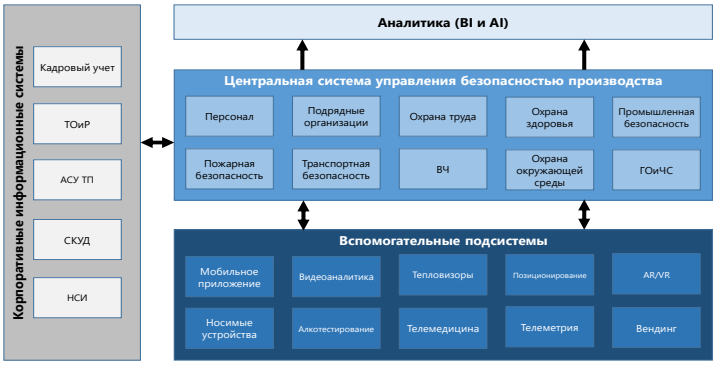


Рис. 1. Единая цифровая платформа безопасности производства: бизнес-процессы и архитектура [2]

Ядром платформы является Центральная система управления, цифровизующая все бизнес-процессы блока и управляющая другими компонентами платформы: видеоаналитикой, позиционированием, носимыми и другими устройствами.

Центральная система управления интегрируется со всеми корпоративными информационными системами, участвующими в бизнес-процессах производственной безопасности. На основании данных всех компонент платформы формируется аналитическая отчетность, которая является основным инструментом для принятия управленческих решений, операционных и стратегических.

Единая цифровая платформа управления безопасности производства должна быть реализована на нескольких уровнях:

– организационная структура: определены пользователи системы и их должностные

обязанности (распределены зоны ответственности в рамках обеспечения процессов безопасности производства);

– процессы: сформирована единая методология реализации бизнес-процессов безопасности производства для ПАО «Газпром» и ДО, которая ляжет в основу цифровизации;

– функционал: на основании разработанной методологии сформированы детальные функциональные требования к ИТ-решению;

– приложения: функциональные требования реализованы с использованием лучших программных продуктов, представленных на российском рынке;

– данные и защита данных: при реализации платформы учтены и выполнены все требования РФ и ПАО «Газпром» по информационной безопасности;

– интеграция: создаваемая платформа интегрирована в существующий ИТ-ландшафт ПАО «Газпром» и ДО. Вся необходимая информация для создаваемого ИТ-решения получена из смежных и передана в смежные информационно-управляющие системы в режиме реального времени; Например, данные о работниках компании и корпоративная нормативно-справочная информация.

– инфраструктура: ИТ-решение реализовано на базе надежной и легко масштабируемой ИТ-инфраструктуре.

Опыт российских промышленных компаний показывает, что цифровизация производственной безопасности позволяет достичь существенных экономического и управленческого эффектов.

Помимо достижения основных целей, определенных Политикой ПАО «Газпром» в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, безопасности дорожного движения, а также упомянутых управленческого и экономического эффектов, цифровизация производственной безопасности позволяет достичь синергетического эффекта. Показатели после внедрения для ОТ и ПБ ООО «Газпром добыча Ямбург» за период 2017–2021 гг. представлены в табл.1.

Таблица 1

Показатели ОТ и ПБ ООО «Газпром добыча Ямбург» за 2017–2021 гг.

Показатель	Существующий процесс						Показатели после внедрения	
	ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021		
Общее количество выявленных нарушений	ед/год	13502	12583	13709	11071	7407	606	91,89%
Количество случаев травм в Обществе	ед/год	59	31	44	39	33	8	75,76%
Кол-во обращений в медсанчасть работников организаций	ед/год	68	74	48	43	53	13	75,47%
Принятые меры дисциплинарных взысканий по нарушениям (количество), в том числе:	ед/год	73	56	69	127	62	14	77,42%
- в области охраны труда	ед/год	14	10	12	45	8	2	75,0%
- в области промышленной безопасности	ед/год	4	2	4	6	3	1	66,67%
- в области пожарной безопасности	ед/год	3	4	1	6	0	0	0%
- за нарушение правила № 12 КПБ (алкогольное опьянение)	ед/год	52	40	52	70	51	11	78,43%
Принятые меры административных взысканий по нарушениям (количество)	ед/год	5	1	1	2	3	1	66,67%
Штрафы надзорных органов, наложенных на Общество	ед/год	4	4	3	2	3	1	66,67%
Затраты времени на проведение и оформление расследований и проведение анализа коренных причин	чел/час	780	440	803	790	760	410	46,05%

Ожидается:

– снижение количества нарушений требований охраны труда и промышленной безопасности (ОТ и ПБ) до 90%;

– сокращение производственного травматизма до 40%;

– сокращение времени на расследование инцидентов до 90%;

– сокращение времени на оформление и выдачу наряд-допусков до 70%;

– сокращение времени выполнения учетных функций и формирования отчетности в области охраны труда и промышленной безопасности до 60%;

– сокращение штрафов надзорных органов до 50%;

– повышение производительности труда до 10%.

Ожидаемые эффекты от внедрения:

– унификация и оптимизация бизнес-процессов обеспечения безопасности производства;

– автоматический контроль за соблюдением требований производственной безопасности, установленных как законодательством РФ, так и внутренними стандартами компании;

– контроль здоровья работников в режиме реального времени без участия персонала;

– оперативное реагирование на происшествия, повышение качества расследования их причин за счет консолидации всей необходимой информации в одном месте;

– формирование и оперативный контроль выполнения мероприятий в области производственной безопасности;

– повышение качества принятия управленческих решений за счет оперативной и достоверной информации;

– своевременное предоставление отчетности в надзорные органы;

– снижение трудозатрат на выполнение рутинных операций, связанных с процессами производственной безопасности, для высвобождения времени персонала на проактивные меры по предупреждению травматизма и несчастных случаев;

– снижение времени простоя персонала и оборудования;

– повышение культуры и трудовой дисциплины производственной безопасности;

– существенное сокращение времени на коммуникацию внутри Общества при обеспечении безопасности производства.

Разработка и реализация полноценного проекта Единой цифровой платформы безопасности производства на этапе проектирования и планирования может усложнить и повлечь за собой значительную финансовую нагрузку для Общества. С целью уменьшения и упрощения расчета трудозатрат, проект будет разделен на этапы. Один из этапов – Система машинного зрения событий культуры безопасности на стационарных объектах ООО «Газпром добыча Ямбург». Развитие технологии Системы машинного зрения событий культуры безопасности привело к проникновению ее во многие сферы повседневной жизни. В то же время основной областью, где она используется, был и остается промышленный контроль. Основным компонентом систем машинного зрения являются камеры. Они обеспечивают получение цифрового изображения высокого качества, оптимального для компьютерной обработки, анализа, измерений, диагностики, распознавания и контроля.

Широкие возможности применения Системы машинного зрения событий культуры безопасности на объектах ООО «Газпром добыча Ямбург» позволяют получить:

– мониторинг и контроль исполнения «Ключевых правил» общества (держитесь за перила

(поручни) при их наличии во время передвижения по лестницам, применяйте средства индивидуальной защиты на производственных площадках и в местах производства работ, контроля ношения спецодежды и др.);

– управление контролем доступа собственного транспорта, а также подрядчиков на площадках Общества;

– управление доступом на объекты общества на основе биометрии;

– обязанность ношения защитных касок на голове сотрудниками и посетителями объекта в зонах контроля;

– контроль падения человека;

– контроль состояния водителя транспорта.

Существующая модель взаимодействия с Единым центром управления не позволяет проводить контроль и мониторинг безопасности в реальном времени. Мероприятия, которые неэффективно проводятся человеком:

– человек не может контролировать все;

– человек не может быстро реагировать на происшествия, замедленное реагирование;

– компания платит штрафы за ошибки человека;

– компания тратит большой бюджет на фонд оплаты труда;

– сложная отчетность;

– отдельные системы;

– нет единого эффективного взаимодействия.

Система машинного зрения событий культуры безопасности на платформе Единой цифровой платформы безопасности производства позволяет реализовать все бизнес-процессы в едином цифровом пространстве: сбор данных, аналитику данных, выявление инцидентов, поддержку принятия решения, обработку инцидентов, оценку результатов.

Эффективность внедрения Системы машинного зрения событий культуры безопасности на объектах ООО «Газпром добыча Ямбург»:

– сокращение числа инцидентов в области охраны труда и техники безопасности на стационарных и промышленных объектах общества: 12% в первые шесть месяцев и 44% через год;

– снижение аварийности на корпоративном транспорте: 32% в первые 6 месяцев и 29% через год;

– сокращение времени реагирования на инциденты безопасности до 75% в первые 3 месяца.

Таким образом, видеоконтроль на основе искусственного интеллекта позволяет искоренить небезопасное поведение как на объектах Общества, так и на корпоративном транспорте.

Литература

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 04.11.2022) // Консультант Плюс. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/

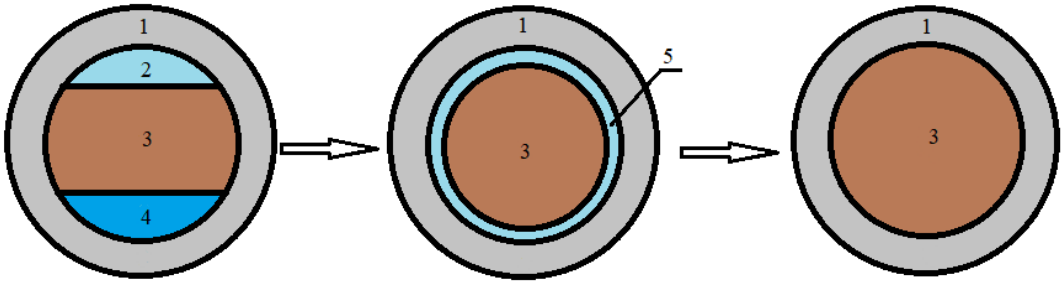
2. СТО Газпром 18000.1-001-2021 Единая система управления производственной безопасностью основные положения, 2021. СПб.: ПАО «Газпром», 281 с.

Экономическая оценка выноса водных скоплений из трубопровода с помощью противотурбулентных присадок

Банерджи Т.*, Шестаков Р.А.**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *tanoyabaner@mail.ru, **Shestakov.r@gubkin.ru

Аннотация. Образование локальных неподвижных водных и газовоздушных образований на низинах и вершинах профиля трубопровода приводит к уменьшению его эффективного диаметра и повышению гидравлических потерь. Удаление водных и газовоздушных скоплений и, как следствие, восстановление эффективного диаметра трубопровода возможны при увеличении скорости потока до значения выносной скорости, что может быть реализовано путем применения противотурбулентных присадок. Рассмотрена экономическая эффективность применения противотурбулентных присадок. Представлены соответствующие аналитические зависимости.
Ключевые слова: противотурбулентная присадка, гидравлическая эффективность, водные скопления, очистка трубопровода, выносная скорость, экономическая эффективность.

При транспортировке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам при определенных условиях могут образовываться водные скопления. Это может происходить из-за смены режимов перекачки, температурных перепадов, остановок перекачки и т. д. В результате микрокапли воды взаимодействуют между собой и укрупняются, образуя водное скопление на низменных участках трубопровода [1]. В результате на данных участках в месте контакта стенки трубопровода с водой происходит коррозия металла, что еще больше повышает необходимость выноса водных скоплений. На возвышенных участках трубопровода могут образовываться и газовоздушные скопления. Данные образования приводят к увеличению гидравлических потерь в трубопроводе, так как происходит уменьшение эффективного диаметра. Если условно распределить все скопления вдоль стенки трубопровода, то образуется слой, толщина которого может быть более 10 мм (рис. 1). Следовательно, происходит увеличение гидравлических потерь и стоимость перекачки возрастает, что приводит к большим затратам на электроэнергию [2].



1 – стенка трубы; 2 – газовоздушное скопление; 3 – нефть; 4 – водное скопление;
5 – слой условно распределенных газовоздушных и водных скоплений

Рис. 1. Условная схема распределения водных и газовых скоплений в трубопроводе

Для выноса водных скоплений предлагается не прибегать к очистным устройствам, а использовать поток перекачиваемой среды. При достижении потоком значения выносной

скорости происходит единовременный вынос водных и газовоздушных образований. Увеличение скорости потока может достигаться путем увеличения напора на выходе из нефтеперекачивающей станции. Однако данный способ имеет недостаток в виде ограничивающей несущей способности трубопровода. При увеличении скорости путем повышения давления до максимально возможного, дальнейшее увеличение скорости можно достичь вводом противотурбулентных присадок (ПТП). Возможно вводить ПТП и без изменения режима перекачки, так как данное решение зависит от значения разности начальной и выносной скоростей, которая влияет на необходимую концентрацию ПТП. Концентрацию противотурбулентной присадки представляется возможным найти по значению гидравлической эффективности ПТП ψ_p, которая, при постоянном перепаде давлений, вычисляется по формуле [3]:

$$\psi_p = \left(1 - \frac{Q_{\text{нач}}^2}{Q_{\text{вын}}^2}\right) \cdot 100\%,$$

где $Q_{\text{нач}}$ – начальный расход в трубопроводе, м^3/с;
$Q_{\text{вын}}$ – расход в трубопроводе при движении потока с выносной скоростью, м^3/с.

Зная гидравлическую эффективность ПТП, можем найти ее концентрацию θ.

С точки зрения экономической выгоды сравним затраты на электроэнергию при перекачке с присадкой, учитывая стоимость самой присадки и без нее, т. е. при перекачке с наличием водных и газовоздушных скоплений:

$$A = \frac{C_0}{C_1 + C_{\text{ПТП}}}, \qquad (1)$$

где C_0 – затраты на электроэнергию при перекачке без применения ПТП, руб/с;
C_1 – затраты на электроэнергию при перекачке с ПТП, руб/с;
$C_{\text{ПТП}}$ – стоимость ПТП, руб/с.

Стоимость электроэнергии при перекачке без применения ПТП C_0 вычисляется по формуле:

$$C_0 = \rho g \cdot \frac{Q_{\text{нач}} \cdot h_0}{\eta_m} \cdot \sigma_{\text{м}},$$

где ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м^3;
g – ускорение свободного падения, м/с^2;
h_0 – потери напора в трубопроводе без использования ПТП, м;
η_m – КПД насосов;
$\sigma_{\text{м}}$ – единичная стоимость механической энергии (на привод насосов), руб/Дж.

При добавлении в трубопровод противотурбулентной присадки для выноса воды имеет смысл после выноса воды некоторое время продолжать вводить ПТП, но уже с меньшей

концентрацией. Более того, учтем эффект очистки трубопровода, т. е. перекачку по большему эффективному диаметру. Тогда затраты на электроэнергию (при отсутствии разницы высот между нефтеперекачивающими станциями) при перекачке с ПТП могут быть вычислены по формуле:

$$C_1 = \frac{\rho g}{T_1 + T_2}\left[\frac{Q_{\text{вын}} h_{\text{вын}}}{\eta_m} T_1 + \frac{Q_2 h_2}{\eta_m} T_2\right] \cdot \sigma_{\text{м}} - \rho g \cdot \frac{Q_{\text{нач}} \cdot \Delta h_{\text{ПТП}}}{\eta_m} \cdot \sigma_{\text{м}} \cdot \frac{T_3}{T},$$

где Q_2 – расход в трубопроводе с вводом ПТП после выноса воды, м^3/с;
T_1 и T_2 – соответственно время работы с вводом ПТП на режиме выноса водных скоплений $Q_{\text{вын}}$ и последующей перекачки с производительностью Q_2, с;
T – полное время работы трубопровода с ПТП, с;
T_3 – время работы на очищенном трубопроводе без ПТП (для оценок может быть принято равным половине периода между очистками);
$h_{\text{вын}}$ – потери напора в трубопроводе при перекачке с расходом $Q_{\text{вын}}$, м;
h_2 – потери напора на режиме работы с производительностью Q_2, в очищенном трубопроводе с вводом ПТП, м;
$\Delta h_{\text{ПТП}}$ – разница потерь напора после использования ПТП и без применения ПТП, м.

Стоимость ПТП вычисляется по формуле:

$$C_{\text{ПТП}} = \frac{\rho}{T_1 + T_2}\left[Q_{вын}\theta_1 T_1 + Q_2 \theta_2 T_2\right] \cdot \sigma_п,$$

где θ_1 – концентрация ПТП, необходимая для выноса воды, т. е. на режиме перекачки с производительностью $Q_{\text{вын}}$;
θ_2 – концентрация ПТП на режиме перекачки с производительностью Q_2;
$\sigma_{\text{п}}$ – единичная стоимость ПТП, руб/кг;

Таким образом, при значении A больше 1 в формуле (1), использование ПТП для выноса водных скоплений представляется экономически выгодным.

В ходе анализа предложен способ выноса водных и газовоздушных скоплений с помощью внедрения в трубопровод противотурбулентных присадок и предложена методика технико-экономического расчета данного способа.

Литература

1. *Лурье М.В.* Удаление скоплений трубопровода перекачиваемой нефти // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7, № 1. С. 62–69.

2. *Поляков В.А*. Основы проектирования трубопроводных систем. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. 138 с.

3. *Лисин Ю.В., Семин С.Л. Зверев Ф.С.* Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытно-промышленных испытаний на магистральных нефтепроводах // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. №3(11). С. 6–11.

Исследование влияния телескопичности нефтепродуктопровода на процесс смешения партий нефтепродуктов при последовательной перекачке

Ванчугов И.М.*, Шестаков Р.А.**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *Vanchugov.i@gubkin.ru, **Shestakov.r@gubkin.ru

Аннотация. Выполнено исследование процессов смесеобразования при функционировании трубопровода, транспортирующего светлые нефтепродукты в режиме последовательной перекачки прямым контактом. Моделирование процессов смесеобразования осуществляется с учетом влияния параметрических факторов. Данные тезисы основаны на ранее опубликованной работе по неизотермической перекачке нефтепродуктов в трубопроводе. Для выполнения численного моделирования был разработан программный комплекс, способный не только моделировать и рассчитывать параметры работы нефтепродуктопровода в режиме реального времени с последующей графической визуализацией, но и сравнивать полученные данные с реальными данными, обрабатываемыми операторами на промышленных объектах.
Ключевые слова: последовательная перекачка нефтепродуктов, математическое моделирование, смесеобразование, транспорт нефтепродуктов, нефтепродукт, метод прямого контактирования.

В настоящее время наиболее экономически выгодным и эффективным видом транспортировки нефтепродуктов является трубопроводный транспорт. Несмотря на ряд неоспоримых преимуществ, существенным недостатком является образование смеси марок нефтепродуктов при перекачке.

Важным для экономической эффективности магистрального трубопроводного транспорта, является обеспечение его безопасной и бесперебойной работы, контролировании герметичности трубопровода и анализа параметров перекачки [1,2]. Задачи повышения точности измерений и моделирования технологических процессов являются актуальными для трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов [3,4]. В данной работе рассматривается исследование наличия вставок и различных изменений геометрической формы трубопровода на процессы образования смесей, на технологические параметры магистрального нефтепродуктопровода при последовательной перекачке прямым контактированием светлых нефтепродуктов [5,6].

Основополагающей задачей, достижение которой необходимо для моделирования перекачки с учетом вставок, геометрических отклонений и изъянов является моделирование движения каждого нефтепродукта на протяжении всего участка нефтепродуктопровода по отдельности (считая, что данный нефтепродукт полностью заполняет трубопровод), таким образом осуществляются промежуточные расчеты и вычисления, которые будут использованы в гидравлическом расчете и объеме смеси.

Математическая модель последовательной перекачки нефти и нефтепродуктов методом прямого контактирования включает в себя несколько простых моделей и систем и детализируется с учетом дополнительных параметров перекачки. Соединение всех нефтепродуктов в единую математическую модель осуществляется при моделировании работы всего трубопровода.

При определении состояния всей системы партии продуктов в нефтепродуктопроводе буем считать, что в начальный момент времени первый перекачиваемый продукт достиг конца

линейного участка, и учитывать массу каждого нефтепродукта, а также наличие вставок, различных шероховатостей и так далее. Границы контактов нефтепродуктов будут являться серединой смеси, образованной ими при последовательной перекачке.

Исходя из основных параметров, полученных в ходе уточненного гидравлического расчета, определяется объем смеси, ее границы с каждым из нефтепродуктов, а также распределение концентраций, плотности и вязкости смеси (рис. 1). Таким образом происходит объединение простых математических моделей перекачки каждого нефтепродукта по неидеальному трубопроводу в единую сложную модель [7].

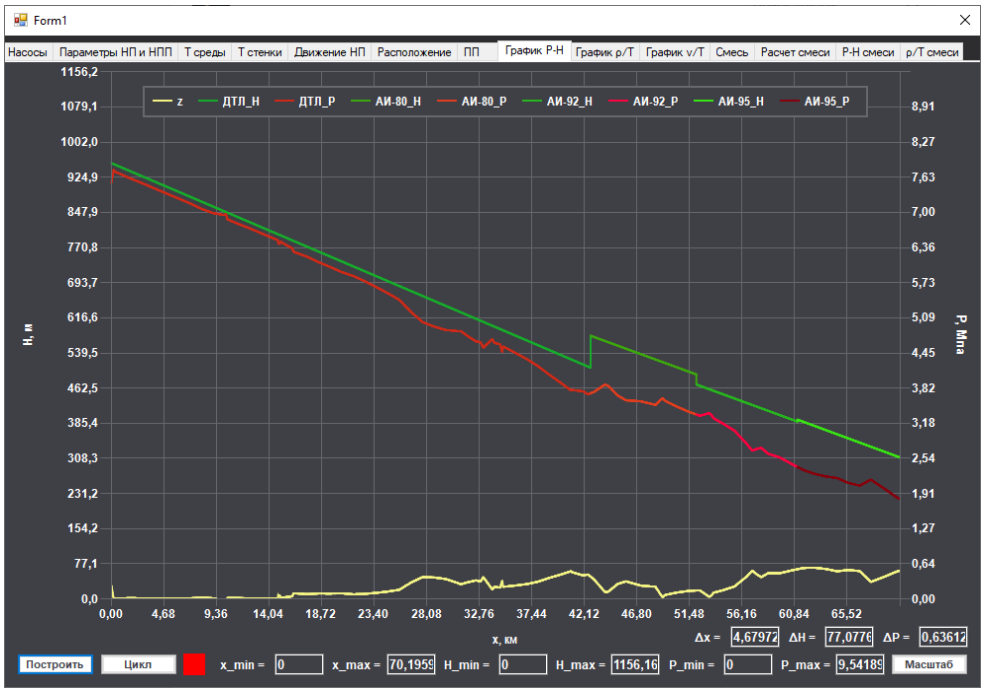


Рис. 1. Форма для вывода характеристик работы линейной части нефтепродуктопровода [5]

Примерами использования разработанной математической модели и программного комплекса являются составление зависимостей, например, сэкономленных средств, при применении частотно-регулируемых приводов на магистральных насосных агрегатах по отношению к стандартному режиму на технологическом участке магистрального нефтепродуктопровода в течение года или зависимости потерь напора по длине технологического участника при учете наличия вставок и других факторов (рис. 2, 3).

На основании разработанной математической модели и базирующимся на ней программном комплексе были выявлены и численно обсчитаны следующие зависимости:

1) Наличие вставок и геометрических отклонений от номинальных значений не сильно влияет на процесс образования смеси, так как сам процесс образования зависит в первую очередь от эффективного коэффициента диффузии, и так как скорость образования смеси наибольшая в момент переключения резервуара (технологическая смесь), то объемы смесей приблизительно равны (менее 1%).

2) Изменение параметров напора и давления изменяются значительно, что может привести к ложным срабатываниям средств обнаружения утечек, и, как следствие, возможной аварийной остановке перекачки.

3) Изменение частоты вращения вала привода насоса не должно превышать 10%, чтобы не снижать КПД насосного агрегата. Данное условие выполняется.

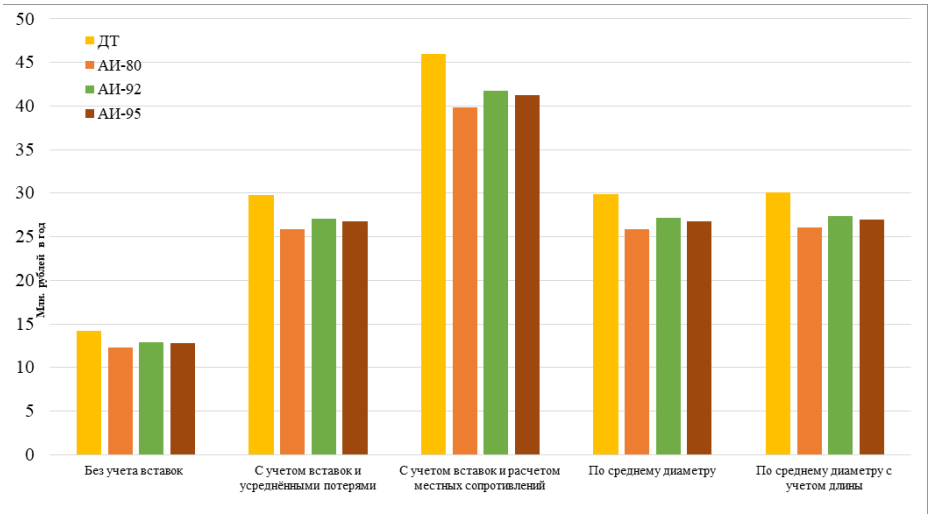


Рис. 2. Пример построения зависимости сэкономленных средств
(на примере нефтепродуктопровода и оптовых цен на электроэнергию в городе N)

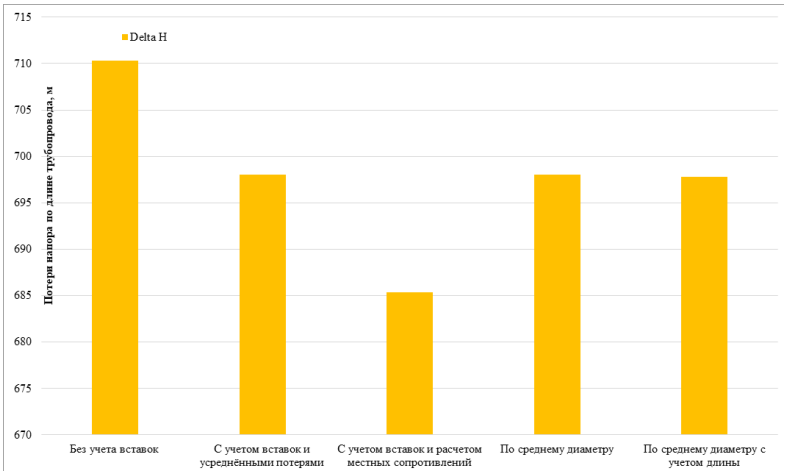


Рис. 3. Пример построения зависимости потерь напора (на примере нефтепродуктопровода в городе N)

В ходе проведения данных исследований была проверена возможность отслеживания процесса транспортировки нефтепродуктов при последовательной перекачке прямым контактированием в реальном времени с учетом параметрических факторов и влияния на процессы смесеобразования наличия вставок и геометрических отклонений от номинальных значений форм трубопровода.

Таким образом, можно сделать выводы, что учет вышеописанных факторов на объем смеси, образующийся в процессе перекачки, находится в рамках погрешности контрольно-измерительных приборов. Однако, в то же самое время, при учете тех же самых факторов, выясняется, что изменение потерь по длине на давление и напор изменится значительно, что в свою очередь при применении ЧРП позволяет значительно сэкономить на увеличении энергоэффективности и уменьшении трат на электроэнергию в годовом эквиваленте.

Литература

1. *Поляков В.А.* Методы и нормы технологического проектирования нефтепроводов: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 113 с.

2. *Земенкова М.Ю.* Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. 397 с.

3. *Vanchugov I.M., Shestakov R.A.* Influence of accounting for thermodynamic processes on the processes of mixture formation during sequential pumping of petroleum products // Oil & Gas Science and Technology. 2021. Vol. 76. P. 76. https://doi.org/10.2516/ogst/2020100

4. *Zhou X., Zhang H., Xin S.* et al. Future scenario of China's downstream oil supply chain: Low carbon-oriented optimization for the design of planned multi-product pipelines // Journal of Cleaner Production. 2020. Vol. 244. P. 118866. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118866

5. *Shestakov R.A., Vanchugov I.M.* Influence of multiproduct pipeline telescopicity design on the process of mixing during sequential pumping // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. 2022. https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.05.002

6. *Obaseki M., Elijah P.T.* Dynamic modeling and prediction of wax deposition thickness in crude oil pipelines // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. 2021. Vol. 33, No. 6. P. 437–445. https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.05.003

7. *Gong J., Wang Q., Wang W., Guo Y.* The calculation method of mixing volume in a products pipeline // Proceedings of the 8th International Pipeline Conference, Calgary, Canada, 27 September – 1 October 2010. Vol. 3. P. 393–398. https://doi.org/10.1115/IPC2010-31462

Математическая модель криогенного трубопровода выносного сооружения налива сжиженного природного газа

Ванчугов И.М.*, Шестаков Р.А.**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *Vanchugov.i@gubkin.ru, **Shestakov.r@gubkin.ru

Аннотация. В работе проводится исследование математической модели криогенного трубопровода выносного сооружения для налива сжиженного природного газа, рассмотрены типовые конструкции выносных сооружений налива сжиженного природного газа. Детально проанализированы их недостатки и преимущества, приведен сравнительный анализ со стационарными причалами для нефти и нефтепродуктов.
Ключевые слова: сжиженный природный газ, моделирование, технологический процесс, выносные причальные сооружения, криогенные установки.

Эксплуатация газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, расположенных в труднодоступных районах, в том числе в Арктике, связана с высокими затратами на транспортировку и хранение газа, а также на производство и доставку оборудования. Сегодня исследователями предлагается производство сжиженного природного газа на территориях, приближенных к местам непосредственной добычи [1]. Стоит отметить, что в отрасли сложились два направления производства сжиженного природного газа (СПГ): крупнотоннажное производство, направленное в первую очередь на поставку на мировые энергетические рынки, и малотоннажное – нацеленное на торговлю между соседними регионами и удовлетворение спроса на внутреннем рынке в качестве топлива для удаленных районов или альтернативного моторного топлива [2].

К настоящему времени на территории Российской Федерации существует большое количество реализованных проектов мало-, крупно- и среднетоннажных заводов по производству СПГ (на острове Сахалин, полуострове Ямал, в Ленинградской, Калининградской областях и др.), проектируемых и строящихся объектов.

Процесс производства СПГ достаточно требователен к инфраструктуре, в том числе к оборудованию для отгрузки СПГ на экспорт с данных заводов. Как правило, отгрузка осуществляется с помощью сооружений отгрузочного комплекса, расположенных на отдалении от берега и соединенных с береговыми сооружениями переходными мостами или эстакадами. Следует учитывать, что, исходя из общемировой практики, процесс эксплуатации отгрузочных комплексов зарекомендовал себя как безопасное и надежное решение для отгрузки СПГ. Сама же длина эстакад варьируется от десятков до сотен метров. Строительство такого стационарного комплекса обусловлено рядом требований к местности и трудностями при реализации проекта, вследствие чего могут сильно увеличиваться капиталовложения.

В качестве альтернативы для решения предлагается рассмотреть возможность использования выносного причального сооружения [3–4]. Для выполнения исследования и возможности проверки использования выносного причального сооружения авторы предлагают создать математическую модель, моделирующую работу выносного сооружения и позволяющую

производить проверку конфигурации, исходя из условий эксплуатации и поставленной задачи транспортировки. Для решения задачи изначально были рассмотрены упрощенные модели, позволяющие осуществить термо- и гидродинамические расчеты, которые впоследствии были объединены и был создан программный комплекс, позволяющий выполнять данное моделирование. Для составления первоначальных математических моделей использовалась как нормативная документация [5–6], так и актуальные расчетные работы [7–8].

Термодинамическая модель СПГ рассчитывается по следующему алгоритму (см.рис.1):

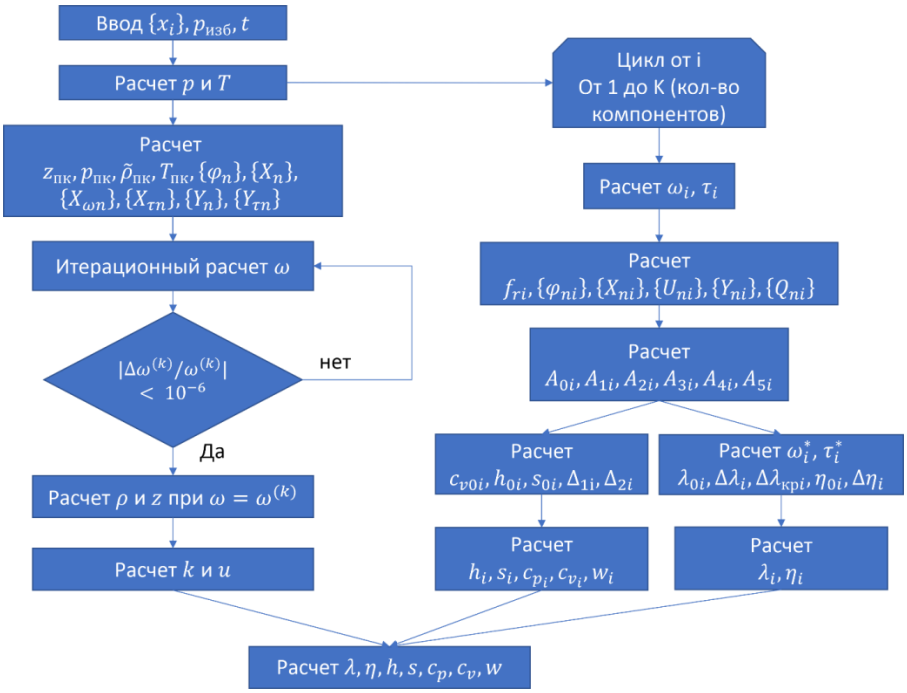


Рис. 1. Блок схема расчета термодинамической модели СПГ и его компонентов

где: x_i – молярные доли компонентов СПГ; $p_{изб}$ – избыточное давление СПГ, Па; t – температура СПГ, °С; z, p, ρ, T, $z_{пк}, p_{пк}, \tilde{\rho}_{пк}, T_{пк}$ – стандартные и псевдокритические параметры СПГ (коэффициент сжимаемости, безразмерная величина; давление, Па; молярная плотность, кг/м^3; температура, К); φ_n, X_n – функции приведенных значений плотности ω и температуры τ СПГ или его компонентов; $\{X_{\omega n}\}, \{X_{\tau n}\}, \{Y_n\}, \{Y_{\tau n}\}$ – промежуточные вычислительные функции для последующих расчетов; ω – приведенная плотность СПГ или i-го компонента; τ – приведенная температура СПГ или i-го компонента; $A_0, A_1, A_2, A_3, A_4, A_5$ – безразмерные коэффициенты; u – показатель адиабаты СПГ; k – скорость звука в СПГ, м/с; h, s, c_p, c_v, λ, η – энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, изохорная теплоемкость, коэффициент теплопроводности, динамическая вязкость для СПГ или его компонентов соответственно ($\frac{кДж}{кг}$, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$, $\frac{кДж}{кг \cdot К}$, мВт/(м · К), мкПа · К); Ω – ацентрический фактор Питцера СПГ или i-го компонента.

Термодинамическая модель каждого из газов рассчитывается по следующему алгоритму:

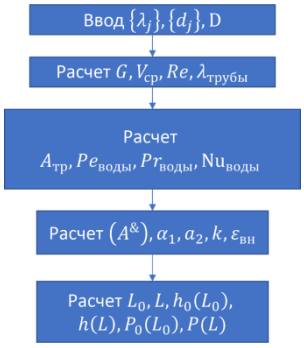


Рис. 2. Блок схема расчета общей термогидравлической модели СПГ-трубопровода

где $\lambda_j -$ коэффициенты теплопередачи j-го слоя изоляции или материала трубопровода (Вт/(м·К)); $d_j -$ толщина j-го слоя изоляции или материала трубопровода, м; $D -$ внешний диаметр трубопровода, м; $A_{тр} -$ сила внутренней диссипации слоев СПГ, Дж; a_1, a_2, $k -$ внутренний, внешний и полный коэффициенты теплопередачи (Вт/(м·К)); $\varepsilon_{вн} -$ приток тепла из внешней среды на dx метров длины трубопровода, Вт/км; L_0, L, $h_0(L_0)$, $h(L)$, $P_0(L_0)$, $P(L) -$ длины трубопроводов, потери напора и давления по длинам с учетом и без учета сил внутреннего трения.

Результаты моделирования показали возможность использования криогенных выносных сооружений для налива СПГ, а также осуществлен подбор ряда условий, необходимых для работы данных сооружений.

Литература

1. *Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Мещерин И.В.* Российские производства по сжижению природного газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 10(94). С. 68–80.

2. *Рожнятовский Г.И., Нуржиц С.И., Ванчугов И.М.* и др. Газоперерабатывающая отрасль России, анализ и перспективы ее развития // Нефтегазохимия. 2020. № 2. С. 47–54. https://doi.org/10.24411/2310-8266-2020-10210

3. *Домпелинг Й., Ван дер Нат К., Хоус Р.С.* Криогенный выносной причал отгрузки СПГ. Экономически эффективная альтернатива терминалам для импорта СПГ // Газовая промышленность. 2019. № 3(781). С. 36–42.

4. *Богатырева Е.В.* Анализ систем и технических средств транспорта углеводородов с морских месторождений // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2010. № 3. С. 26–30.

5. ГОСТ Р 56851-2016. Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств. М.: Стандартинформ, 2016. 19 с.

6. ГОСТ Р ИСО 28460-2018. Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения и оборудование для сжиженного природного газа. Порядок взаимодействия судно-берег и портовые операции. М.: Стандартинформ, 2018. 26 с.

7. *Lin Z.-H., Li J.-Y., Jin Z.-J.* Fluid dynamic analysis of liquefied natural gas flow through a cryogenic ball valve in liquefied natural gas receiving stations // Energy. 2021. Vol. 226. P. 120376. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120376

8. *Tang Y., Zhang P.* Safety analysis of LNG vacuum pipeline leakage based on FLUENT calculation // Zhenkong Kexue yu Jishu Xuebao/Journal of Vacuum Science and Technology. 2021. Vol. 41, No. 4. P. 363–368. https://doi.org/10.13922/j.cnki.cjvst.202011016

Построение цифровой модели происшествий на предприятии

Грушев А.В.
ООО «Газпром добыча Ямбург»,
РФ, 629306, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9
E-mail: A.Grushev@yamburg.gazprom.ru

Аннотация. Аварии, выходы из строя техники, различные катастрофы и прочие происшествия являются важными факторами, влияющими на производительность труда и экономические показатели предприятия. Одним из главных направлений снижения уровня травматизма и аварийности на предприятии является возможность оценить по множественным параметрам происходящие на нем аварии и происшествия. Для качественной оценки необходимы данные о произошедшем событии, описывающие его с разных ракурсов. Создание цифровой модели происшествия поможет оценить его масштабы, причины, которые к нему привели и последствия.
Ключевые слова: цифровая модель, происшествие, база данных, сущность.

Происшествия и аварии на предприятиях – ключевые факторы, влияющие на производительность труда и экономические показатели предприятия [1]. Выявление и оценка закономерностей и факторов произошедших происшествий позволят разработать стратегию по их исключению из производственного процесса или снижению их количества.

Цель построения цифровой модели происшествий – это накопление и анализ максимального количества информации, описывающей каждое происшествие на предприятии, которая поможет выявить основные факторы среды, приводящие к авариям и сбоям на предприятии.

Качественная оценка и анализ факторов среды возможны на основе полученных данных, при этом, чем больше данных будет храниться и обрабатываться, тем более качественную оценку можно произвести в ходе их анализа. Лучшим вариантом, по мнению автора, для накопления данных большого объема, их хранения и быстрой работы с ними являются структурированные базы данных.

Для создания цифровой модели какого-либо события нужно выделить основные характеристики, которые его описывают. Для выявления основных характеристик был проведен анализ открытых в Обществе данных по происшествиям – это:

– данные из информационных листков «Внимание», где приводится краткий обзор причин и мероприятий по отдельным происшествиям в ПАО;

– статистические отчеты «Сведения о травматизме на производстве и профессиональных заболеваниях»;

– отчеты о происшествиях в ООО «Газпром добыча Ямбург»;

– нормативно-правовые акты и методические рекомендации в области охраны труда и промышленной безопасности.

Полученные в результате анализа характеристики можно перенести в виде сущностей в базу данных и, описав связи этих сущностей между собой, построить следующую цифровую модель объекта наблюдения.

Для базы данных предлагаются следующие сущности:

Происшествие – основная сущность, которая будет хранить информацию о самом происшествии и будет связана с другими сущностями, которые более детально описывают данное происшествие.

Тип происшествий – сущность-справочник, позволяющий классифицировать происшествия.

Сотрудник – сущность, описывающая сотрудника предприятия. Предполагается на предприятии наличие кадровой базы данных, где можно получить информацию о каждом сотруднике (ФИО, должность, стаж работы и другую информацию, которая могла бы в полной мере описать сотрудника).

Происшествие-сотрудник – данная сущность является связующей между происшествием и сотрудниками предприятия, которые были к нему причастны.

Место происшествия – сущность описывает локацию, где произошло происшествие.

Справочник травм – сущность-справочник, который содержит виды травм от происшествий, в том числе, летальный исход.

Происшествие-сотрудник-травма – сущность, которая связывает вместе произошедшее происшествие, сотрудника, который в нем пострадал, и типы полученных им травм.

Ущерб – сущность, которая описывает один из видов ущерба, нанесенного происшествием. В данной сущности можно хранить и данные о сумме понесенных расходов.

Происшествие-ущерб – сущность, которая связывает между собой происшествие и потери, им нанесенные; в одном происшествие может быть множественный ущерб (разрушение объектов, выход из строя механизмов, нетрудоспособность сотрудника и пр.).

Причина – сущность-справочник, общий классификатор возможных причин происшествий.

Происшествие-причина – сущность, связывающая конкретное происшествие и причины, которые к нему привели.

Документы – сущность, которая хранит документацию по происшествию.

Документ-происшествие – сущность, связывающая происшествие, и пакет документов по нему.

Мероприятие – сущность, которая хранит информацию о необходимых мероприятиях, по предупреждению происшествий.

Происшествие-мероприятие – сущность, которая связывает происшествия и проведенные по ним мероприятия.

На рис. 1 показана концептуальная модель базы данных. Имея базу, в которую будут внесены данные о множествах происшествий, можно посредством связей этих данных между собой построить логические цепочки взаимосвязей событий, причин, которые к ним привели, и участников. Пример использования модели – выявлены 10 аварий на одном участке дороги. Просмотрев причины, можно увидеть в каждой аварии «некачественный участок дороги», «водитель не справился с управлением». Вывод о ремонте участка напрашивается сам собой, но можно сделать другие запросы и просмотреть через кадровую базу стаж работы каждого водителя, попавшего в аварию, и провести взаимосвязь с опытом работы водителя. Возможно, на время, пока участок дороги не будет отремонтирован, пускать по нему более опытных водителей.

Данная модель позволит выявлять причины и часто происходящих процессов (события, которые происходят раз в неделю, месяц, несколько месяцев, в которых легко проследить закономерности без каких-либо систем; фактор, их вызывающий, зачастую прост и понятен), и редко происходящих процессов (долговременные процессы, происходящие раз в год или несколько лет, на первый взгляд, никак между собой не связанные).

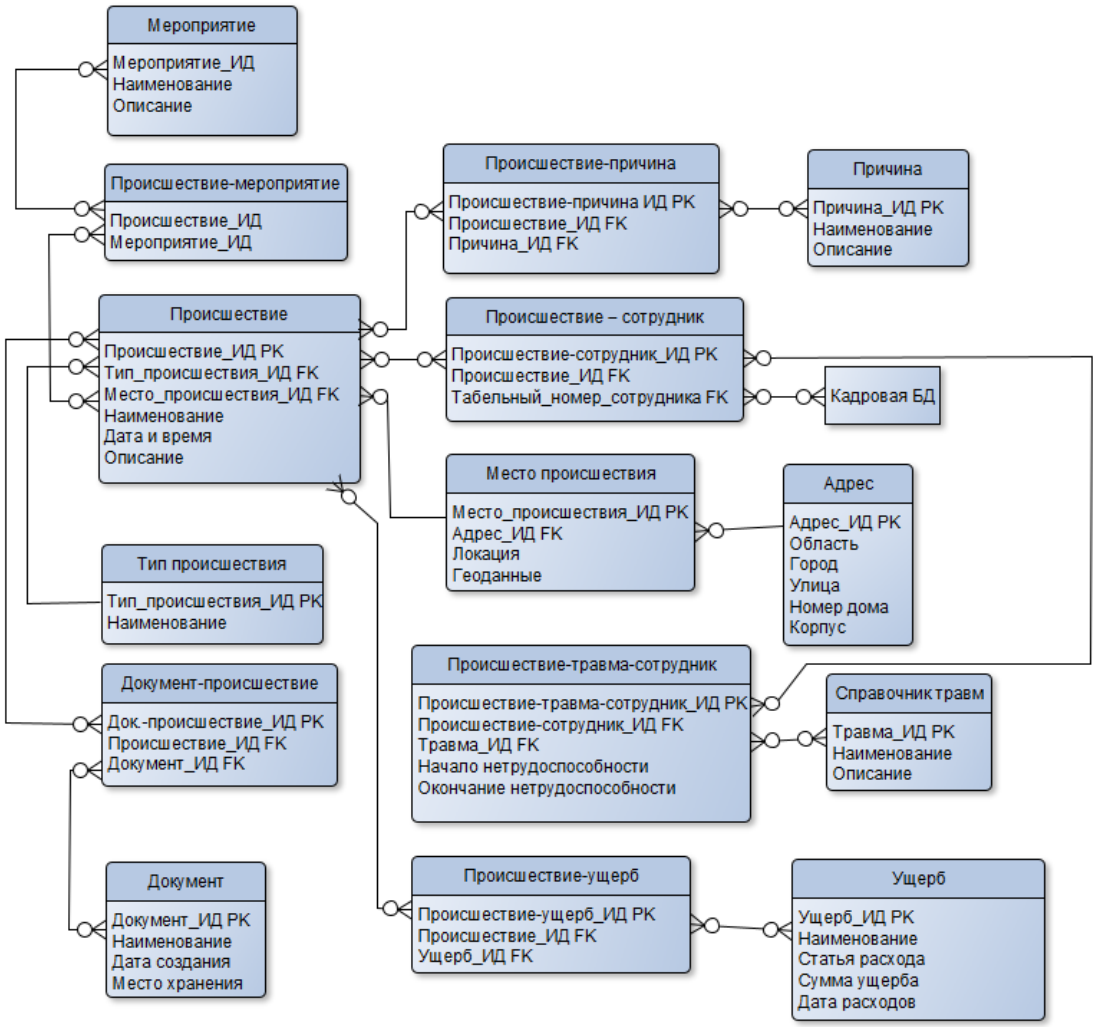


Рис. 1. Концептуальная модель базы данных

Стоит отметить, что качество анализа модели и накопленных данных будет зависеть от квалификации аналитика и построенных им алгоритмов обработки информации, но сама модель позволит получить необходимые данные.

Таким образом, построенная модель поможет рассмотреть происшествие более детально, уже на этапе внесения данных позволит провести их структуризацию и краткий анализ, выявить подобные типы происшествий и причины, которые к ним привели. Данная модель – динамически расширяемая и при необходимости ее можно дополнить новыми сущностями – чем выше детализация модели, тем более точную информацию о реальном объекте она несет.

Литература

1. *Кузнецова Е.А.* Методы расследования происшествий и аварий в линейных и нелинейных системах // Экономика, предпринимательство и право. 2020. Т. 10, № 12. С. 3149–3176. https://doi.org/10.18334/epp.10.12.111379

Методические аспекты оценки эффективности внедрения цифровых технологий в нефтегазовой области

Жбанова Ю.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: uliya1123@mail.ru

Аннотация. Инновационная активность предприятия, в том числе в нефтегазовой отрасли, это один из основных факторов его успеха. Опыт зарубежных и российских нефтегазовых компаний доказывает эффективность внедрения и использования результатов цифровизации.
Ключевые слова: цифровизация, цифровая трансформация, автоматизация, нефтегазовая отрасль, инновационная деятельность, экономическая эффективность.

Нефтегазовый сектор, который объективно считается одним из наиболее финансово обеспеченных в экономике нашей страны, быстрее, чем другие отрасли, начал внедрение и развитие инновационных технологий, в том числе цифровых. На данный момент предприятиям нефтегазовой отрасли приходится вести инновационную деятельность в таких условиях энергетического рынка, которые, с одной стороны, представляют значительную угрозу экономике государства, с другой стороны, могут являться драйвером развития отраслей.

Есть ряд основных факторов, под влиянием которых формируются результаты функционирования предприятий нефтегазового сектора в мире:

– рост рисков и издержек в процессе освоения месторождений и добычи сырья в связи с объективным усложнением условий работ;

– формирование системы новых интересов в экономической сфере и целей;

– ведение производственной деятельности компаний в изменяющихся условиях конъюнктуры рынка;

– изменения доли на глобальных и региональных рынках и др.

Сейчас в отрасли на первый план выходят вопросы импортозамещения и технологического развития, при ответе на которые требуется согласованная работа органов государственной власти и компаний топливно-энергетического комплекса.

Стоит отметить, что ряд мер, направленных на импортозамещение, был принят еще в 2014 г., когда иностранные компании ввели санкции на поставки высокотехнологичного оборудования для топливно-энергетического комплекса (ТЭК). С того момента зависимость от поставок оборудования из других стран сократилась практически вдвое [1]. Растет доля отечественного оборудования в общем объеме эксплуатируемого: доля паровых турбин – 88%, трансформаторов – 54%, выключателей – 73%. Показатель для газовых турбин остается относительно низким – 40%. Динамика импортозамещения в отрасли положительная [2].

С учетом действующего на рынке механизма привлечения необходимых инвестиций в модернизацию тепловых электростанций, внедряется максимальная (до 100%) локализация производства и использования основного энергетического оборудования. Уже сейчас заводы-производители могут обеспечить предприятия необходимым оборудованием и производить качественные аналоги практически для всех выключателей иностранного производства. Компании

могут закупить у отечественных производителей интеллектуальные системы управления электросетевым хозяйством, в том числе автоматизированные системы управления технологическими процессами, их электронные и программные компоненты.

Важность интеллектуализации и цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса определена в проекте «Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года» [3].

Цифровизация включает широкий спектр технологий, таких как: разработка цифровых двойников, программных продуктов, установка облачных сервисов, удаленная диагностика состояния и работоспособности технических средств и т. д.

Чтобы добиться успеха, несмотря на условия неопределенности, рост волатильности цен и сокращение маржи, компаниям нефтегазовой, угольной и электроэнергетической отраслей необходимо модернизировать сложные IT-процессы, что возможно благодаря применению цифровых технологий. Многие компании уже сегодня внедряют в свою деятельность инновационные решения нового времени и используют технологии, которые позволяют быстро и качественно запускать новые проекты и улучшать работу имеющихся активов, что повышает экономическую эффективность деятельности предприятий. Например, широкое распространение получил переход к цифровой модели производства и созданию Smart Factory («интеллектуальной фабрики»), которую многие компании уже закрепили в своих стратегиях.

Массовое внедрение цифровых технологий в российский ТЭК обеспечит прирост добычи углеводородов на 100 млн т уже в среднесрочной перспективе (ближайшие 3–5 лет). Автоматизация отрасли и внедрение новых технологических процессов позволит предложить отрасли более 50 тыс. рабочих мест и уменьшить число несчастных случаев на 30%. [4]

Крупнейшие нефтяные компании по всему миру переходят на использование «цифровых» технологий: Shell и Total используют роботов, Statoil – 3D-визуализацию, Chevron и Shell – дроны. Обнаружение утечек на нефтепроводах Chevron в настоящее время осуществляется с помощью видеоаналитических устройств, а в компании BP реализуется масштабный проект, связанный с использованием промышленного Интернета вещей на морских производственных платформах. В 2018 г. BP присоединилась к Enterprise Ethereum Alliance, деятельность которого направлена, среди прочего, на распространение смарт-контрактов в корпорациях. Так и технология блокчейн нашла свое применение в нефтяной отрасли [5].

Среди российских ведущих нефтегазовых компаний, которые преуспели в освоении цифровых технологий, можно назвать «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и «Газпром нефть», реализующие проекты в области цифровых двойников и промышленного Интернета, сотрудничая как с отечественными (например, платформа Tarantool Mail.ru), так и зарубежными (платформа Predix GE) вендорами[1].

Все эти технологии обеспечивают «интеллектуализацию» процесса добычи, транспортировки и переработки нефти. Наличие интеллекта в любой сложной системе, будь то биологическая (человеческая) или даже инженерная (скважина, нефтяное месторождение, нефтепроводы и т. д.), подразумевает возможность и доступность независимого регулирования и оптимизации множества внутренних параметров ее функционирования [6].

[1] Вендор – поставщик, который продает и продвигает товары и услуги под собственным брендом или торговой маркой (*прим. ред.*).

Отсюда и необходимость внедрения так называемых «интеллектуальных» технологий на предприятиях нефтяной промышленности. Они требуются, в первую очередь, для увеличения эффективности использования растущего фонда скважин, снижения эксплуатационных расходов, а также для повышения темпов добычи и увеличения ее объемов. Все эти показателя оказывают значительные влияние на рост экономической эффективности предприятий отрасли. Таким образом, потребность внедрения и применения цифровых технологий в нефтегазовом секторе с каждым годом растет.

Литература

1. *Румянцева Е.Е*. Новая экономическая энциклопедия. М.: ИНФРА-М, 2005. 724 с.
2. *Козлова Д.В., Пигарев Д.Ю.* Интеллектуальная добыча. Почему России необходимо изменить подход к государственному стимулированию отрасли // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 7(79). С. 32–39.
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года. Утверждена решением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р. http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf (Дата обращения 09.11.2022).
4. Анализ проникновения цифровых систем и платформенных решений различной функциональности и степени интеграции в ключевых организациях ТЭК: Отчет Ernst & Young, 2019. 59 с. https://in.minenergo.gov.ru/upload/iblock/971/971c417247ad76e15c6d3b910dc9dcca.pdf (Дата обращения 09.11.2022).
5. Обзор главных энергетических вызовов и приоритетов 2022. Лондон: Мировой энергетический совет, 2022. 30 с. https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEIM2022_-_Global_%28Russian%29.pdf (Дата обращения 09.11.2022).
6. *Жданюк А.Б., Череповицын А.Е.* Оценка возможности применения интеллектуальных технологий нефтегазовыми компаниями // Неделя науки СПбПУ: Материалы научной конференции с международным участием. Ч. 1. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2017. С. 33–35.

Оптимизация работы газокомпрессорной станции и системы подготовки с помощью модели площадного объекта (на примере объекта ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

Карамли Шахин Сардар оглы [1]*, Сергеев А.А. [2]
1 – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», РФ, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62
2 – ООО «РФ, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, д.3а ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
E-mail: *Shakhin.Karamli@lp.lukoil.com

Аннотация. Авторами с помощью специализированного программного обеспечения была построена модель газокомпрессорной станции и установки осушки попутного нефтяного газа с целью оптимизации технологического режима работы оборудования. По результатам проведенной работы по построению, настройке и анализу фактических данных был подобран оптимальный режим работы газокомпрессорной станции и установки осушки попутного нефтяного газа, который способствует сокращению потребления электроэнергии компрессорным оборудованием, снижает расход абсорбента в установке осушки попутного нефтяного газа и повышает качество подготовки газа для потребителей. Сформированы рекомендации по повышению эффективности работы оборудования.
Ключевые слова: газокомпрессорная станция, установка осушки попутного нефтяного газа, цифровые технологии.

Газокомпрессорная станция (ГКС) «Чашкино» – один из ключевых объектов транспорта и подготовки газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Площадной объект содержит в себе целый комплекс оборудования (сепарационного, массообменного, теплообменного и компрессорного), включая три-этиленгликолевую систему осушки попутного нефтяного газа.

При проектировании установки осушки попутного нефтяного газа (УОПНГ) на ГКС «Чашкино» планируемая мощность объекта по газу составляла 19000 м^3/ч, фактически достигаемые объемы транспорта газа достигают 27000 м^3/ч. Это сказывается на качестве подготовки (высокое содержание влаги в газе, до 8–10 г/м3), ресурсе эксплуатируемого оборудования и несет соответствующие риски.

Одним из ключевых инструментов оптимизации производственных процессов являются цифровые технологии. В настоящее время в мировом нефтегазовом секторе активно внедряются технологии «Smart Field» («умное месторождение»), интегрированное моделирование, цифровые двойники нефтяных и газовых залежей, цифровые модели системы транспорта углеводородов. Одним из инструментов комплексного цифрового подхода к оптимизации технологических процессов является модель площадного объекта – цифровой двойник установок сбора, транспорта, подготовки и переработки нефти и газа. Для построения модели газокомпрессорной станции использовалось программное обеспечение «UniSim Design» Honeywell. По результатам проведенной работы по построению модели ГКС «Чашкино», ее настройке и анализу фактических данных был подобран оптимальный режим работы газокомпрессорной станции и установки осушки попутного нефтяного газа, который способствует сокращению потребления электроэнергии компрессорным оборудованием, снижает расход абсорбента в УОПНГ и при этом повышает качество подготовки газа для потребителей.

Актуальные вопросы информатизации сферы закупок

Красюк П.П.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: ppkrasyuk@gmail.com

Аннотация. В работе рассматриваются актуальные вопросы сферы закупок, связанные с внедрением новых информационных технологий: анализа больших данных, роботизации и автоматизации, интернета вещей, технологии блокчейн, смарт-контрактов. Показаны их влияние и непосредственная ценность для контрактной системы, в том числе в нефтегазовой отрасли.
Ключевые слова: закупки, информационные технологии, анализ больших данных, роботизация, автоматизация, интернет вещей, технология блокчейн, смарт-контракты.

Контрактная система в сфере закупок получила значительное развитие за прошедшие десятилетия. Наиболее характерным направлением явилась тотальная цифровизация и цифровая трансформация как непосредственно рассматриваемой сферы, так и общественно-экономических отношений в целом. Изменения начались с «оцифровки» производственных процессов закупочной деятельности, в ходе которой были обеспечены преимущества закупок в электронной форме – повышение скорости операций, снижение транзакционных издержек и, как следствие, повышение общей эффективности системы.

Цифровизация предоставила множество возможностей сбора и обработки информации, ее совместного использования и анализа различными субъектами контрактной системы. Это породило новую парадигму хозяйствования, которая может функционировать в режиме реального времени и объединять различных акторов в диверсифицированные социальные сети, интегрирующие подавляющее большинство производственных процессов, субъектов и систем информационно-телекоммуникационных технологий на разных этапах процессов планирования и хозяйствования – включая закупки, сбыт, производство, маркетинг. Процесс закупок состоит из ряда сложных взаимозависимых мероприятий, включающих в себя, в том числе, выявление потребности, разработку технической документации, отбор поставщиков и контрактацию. Затраты на закупки в некоторых случаях могут превышать 80% общих затрат, что отражает потребность организации в побуждении контрактной службы (отдела закупок) к инновациям и встраиванию в цепочку ценности этой организации. Закупки перестали быть разрозненным набором изолированных элементарных атомарных действий. Среди факторов, которые необходимо учитывать при осуществлении закупочной деятельности, принято выделять: продолжительность контрактации, надежность контрагентов, затраты человеческих ресурсов, трудоемкость принятия решений, охват и доступность поставщиков, тактику и стратегию ведения переговоров, риски хозяйствования, контроль и мониторинг результатов закупочной деятельности.

В настоящее время сложилась ситуация неопределенности принятия решений в части контрактной системы вследствие большого объема информации, доступной и потенциально доступной организации. Указанная информация является фундаментальной для закупочной деятельности и включает, во-первых, сведения об окружении – сбор, обработку, анализ, распространение информации, во-вторых, взаимодействие с контрагентами – действия, непосредственно связанные с совершением закупки. Все вышеизложенное приводит к выводу о

необходимости по мере развития информационных технологий имплементировать их с целью снижения рисков и повышения эффективности. Рассмотрим некоторые из таких решений [1].

Анализ больших данных. В ходе хозяйственной деятельности организации нецеленаправленно создают огромный объем информации. Сами по себе, когда эта информация не используется вовсе, или не используется в полном объеме, большие данные имеют незначительную ценность. Организации неспособны извлечь выгоду и почерпнуть новые идеи, если данные остаются неструктурированными и разрозненными. Концепция больших данных направлена на улучшение возможностей хозяйствующего субъекта и повышение скорости принятия решений. Методы обработки больших данных включают ряд технологий, которые позволяют обрабатывать, структурировать и анализировать данные различными способами для их дальнейшего использования.

Специфические потребности различных организаций привели к спорадической автоматизации и несовместимости систем, что затрудняет обмен данными и информацией, лежащими в основе решений о закупках. Инструменты обработки больших данных обеспечивают организациям возможность превращения неструктурированной информации о прошлых контрактациях и операциях в данные, позволяющие принимать более точные и обоснованные решения, в том числе прибегая к прогнозированию. Анализ больших данных раскрывает скрытую ценность функции закупок.

Роботизация и автоматизация тривиальных процессов и функций рассматриваются как одна из возможностей развития. Такие технологии могут ускорить существующие инструменты закупок за счет автоматизации транзакционных процессов, повышения точности, снижения числа ошибок и позволяя лицам, принимающим решения, сосредоточиться на сопряженных стратегических проблемах. Помимо этого, комбинированное использование робототехники вместе с искусственным интеллектом и машинным обучением может внести значительные усовершенствования в управление цепочками поставок. Технологии, в том числе оптическое распознавание текстов и механизмы машинного обучения, могут позволить классифицировать неструктурированные сведения о расходах и затратах, контрактах и данные поставщиков, а также извлечь и обработать необходимую информацию.

Интернет вещей, как динамично развивающаяся концепция комплекса устройств сбора и обработки данных, а также программного обеспечения для их анализа, объединенных в единую сеть посредством различных аппаратных средств, то есть посредством соединения физических объектов (в том числе беспроводным образом), предполагает использование датчиков (RFID-меток, датчиков окружающей среды, GPS-модулей, NFC-модулей и т. д.), воздействующих устройств, технологий передачи данных, которые позволяют идентифицировать физические объекты, отслеживать, координировать и контролировать их движение и поведение с помощью программных средств и информационных систем. Все это приводит к существенному увеличению объема доступной информации, пригодной для целей управления и принятия тех или иных решений, и, как следствие, позволяет совершенствовать функцию закупок. Определенные закупочные операции могут быть автоматизированы благодаря системному и непрерывному анализу входящего потока информации от источников сбора данных, отслеживанию движения товаров, их состояния, уровня запасов, упрощению их инвентаризации. Таким образом, рассматриваемая технология позволяет снизить риски, уменьшить вероятность различных противоправных действий, улучшить взаимодействие и консолидированность между структурными подразделениями организации. Применение технологий интернета вещей может

привести к существенной трансформации контрактной системы из того состояния, в котором мы ее знаем сегодня.

Технология блокчейн все чаще встречается в различных сферах хозяйствования, и закупочная функция не является исключением. С технической точки зрения она представляет собой открытый децентрализованный распределенный реестр, применяющийся для создания доверенной одноранговой сети обмена информацией между множеством компьютерных узлов (или «нод»). Основные три компоненты технологии: смарт-контракты, криптография и технология распределенного реестра. Технология блокчейн фиксирует и шифрует транзакции, которые являются неизменяемыми, имеют временну́ю метку и распределяются между узлами. Такие транзакции группируются в пакеты, называемые блоками, при этом последующие транзакции имеют как свою собственную хеш-сумму, так и хеш-сумму предыдущего блока. Помимо того, что технология блокчейн широко известна своим применением в системе криптовалют, она открывает возможности для повышения целостности различных распределенных систем. Так, использование технологии блокчейн, в том числе смарт-контрактов, позволяет автоматизировать и верифицировать определенные закупочные операции.

Одно из очевидных применений технологии блокчейн в закупках исходит из того, что она позволяет различным элементам цепочки поставок, участвующим в процессе закупок, получать доступ к неизменной, защищенной и совместно используемой информации. Технология блокчейн может упростить процесс закупок, начиная от этапа выбора поставщиков до получения товаров и осуществления взаиморасчетов. Приведем некоторые конкретные примеры: этап отбора поставщика – сведения о поставщике, его квалификации, надежности и т. д.; этап переговоров с контрагентами – целостность информации и документации; этап отгрузки, перевалки и складирования – информация о достоверных логистических операциях; этап управления контрактами – применение смарт-контрактов; этап оплаты – предоставление достоверной информации о платежах.

Кроме того, технология блокчейн изменяет способ внедрения цифровизации в цепочках поставок и информации о движении товаров. Обычно, информация о товаре передается в смешанной форме – частично на бумажных носителях, частично в электронной форме. При каждом переходе от одного участника цепочки поставок к другому товару и, соответственно, товаросопроводительной документации, указанная документация, как на бумажном носителе, так и в электронной форме, подвергается риску несанкционированного изменения и доступа, т. е. риску подделки, фальсификации, кражи или банальной неумелой обработки конечными исполнителями. Технология блокчейн может обеспечить обмен достоверной информации о движении товара, гарантиях, характеристиках и т. д. в неподлежащем изменению виде, с временны́ми отметками, верифицированной всеми участниками цепочки поставок и доступной для всех заинтересованных лиц в любой конкретный период времени.

Так называемые *«смарт-контракты»*, начавшие применять технологию блокчейн за десятилетие до первых криптовалют в 1994 г., представляют, по сути, протокол компьютерных транзакций, который исполняет условия контракта, причем условия договора оцифровываются и могут быть исполнены с помощью технологии блокчейн в автоматизированном режиме при соблюдении предопределенных условий. Иначе, их можно рассматривать как сценарии, хранящиеся с использованием технологии блокчейн, выполнения определенных действий, к примеру, транзакции денежных средств, передачи заданной информации.

С точки зрения сферы закупок смарт-контракты являются описанием производственных процессов в сфере закупок. С использованием указанных средств возможна автоматизация процессов вне контура организации, при этом обеспечивая безопасность, надежность и, с технической точки зрения, децентрализованность. Хорошим применением может являться поставка товаров; смарт-контракт гарантирует оплату только при выполнении определенных условий – в данном случае экспедитор должен подтвердить доставку в надлежащем состоянии и с заранее определенными условиями [2].

В отношении управления контрактами внедрение технологии блокчейн в автоматизацию контрактов позволяет снизить издержки, связанные с административными расходами, согласованием и техническими ошибками. Права собственности на имущество могут, при наличии соответствующих правовых оснований, переходить от одной стороны договора к другой в рамках исполнения смарт-контрактов. Соответствующие неизменяемые, подтверждаемые, что обеспечено технологией блокчейн, данные могут быть использованы для проверки соблюдения условий договоров; а также для обеспечения безопасных, гарантированных взаиморасчетов между сторонами договоров, учитывая соответствующие нормативные и технические ограничения. Кроме того, такие расчеты могут быть совершены с более низкой комиссией, так как технология блокчейн обеспечивает передачу и получение транзакций от одной стороны к другой без привлечения посредников того или иного рода.

Нефтегазовая отрасль экономики страны не является исключением из описанных тенденций. Проекты, направленные на повышение производительности труда и эффективности включают, к примеру: «Интеллектуальные месторождения», «смарт-контракты и технологическая эффективность», «Сервисное обслуживание и ремонт трубопроводов», «Роботизация бизнес-процессов» [3].

Темпы внедрения технологических инноваций, разрушающих и нарушающих привычные цепочки поставок, увеличиваются. Между тем, указанные технологии нельзя считать панацеей. Как отмечалось ранее, технологию блокчейн, к примеру, следует рассматривать не как технологию как таковую, а как инструмент, который позволяет решить конкретную задачу в конкретных условиях в сочетании с другими инструментами.

Литература

1. *Rejeb A., Sűle E., Keogh J.G.* Exploring new technologies in procurement // Transport & Logistics: The International Journal. 2018. Vol. 18, No. 45. P. 76–86.

2. *Бижоев Б.М.* Основы интеллектуальной контрактной системы в сфере государственных закупок // Journal of Economic Regulation. 2018. № 1. С. 110–122. https://doi.org/10.17835/2078-5429.2018.9.1.110-122

3. *Будяков А.Н., Тасуева Т.С.* Особенности закупок средств производства в нефтегазовой отрасли России // Вестник Ростовского государственного экономического университета (РИНХ). 2020. № 2(70). С. 95–101.

Проблемы эффективности налогового контроля в условиях цифровизации экономики

Куконкова А.М.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: kukonkova2015@yandex.ru

Аннотация. Проблемы эффективности налогового контроля привлекают особое внимание исследователей в связи с нестабильностью мировой экономики и возрастающим оттоком денежных средств в теневую экономику. Одним из эффективных инструментов регулирования движения денежных потоков остается контрольная деятельность налоговых органов. Принимая во внимание тот факт, что развитие цифровой экономики способствует расширению возможностей и появлению новых механизмов взаимодействия, органы налогового контроля разрабатывают высокотехнологичные платформы, позволяющие повысить прозрачность и эффективность налогообложения.
Ключевые слова: налоговый контроль, налоговое администрирование, налоговые органы, цифровизация, налоговый мониторинг.

Федеральная налоговая служба (ФНС) России активно развивается в условиях цифровизации экономики, что в свою очередь способствует пополнению консолидированного бюджета РФ и предоставляет налогоплательщикам удобный сервис по взаимодействию с контролирующим органом. В результате внедрения высокоэффективной системы электронных сервисов, в последние годы мы видим положительную тенденцию поступления налоговых платежей в бюджеты всех уровней. Так, в 2019 г. в консолидированный бюджет РФ поступило 29,8 трлн рублей, что на 7,32% больше предшествующего периода [1]. В 2020 г., несмотря на условия пандемии и всемирную изоляцию, доходы бюджета сократились всего лишь на 5,25%, при этом по отдельным видам налогов поступления увеличились. В 2021 г. поступления в консолидированный бюджет РФ увеличились на 29,82%. Исходя из вышеизложенного, можно заметить, что система налогового администрирования в России обеспечивает пополнение бюджетов всех уровней, обеспечивая при этом экономический рост и социально-экономическое развитие государства.

Важно заметить, что для эффективного функционирования системы налогового администрирования недостаточно только внедрения электронных платформ по уплате налогов и сборов, цифровые сервисы должны обеспечивать баланс как интересов государства, так и налогоплательщиков. Учитывая данный факт, к функциям налогового администрирования можно отнести:

- повышение доверия и уровня открытости между государством и гражданами;
- обеспечение пополнения доходной части бюджетов всех уровней;
- снижение нагрузки на налоговые инспекции;
- повышение качества налогового контроля.

ФНС России по праву считается одним из самых технологичных федеральных ведомств. В основе ее работы лежит автоматизированная информационная система (АИС) «Налог-3», с помощью которой на сегодняшний день автоматизировано 442 процесса [2, 3]. К основным

инструментам цифрового налогового администрирования в России относятся:

1) ПК «АСК НДС-2» (программный комплекс автоматизированного контроля за налогом на добавленную стоимость, вторая версия);
2) «АСК ККТ» (автоматизированная система контроля применения контрольно-кассовой техники);
3) сервис «Налоговый калькулятор»;
4) сервис «Прозрачный бизнес;
5) налог на профессиональную деятельность;
6) налоговый мониторинг.

АИС «Налог-3» – часть процесса цифровой трансформации всех налоговых органов. Это централизованная система, которая аккумулирует всю информацию, необходимую для работы ФНС в единой базе данных. АИС «Налог-3» позволяет организовать единое рабочее пространство для всех территориально и организационно распределенных пользователей, создавать центры компетенций и обеспечивать обслуживание системы по всей стране.

АСК НДС-2 – сервис ФНС, который помогает находить ошибки в декларациях, выявлять рискованные операции, определять незаконные вычеты по НДС. Аналитический функционал системы постоянно совершенствуется с целью выявления рисковых, нереальных операций, которые используются для определения схем уклонения от уплаты НДС.

АСК «ККТ» является частью автоматизированной информационной системы «Налог-3», которая позволяет в онлайн-режиме отследить все розничные продажи, тем самым снизив административную нагрузку с органов налогового контроля [4].

Сервис «Налоговый калькулятор» – это платформа, позволяющая рассчитать примерную сумму налога, подлежащего к уплате в бюджет. Расчет суммы налога в связи с применением патентной системы налогообложения по интересующему виду деятельности будет осуществляться на дату получения информации от субъекта Российской Федерации.

Сервис «Прозрачный бизнес» – проект, с помощью которого любой желающий может получить информацию о конкретном налогоплательщике, а также имеющейся у него сумме долга по налоговым отчислениям, начисленных пенях. Сервис «Налоговый калькулятор» является одним из инструментов сервиса «Прозрачный бизнес».

Налог на профессиональный доход является экспериментальным сервисом цифровизации налогового администрирования. Специальный налоговый режим, налогоплательщиками которого признаются физические лица, в том числе ИП, применяется на территории всей страны.

Введение цифровых сервисов в России значительно повысило эффективность работы Федеральной налоговой службы. По данным на январь 2022 г. уровень удовлетворенности граждан качеством предоставления государственных услуг ФНС России составил 99,51%, при суммарном количестве обращений более 12,4 млн [5, 6]. Также стоит отметить и рост поступлений налоговых доходов в бюджет.

В рамках решения проблем эффективности налогового контроля как основной формы налогового администрирования необходимо рассмотреть еще один инструмент – налоговый мониторинг – система, по которой ФНС отслеживает деятельность организации через онлайн-доступ ко всей ее финансовой документации и бухгалтерии.

Налоговый мониторинг стал важным этапом цифровой трансформации органов

государственного контроля. Теперь для того, чтобы анализировать деятельность предприятий, налоговой службе не нужно проводить камеральные проверки. Достаточно наблюдать за процессами с помощью определенного алгоритма и обращать пристальное внимание только на операции, которые выглядят подозрительными [7, 8].

На взгляд автора, система налогового мониторинга позволяет решать сразу несколько задач, поставленных перед налоговой службой: повышение уровня прозрачности бизнеса и уровня доверия налогоплательщиков. По данным на 2021 г. к проекту подключились 209 компаний, что в 2,2 раза выше, чем в предшествующем периоде. За последние 6 лет количество выездных проверок снизилось с 30662 в 2015 г. до 8120 в 2021 г., при этом выросла доля поступлений в результате добровольного уточнения налоговых обязательств и повышения уровня налоговой дисциплины – с 11,7% до 52,2% за аналогичный временной промежуток.

Подводя итог, стоит отметить, что сегодня налоговое администрирование – это не просто служба по контролю исполнения налогового законодательства, а целая система, удовлетворяющая интересам общества и государства. Взаимодействие контрольных органов с налогоплательщиками также выходит на новый уровень, где повышается прозрачность бизнеса, растет доверие налогоплательщиков и вместе с тем снижается административная нагрузка на налоговые органы. Налоговый контроль сегодня – это современная высокотехнологичная служба, позволяющая в условиях онлайн проверить компанию на соблюдение налогового законодательства.

Литература

1. *Бадеева Е.А., Машкина А.А., Нагаева А.Н.* Современные тенденции и перспективы развития налогового мониторинга в России // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. 2020. № 1(33). С. 24–36. https://doi.org/10.21685/2227-8486-2020-1-2

2. *Березина Е.В., Баландина А.С., Беломытцева О.С.* Налоговый мониторинг как способ цифровизации налогового администрирования в российской Федерации // Налоги и налогообложение. 2020. № 2. С. 18–39. https://doi.org/10.7256/2454-065X.2020.2.32689

3. *Сидорова Е.Ю.* Эффективное налоговое администрирование как основа обеспечения экономического роста // Научные записки молодых исследователей. 2021. Т. 9, № 6. С. 37–46.

4. *Водопьянова В.А., Горлова В.В.* Совершенствование налогового контроля как основной формы налогового администрирования в РФ // Азимут научных исследований: экономика и управление. 2020. Т. 9, № 3(32). С. 127–130. https://doi.org/10.26140/anie-2020-0903-0027

5. *Орлов С.Н., Федотова Ю.В.* Эффективность налогового администрирования // Россия: тенденции и перспективы развития. 2020. № 15-2. С. 473–478.

6. *Реунова Л.В., Мамиёк Л.А., Пригода Л.В., Паладова Т.А.* Развитие налогового контроля в условиях цифровизации экономики // Новые технологии. 2021. Т. 17, № 4. С. 103–110. https://doi.org/10.47370/2072-0920-2021-17-4-103-110

7. *Осипова Е.С.* Оценка эффективности выездного налогового контроля на основе оптимальной системы качественных показателей // Власть и управление на Востоке России. 2021. № 3(96). С. 70–77. https://doi.org/10.22394/1818-4049-2021-96-3-70-77

8. *Симонова Н.Ю., Ан Ю.Н., Иванова Е.В.* Совершенствование методики оценки качества налогового администрирования // Вестник Сибирского института бизнеса и информационных технологий. 2020. № 3(35). С. 97–103. https://doi.org/10.24411/2225-8264-2020-10053

О подходах к обеспечению информационной безопасности цифровых двойников

Лазорин Д.С.*, Правиков Д.И.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *lazorindanya@yandex.ru

Аннотация. Научная работа посвящена рассмотрению существующих подходов к обеспечению информационной безопасности цифровых двойников и формулированию предложений по выбору средств противодействия различным угрозам, прежде всего искажения цифрового двойника. Показано, что ни один из существующих подходов и методов не обеспечивает полноценной безопасности цифровых двойников. Предложена реализация комплексного подхода для обеспечения безопасности цифровых двойников в рамках актуальных для них специфических моделей угроз и нарушителя.
Ключевые слова: цифровой двойник, цифровизация, информационная безопасность, модель угроз и нарушителя, компьютерная модель, многоуровневая система, цифровой сертификат, шифрование данных, криптографические алгоритмы, машинное обучение, токенизация.

Понятие «цифровой двойник» в настоящее время прочно заняло позиции в современных цифровых технологиях. Данный термин достаточно широк и в первом приближении описывает математическую или компьютерную имитационную модель, связанную с физическим объектом потоками передачи информации, которая может быть отчуждена или отделена от исходного объекта в целях воспроизведения его функционирования или выполнения действий с указанным объектом. Одной из наиболее острых является проблема информационной безопасности цифровых двойников. Вместе с имитацией процессов функционирования объектов физического мира при помощи данной технологии появляется возможность их контролировать, следовательно, не допускать наступления негативных событий. Приоритетной задачей становится обеспечение информационной безопасности организаций и технологических процессов, использующих технологию цифровых двойников.

Авторами были проанализированы актуальные источники ([1–6] и др.) и определены основные подходы и методы обеспечения информационной безопасности, которые могут быть применены к технологии цифровых двойников. Для каждого из них проведено краткое описание, изложена конструктивная критика данных подходов и методов.

Проведенный анализ существующих подходов к обеспечению информационной безопасности цифровых двойников позволяет сделать вывод, что практически ни один из предложенных способов в отдельности не обеспечивает комплексной безопасности в рамках актуальных для цифровых двойников моделей угроз и нарушителя. Использование технологий распределенных реестров, метода иерархической токенизации, цифровых сертификатов, многоуровневого шифрования, машинного обучения и искусственного интеллекта на современном уровне оправданно, но направлено на решение частных задач.

В связи с этим целесообразно развивать методологию обеспечения информационной безопасности цифровых двойников в соответствии с концепцией многоуровневой платформы, поскольку в понятие платформы уже включен комплексный подход и иерархия решений от

низкоуровневых способов защиты канала связи «Физический Объект – Цифровой Двойник» при помощи криптографических алгоритмов до высокоуровневых задач, связанных с проверкой соответствия моделей функционирования цифрового двойника и обеспечения корректности бизнес-процессов, отражаемых цифровым двойником.

При этом отдельные способы обеспечения информационной безопасности могут включать уже готовые решения (например, средства шифрования данных при передаче по каналам связи), а для части методов (направленных, например, на обеспечение соответствия виртуальной модели реальному объекту) необходимо использовать другие средства и подходы, которые будут сформулированы в следующих работах.

Литература

1. *Намиот Д.Е., Покусаев О.Н., Куприяновский В.П., Жабицкий М.Г.* Цифровые двойники и системы дискретно-событийного моделирования // International Journal of Open Information Technologies. 2021. Т. 9, № 2. С. 70–75.

2. Паспорт Программы инновационного развития» ПАО «Газпром» до 2025 года. СПб.: ПАО «Газпром», 2020. 67 с. https://tomsk-tr.gazprom.ru/d/textpage/b7/183/1.-pasport-programmy-innovatsionnogo-razvitiya-pao-gazprom-do-2025-goda.pdf (Дата обращения 13.01.2022).

3. *Воробьев А.В.* Концепция информационного пакетного взаимодействия в многоуровневой системе цифровых двойников // Известия Саратовского университета. Новая серия. Сер. Математика. Механика. Информатика. 2021. Т. 21, Вып. 4. С. 532–543. https://doi.org/10.18500/1816-9791-2021-21-4-532-543

4. *Cassimon T., de Hoog J., Anwar A.* et al. Intelligent data sharing in digital twins: Positioning paper // Lecture Notes in Networks and Systems. 2021. Vol. 158. P. 282–290. https://doi.org/10.1007/978-3-030-61105-7_28

5. *Бытый Д.Э.* Методика многоуровневого шифрования команд для системы управления удалёнными компьютерами // Наукосфера. 2021. № 10-1. С. 92–95.

6. *Правиков Д.И., Глейм А.В., Егоров В.И.* и др. К вопросу о формулировании системного подхода к исследованиям в области цифровых платформ, распределенных реестров и цифровых активов // Вестник современных цифровых технологий. 2021. № 9. С. 5–14.

Критический анализ применения методов нейросетевого моделирования

Мигманов Р.Р.*, Пономарев Р.Ю., Зиазев Р.Р.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: *rrmigmanov@tnnc.rosneft.ru

Актуальность. Различные реализации методов искусственного интеллекта с каждым днем все активнее внедряются в задачах, связанных с прогнозированием и оптимизацией технологических процессов. Нейронные сети позволяют устанавливать всевозможные взаимосвязи между параметрами и в дальнейшем использовать полученную информацию для прогнозирования. Относительная простота вычислительной архитектуры нейронной сети позволяет значительно сокращать время вычисления прогнозных вариантов.

Цель работы: анализ существующих способов применения нейросетевого моделирования и оценка целесообразности их интеграции в задачах управления разработкой месторождений.

Существующие способы применения нейронных сетей в нефтегазовой области. На сегодня имеется широкое разнообразие подходов и способов использования нейронных сетей в нефтедобывающей отрасли [1–6]. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки. Перечислим некоторые из подходов и их особенности:

– Оптимизация режимов закачки в системе поддержания пластового давления (ООО «ТИНГ»): обучающая выборка (фактическая сглаженная динамика) используется для адаптации прокси-модели и дальнейшего расчета оптимальных режимов закачки с целью максимизации дебитов нефти. Подход позволяет сократить объемы попутно добываемой воды за счет оптимизации закачки в системе поддержания пластового давления и оценить степень влияния нагнетательных скважин на добывающие. Однако метод не позволяет оценить энергетическое состояние скважин.

– Оптимизация времени расчета прогнозных вариантов на гидродинамической модели с помощью обученной нейронной сети: обучающей выборкой в этом подходе являются 16 синтетических расчетов на гидродинамической модели (ГДМ) с периодом 10 лет, которые подаются на обучение нейронной сети LSTM. На выходе производится выбор оптимального значения управляющего параметра по скважинам. Использованная LSTM модель устойчиво прогнозирует технологические режимы, а достигнутая точность прогнозирования составляет 1–5% на периоде 10-ти лет. В последующем обученная нейронная сеть позволит решать задачи оперативного управления и оптимизации технологических режимов работы скважин с точностью 3–5% и существенно быстрее ГДМ.

– Прогнозирование эффекта от геолого-технических мероприятий: для обучающей выборки используются: геолого-физическая характеристика призабойной зоны пласта, технологический режим скважин, выработка запасов и энергетика, технология воздействия и дальнейшая эксплуатация. Данные подаются в модель многослойного персептрона для обучения, далее прогнозируется потенциал МИП (методы интенсификации притока). Разработанные модели – «интеллектуальный» фильтр, выделяющий в общем фонде скважин потенциально эффективных кандидатов для дальнейшего анализа. Важно помимо факторов, заложенных в нейронные сети,

учитывать прочие возможные риски при проведении геолого-технических мероприятий.

– Оценка коэффициента извлечения нефти с помощью нейронной сети: для обучения нейронной сети в методике используются свойства нефтяного пласта и насыщающего его флюида. Разработанная модель искусственной нейронной сети (ИНС) показала высокую точность при тестировании на 15 различных геологических объектах, полученная погрешность в два раза ниже, чем для существующих статистических методик оценки коэффициента извлечения нефти (КИН). Также существует возможность использования модели ИНС для расчета КИН при недостатке данных.

Апробация методов нейросетевого моделирования. На основании проведенного анализа предлагается протестировать использование нейросетевого моделирования для решения двух типов задач:

– автоматизация анализа и численная оценка межскважинного влияния;

– прогнозирование технологических показателей скважин.

В первой задаче нейронные сети позволят автоматизировать ручной труд по мониторингу влияния скважин друг на друга и исключить субъективность оценки взаимовлияния скважин путем численной оценки. Во второй задаче – позволят оперативно спрогнозировать динамику промысловых показателей при изменении ряда управляющих факторов и, как следствие, решить задачу рациональной разработки месторождений путем оптимизации управляющих параметров.

При решении такого типа задач чаще всего используются рекуррентные нейронные сети, такие как: RNN (Recurrent neural network), LSTM (Long Short Temp Memory) и GRU (Gates Recurrent Unit). Влияние скважин может происходить с временной задержкой (временной лаг), значение которой может доходить до 6 месяцев. Нейронные сети типа LSTM и GRU позволяют решать такие задачи. В работе апробация методов производится на базе модели LSTM.

В качестве исходных данных для обучения и верификации методов используется синтетическая гидродинамическая модель с 3-мя добывающими и 3-мя нагнетательными скважинами. По 3-м скважинам рассчитаны динамики дебита жидкости и обводненности при постоянном забойном давлении. Приемистость нагнетательных скважин изменялась случайно. Среднее время стабильного значения приемистости составляет 25 дней. Исходные данные: дебит жидкости, обводненность, забойное давление и приемистость.

Пары входных–выходных векторов для обучающей выборки формировались по правилам: входной вектор – динамика изменения промысловых показателей за 5 дней работы скважин, выходной вектор – это значения промысловых показателей на 6-й день (рис. 1).

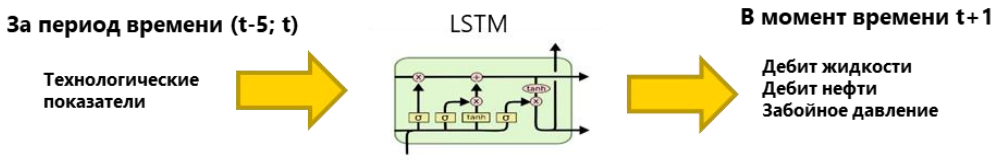


Рис. 1. Схема обучения нейронной сети

Обучение модели производилось за счет модификации весовых коэффициентов для достижения минимального значения loss функции. Данные из обучающей выборки за последние 3 месяца использовались для тестирования прогнозной способности модели.

Прогнозирование рассчитывается с помощью авторегрессии: новые рассчитанные значения

подаются обратно на вход нейронной сети. В режиме авторегрессии была просчитана обучающая выборка (рис. 2). Средняя абсолютная ошибка прогнозирования на этапе обучения составляет 2,55% по дебиту жидкости и 0,13% по обводненности, на этапе предпрогноза – 1,37% по дебиту жидкости и 0,12% по обводненности.

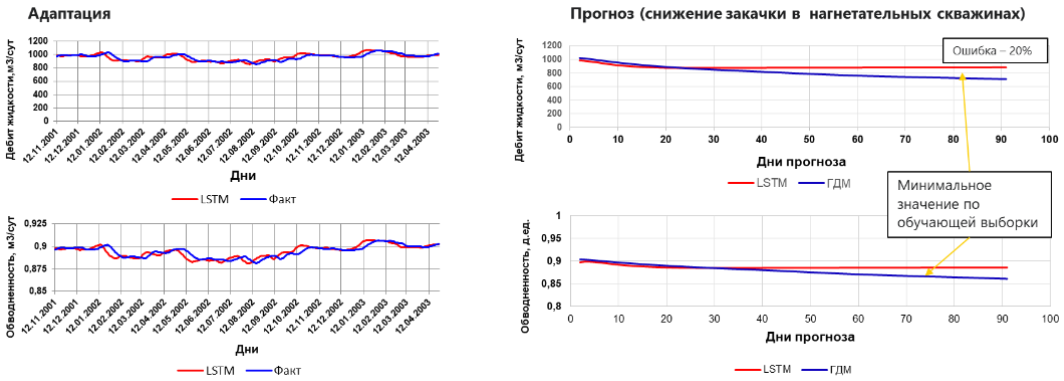


Рис. 1. Анализ качества прогнозирования LSTM

Дальнейшее тестирование прогнозной способности обученной нейронной сети производилось с помощью сопоставления динамики технологических показателей, рассчитанных на прогноз с помощью ГДМ и обученной нейронной сети LSTM (рис. 3). Прогноз рассчитывался на снижение закачки в нагнетательных скважинах, при этом режим закачки выдерживался в нагнетательных скважинах на всем протяжении прогноза.

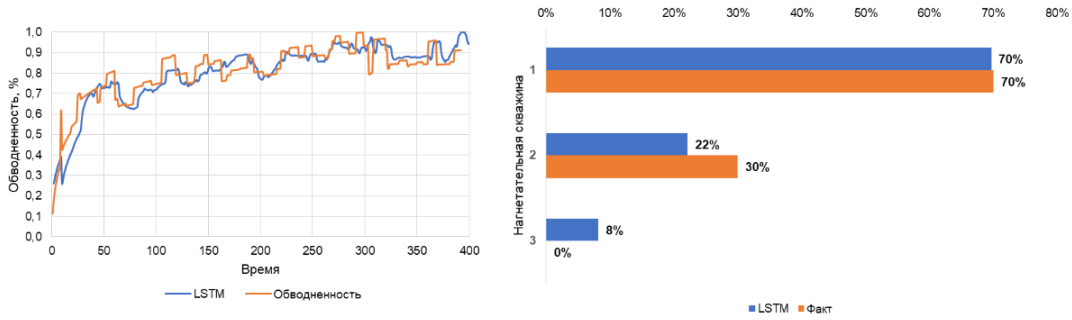


Рис. 3. Адаптация модели LSTM на синтетическую динамику и сопоставление влияния скважин

Ошибка прогнозирования составляет 20% по дебиту жидкости. При этом нейронная сеть асимптотически вышла на минимальное значение по выборке. При прогнозировании такого режима нейронная сеть сталкивается с двумя типами задач экстраполяции:

– Экстраполяция во времени «выдержки» режима закачки в нагнетательных скважинах;

– Экстраполяция абсолютного значения за пределы обучающей выборки.

Как известно, классические нейронные сети не позволяют экстраполировать значения из обучающей выборки. Апробация прогнозирования технологических показателей нефтяного месторождения с помощью рекуррентной нейронной сети подтвердила этот факт. Однако при обучении нейронная сеть может устанавливать влияние друг на друга между различными видами временных рядов. Оценка взаимовлияния производилась по следующему алгоритму:

– Расчет базового варианта прогноза без изменения режима окружающих скважин;

– Расчет вариантов прогноза с поочередным отключением окружающих скважин;

– Оценка отклонения добычи нефти от «базового» варианта», взвешенного на изменение режима работающих скважин.

Алгоритм апробирован на синтетической модели данных. Данные сгенерированы с помощью эмпирической формулы с заранее известными коэффициентами:

$$f = 0.36 + \frac{\ln(t \cdot 0.1)}{7} + K_1 \cdot Q_1(t - \tau_1) \cdot 0.001 + K_2 \cdot Q_2(t - \tau_2) \cdot 0.001 + K_3 \cdot Q_3(t - \tau_3) \cdot 0.001,$$

где f – обводненность (д.ед.), t – время (дни); K_i – коэффициент влияния i-той скважины; τ_i – временной лаг i-той нагнетательной скважины; Q_i – приемистость в момент времени t;

Модель LSTM была обучена на данные, рассчитанные по синтетической формуле. Далее был применен предлагаемый алгоритм оценки взаимовлияния скважин с помощью обученной нейронной сети LSTM (см. рис. 3).

Заключение. Нейросетевое моделирование – мощный инструмент для автоматизации промыслового анализа межскважинного влияния. Универсальность способа обработки сигналов позволяет использовать список входных данных произвольной длины для прогнозирования требуемых параметров, без дополнительной математической проработки.

Существуют и ограничения при использовании нейронных сетей: объем и качество обучающей выборки существенно влияют на обучение модели и, как следствие, на качество прогнозирования; нейронные сети не позволяют решать задачи экстраполяции целевой функции.

Литература

1. *Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И.* Автоматизация процессов управления заводнения на нефтяном месторождении // Недропользование XXI век. 2016. № 6(63). С. 112–121.

2. *Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М.* и др. Пат. RU 2614338 C1. Способ оперативного управления заводнением пластов. № 2015156293; Заявл. 25.12.2015; Опубл. 24.03.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 9. 20 с. http://www1.fips.ru

3. *Бриллиант Л.С., Горбунова Д.В., Завьялов А.С.* и др. Управление добычей на основе нейросетевой оптимизации режимов работы скважин на объекте $БС_8$ Западно-Малобалыкского месторождения // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 6(90). С. 92–98.

4. *Ponomarev R.Yu., Vershinin V.E.* Long-term forecasting and optimization of non-stationary well operation modes through neural networks simulation // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206529-MS. https://doi.org/10.2118/206529-MS

5. *Vershinin V.E., Ponomarev R.Yu., Strekalov A.V.* Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS. https://doi.org/10.2118/201937-MS

6. *Булгаков С.А.* Нейросетевая методика оценки конечного коэффициента извлечения нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 1. С. 59–70. http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Bulgakov/Bulgakov_2.pdf (Дата обращения 09.11.2022).

Оценка технологической эффективности реализации водогазового воздействия на пласт $ЮК_{0-1}$ одного из месторождений Западной Сибири

Минуллин Б.Р.*, Хисматуллина Ф.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *minullin.bulat@mail.ru

Аннотация. В работе проведен анализ одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Представлены тектоническое строение и нефтегазоносность месторождения, геолого-физическая характеристика месторождения, информация о свойствах пластовых флюидов. Построена модель и выполнена сравнительная оценка добычи нефти при реализации различных вариантов разработки: добыча на истощении, добыча при заводнении и добыча при реализации водогазового воздействия. Выполнен анализ результатов моделирования с последующими выводами по работе и предложениями по улучшению состояния разработки.
Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, методы воздействия на пласт, методы увеличения нефтеотдачи, водогазовое воздействие, гидродинамическое моделирование, оценка технологической эффективности.

Доля ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов растет. К трудноизвлекаемым запасам относятся нефть из подгазовых зон и нефтяных оторочек месторождений, запасы месторождений с высокой степенью обводненности, высоковязкие нефти и прочее. Высокая степень истощения разрабатываемых нефтяных месторождений и большое количество остаточной нефти приводят к необходимости совершенствования технологий добычи нефти и увеличения конечного коэффициента извлечения нефти. Методы увеличения нефтеотдачи позволяют задействовать дополнительные запасы нефти, которые ранее не могли быть вытеснены за счет традиционного заводнения [1]. Выбор определенного метода воздействия на нефтяную залежь сопровождается множеством сложностей, так как в пласте происходят различные физико-химические процессы, которые могут привести как к положительным, так и к негативным последствиям. Кроме сложности в реализации эти методы обладают достаточно высокой стоимостью, качественное обоснование выбора метода воздействия поможет избежать рисков при разработке нефтяной залежи [2–4].

В данной работе предлагается провести оценку технологической эффективности реализации водогазового воздействия посредством моделирования различных вариантов разработки участка месторождения. Пласт $ЮК_{0-1}$ характеризуется низкими значениями проницаемости, поэтому существует необходимость в проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП).

На первом этапе гидродинамических расчетов было проведено ремасштабирование исходной геологической модели процедурой Rescaling с укрупнением и объединением слоев по вертикали с учетом деления на пачки. Для оценки качества ремасштабирования был выполнен пересчет начальных геологических запасов нефти, расхождение между которыми не превысило 5%. В результате была получена гидродинамическая модель, расчет проводился на участке с четырьмя горизонтальными скважинами.

К основным вариантам разработки участка месторождения относятся:

– добыча на режиме истощения посредством всех четырех горизонтальных скважин;

– изменение назначения двух скважин на нагнетание и реализация традиционного заводнения;

– реализация водогазового воздействия попеременной закачкой воды и газа.

Основным преимуществом водогазового воздействия является выравнивание профиля вытеснения и увеличение охвата пласта воздействием за счет особенностей закачиваемого агента.

Расчет первого варианта происходил при добыче на режиме истощения при проведении ГРП на всех четырех горизонтальных скважинах. Расчет во всех вариантах проводился на 10 лет.

Среднесуточный дебит скважин на конец разработки имеет пологий тренд и составляет 10–12 м^3/сут, а накопленная добыча – 218 тыс. м^3, коэффициент извлечения нефти составляет 0,02 (2%). По мере продолжения разработки месторождения на режиме истощения происходит падение пластового давления в силу отбора без компенсации. На конец расчетного периода пластовое давление снизилось на 75 атм (7,5 МПа).

Аналогичным образом происходила реализации заводнения, где две из четырех скважин были заданы как нагнетательные. Ключевым параметром, который был задан в рамках модели, является группирование скважин и процесс 100% компенсации отборов как при реализации закачки воды, так и при реализации водогазового воздействия. Среднесуточный дебит скважин на конец разработки имеет чуть более высокие показатели и составляет 15–18 м^3/сут, а накопленная добыча – 118 тыс. м^3, коэффициент извлечения нефти составляет 0,0067 (0,67%). В силу полной компенсации отбора закачкой воды существенного изменения пластового давления не произошло.

Последним вариантом являлась реализация водогазового воздействия с осуществлением попеременной закачки воды и газа в пласт. Дебит нефти на конец расчетного периода составляет 18–20 м^3/сут, накопленная добыча составила 195 тыс. м^3, пластовое давление не снизилось.

На основе анализа полученных результатов гидродинамического моделирования показано, что реализация водогазового воздействия не привела к удовлетворительным результатам, так как увеличение дебита нефти не является существенным и составляет 6 м^3/сут, а накопленная добыча нефти меньше на 20 тыс. м^3, однако пластовое давление сохраняется на начальном уровне, но, вероятнее всего, экономически выгодным этот проект не является. Причинами этому являются:

– удаленность между скважинами 900 м;

– низкая проницаемость коллектора и отсутствие фильтрации закачиваемого агента;

– отсутствие сообщаемости между скважинами из-за малой длины трещин ГРП (~150 м).

Впоследствии, для увеличения эффективности вытеснения нефти предлагается уменьшить расстояния между скважинами за счет ввода новых и осуществить закачки щелочи или поверхностно-активных веществ для снижения поверхностного натяжения и снижения значений остаточной нефти.

Литература

1. *Назарова Л.Н.* Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебник для вузов. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 340 с.

2. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986. 332 с.

3. *Золотухин А.Б., Пятибратов П.В., Назарова Л.Н.* и др. Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 2(283). С. 58–70.

4. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

Создание и применение концептуальной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта товарной продукции с целью контроля ограничений наземной инфраструктуры

Мурыськина К.И.[1], Новиков А.Н.[1]*, Донских Д.А.[2]
1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
РФ, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3а
2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3а
E-mail: *alexandr.m.novikov@pnn.lukoil.com

Аннотация. В работе представлены возможности концептуальной интегрированной модели как инструмента для оптимизации загрузки поверхностной инфраструктуры магистрального транспорта с учетом реального потенциала системы. Интегрированная модель, дополненная инструментами автоматизации, позволяет заблаговременно выявлять риски, связанные с дефицитом мощностей существующей инфраструктуры и несоблюдением требований к качеству сдаваемой нефти на ключевых коммерческих узлах региона, что позволяет своевременно анализировать проблемные места при эксплуатации с учетом долгосрочных планов компании-недропользователя по добыче нефти и помогает принимать оперативные решения о необходимых изменениях, которые могут коснуться расширения инфраструктуры или корректировки уровней добычи.
Ключевые слова: интегрированная модель, автоматизация, магистральный и межпромысловый трубопровод, товарная продукция.

Основной целью разработки концепции развития инфраструктуры региона присутствия компании-недропользователя по добыче нефти (далее называемой Компании) является повышение эффективности процессов добычи углеводородов с учетом реального потенциала системы и оптимизации загрузки существующей инфраструктуры с целью повышения производительности и минимизации рисков аварий и осложнений при эксплуатации.

В рамках рассматриваемой территории существует два основных стратегических узла сдачи товарной продукции, отгрузка через которые осуществляется в рамках установленных ограничений. Ограничения, определенные технологическими регламентами и требованиями к качеству сдаваемой продукции, напрямую зависят от свойств нефти и уровней добычи перечня активов Компании, продукция с которых поступает или в ближайшей перспективе будет поступать в систему межпромыслового транспорта.

При принятии управленческих решений при формировании сценариев разработки месторождений предлагается руководствоваться цифровой моделью сбора и транспорта на базе интегрированной модели [1].

Цифровая концептуальная интегрированная модель позволяет помочь в решении таких задач как:

– определение реального потенциала системы сбора и транспорта;

– гидравлический расчет с учетом изменения ключевых параметров (объемов товарной продукции, узлов врезки, строительство проектных трубопроводных линий и т. д.) на любом шаге прогноза;

– комплексный мониторинг существующих ограничений и выполнение анализа параметров работы объектов поверхностного обустройства, заблаговременное выявление потенциально возможных проблем при эксплуатации;

– формирование комплексной программы геолого-технических мероприятий;

– оценка влияния ввода в эксплуатацию проектных объектов разработки на систему в целом;

– формирование программы оптимизации загрузки существующих мощностей, помощь в оценке капитальных вложений при необходимости реконструкции.

Интегрированная модель создана в программном продукте «GAP» (Petroleum Experts) в соответствии с принципиальной схемой транспортировки товарной нефти в масштабе от узлов учета подготовленной до 1 группы качества товарной нефти [2] до конечных узлов сдачи. Текущая конфигурация интегрированной модели включает в себя 24 пункта сбора и подготовки товарной продукции, 77 месторождений и более 190 объектов разработки. Такой масштаб предполагает работу с достаточно большим набором исходных данных в части их сбора и предобработки (рис. 1).

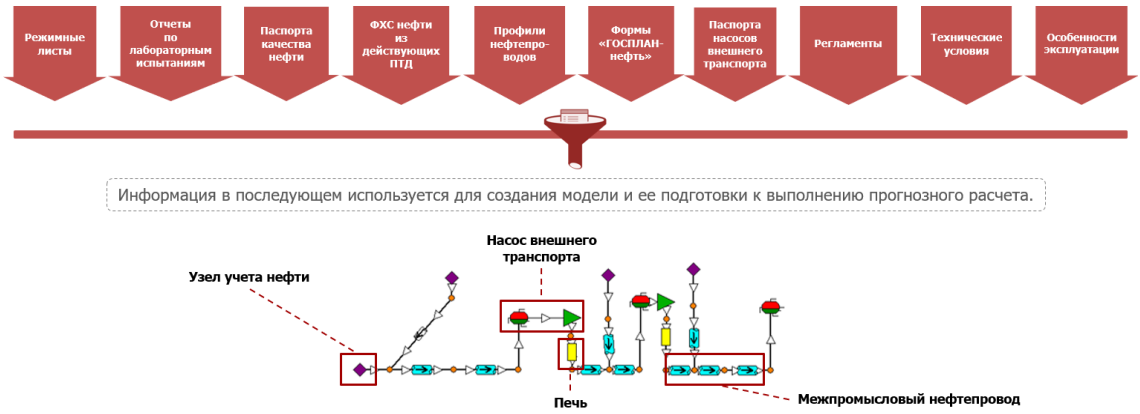


Рис. 1. Перечень исходных данных для моделирования

Из режимных листов по всем рассматриваемым пунктам была сформирована выборка фактических параметров по давлениям, температурам потока, объемам перекачки и температурам окружающей среды, используемая для последующей калибровки модели. Отчеты по лабораторным испытаниям проб, паспорта качества нефти, соответствующие разделы проектно-технической документации помогли описать свойства флюида в рамках рассматриваемой системы в виде BlackOil PVT-модели. С помощью профилей нефтепроводов из исполнительной документации или отчетов по внутритрубной диагностике была задана геометрия нефтепроводов протяженностью 50 км и более. Основным источником данных о профилях добычи являются формы «ГОСПЛАН-нефть» по месторождениям.

Выбранное семейство программных продуктов поддерживает реализацию пользовательских алгоритмов путем создания дополнительных рабочих процессов на различных языках программирования. В рамках данной работы в качестве средства автоматизации был выбран язык VBA (Visual Basic for Application) как наиболее удобный для обработки данных в табличном формате.

Выполнение расчетов прогнозных сценариев полностью автоматизировано, исходные данные, используемые в качестве стартовых прогнозных параметров, предварительно стандартизированы и записаны в таблицы установленной формы на листах книги Excel формата «*.xlsm».

Выполнение расчетов производится с шагом в 1 год на период прогноза 2021–2050 гг. по следующему алгоритму:

1) автоматизированная загрузка данных в модель;
2) расчет на текущий временной шаг;
3) выгрузка результатов в табличную форму;
4) переход на следующий расчетный шаг.

После проведения серии расчетов отображается динамика изменений ключевых контролируемых параметров: уровни на конечных и промежуточных пунктах системы, плотность сдаваемой нефти, массовое содержание серы и парафинов, температура застывания потока, а также ряд параметров, относящихся к гидравлическому расчету трубопроводов. Каждый из полученных в ходе расчета параметров проверяется на соответствие существующим в системе ограничениям.

В качестве ограничивающих параметров могут выступать:

– требования к качеству товарной нефти;

– степень загрузки магистральных и межпромысловых трубопроводов, начальных и промежуточных узлов сбора и подготовки, также конечных узлов сдачи нефти;

– максимально разрешенное давление в линии;

– скорость потока;

– пропускная способность трубопроводов (в том числе с применением противотурбулентных присадок);

– производительность оборудования на промежуточных узлах.

Разработанный инструмент сигнализирует о несоблюдении заданных ограничений с помощью предупреждения в виде индикатора соответствующего параметра, что акцентирует на нем внимание пользователя и помогает при проведении анализа. Для более детальной проработки результаты расчета на интегрированной модели передаются специалистам направления проектно-изыскательских работ. Особое внимание уделяется рассмотрению тех объектов, которые не прошли проверку ограничений, в результате чего выдаются экспертные рекомендации и оцениваются дополнительные затраты на необходимую реконструкцию объектов. По итогам проведения всесторонней оценки принимается решение о целесообразности реализации того или иного прогнозного сценария.

Таким образом, интегрированная модель совместно с разработанными средствами автоматизации является важным инструментом для принятия управленческих решений с целью развития актива или портфеля активов компании и позволяет решать задачи контроля и прогнозирования параметров на соответствие ограничениям системы магистрального транспорта в комплексе. Инструмент помогает значительно сократить трудозатраты на выполнение расчетов и первичную обработку результатов, а также на ранней стадии идентифицировать возможные проблемы при эксплуатации объектов инфраструктуры и принять решение о внесении изменений в стратегию развития региона. Подходы, реализованные в процессе моделирования, могут быть использованы для проведения гидравлических расчетов и мониторинга ограничений транспортных сетей схожей конфигурации других регионов присутствия Компании.

Литература

1. *Ushmaev O. S., Apasov R.T., Chameyev I.L.* et al. Integrated modeling as a tool for evaluating the effects of well production rates and surface gathering system performance on development of oil rim // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182007-MS. https://doi.org/10.2118/182007-MS

2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 2002. 7 с.

Разработка аналитического решения для интегрированного автоматизированного управления процессами добычи нефти и газа

Мухина А.Г.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: mukhina.a@gubkin.ru

Аннотация. Разработанная автором компьютерная модель системы оценок показателей производительности процессов и ритмичности выполнения операций, а также определения состояния объектов многоуровневых структур добычи ресурсов представляет собой платформу, объединяющую инструменты и решения для оптимизации и планирования этапов эксплуатации в изменяющихся условиях производственной среды.
Ключевые слова: системный анализ, интегрированные системы управления, системная инженерия, цифровые модели нефтегазовых месторождений.

При функционировании производственных объектов добычи углеводородов требуется непрерывный контроль параметров состояния пласта и динамики его эксплуатации. Важную роль играет выбор технологического режима управления добычей углеводородов [1].

Целью исследования является разработка компьютерной модели системы оценок для управления многоуровневыми структурами разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений. Предложенная автором компьютерная модель позволяет обеспечить поддержку принятия решений [2,3] в процессе эксплуатации пласта.

Разработанное программное решение и используемый автором математический аппарат учитывают динамический характер изменения основных показателей процессов и чувствительность объекта управления к действию внешних факторов, поэтому функциональные составляющие компьютерной модели ориентированы на определение производительности и ритмичности систем добычи углеводородов, а также на организацию оценки состояния оборудования для поддержки процессов эксплуатации пласта [4,5,6]. Предложенное автором решение [5,6] направлено на организацию оперативного отклика системы контроля показателей добычи углеводородов в случае смены состояния объекта управления.

Компьютерная модель решает задачи управления технологическими процессами и планирования мероприятий, распределения ресурсов для реализации стратегий развития промышленной структуры. Исследование отраслевых иерархических структур рассматривается с учётом оперативного взаимодействия систем, организации межсетевого обмена информацией. Объединение компонентов в многоуровневые структуры и выработка решений способствуют получению планируемых результатов организационно-экономического направления, а также снижению рисков несвоевременной обработки информации, неточности и неполноты описания производственных данных [7].

Результаты решения задач при помощи предложенной автором компьютерной модели формируют основы для рекомендаций для рационального управления процессами добычи [8, 9] и подготовки углеводородов, поддержки принятия решений для устойчивого развития промышленных систем добычи, сбора и подготовки энергоресурсов.

Организация управления процессами нефтегазодобывающих структур учитывает информацию о состоянии промышленных объектов, территориально распределённых и взаимодействующих в процессе функционирования. Разработанная автором цифровая модель опирается на сетецентрический подход управлению объектами добычи, а также организацию взаимодействующих объектов в виде сетевых многоуровневых структур. Сетецентрический подход [10, 11] к формированию системы управления разработкой и эксплуатацией месторождений углеводородов позволяет учитывать информацию о состоянии каждого компонента системы, взаимовлиянии объектов, оценить значимость компонента в структуре системы добычи. Система оценок процессов добычи углеводородов включает подсистемы, регулирующие: соответствие интегральных показателей планируемым величинам; диагностику скорости добычи; своевременность обработки информации; оценки состояния технологических объектов; оценки корректности и безошибочности сведений об основных процессах промышленных структур.

В условиях неопределенности среды разработки и эксплуатации месторождений [12, 13] большое влияние на процесс добычи углеводородов оказывают факторы природного и техногенного характера. Автором разработан инструмент для оценки информативности показателей работы системы добычи, при этом возможна конфигурация модулей управления согласно динамике состояния среды и требованиям к выполнению регламентов и стандартов.

Решение вопросов поддержки конфиденциальности информационных ресурсов, безошибочности промышленной информации, актуальности сведений о работе структур способствует достижению требуемого качества производственных процессов при минимально возможных организационно-экономических затратах на поддержку функционирования оборудования.

Интегрированные оценки, полученные на базе выполнения расчетных операций с помощью разработанного программного обеспечения, способствуют анализу и поддержке управления процессами разработки и эксплуатации месторождений. Кроме того, разработанная компьютерная модель системы оценок содержит инструменты для решения следующих вопросов:

1) поддержка работы автоматизированных систем управления и диагностики оборудования для добычи углеводородов;
2) снижение неопределенности [12] модели управления добычей углеводородов;
3) компьютерная поддержка принятия решений в процессе управления эксплуатацией месторождений;
4) прогнозирование технологических показателей разработки [13], оценка своевременности, безошибочности, конфиденциальности и защищенности информационных ресурсов.

С помощью сетевого подхода к организации управления структурами добычи ресурсов решается вопрос совместного взаимодействия разнородных систем. Причем для достижения общей цели предполагаются равные возможности доступа к информации. Если допустить, что объектами являются подразделения управления добычей углеводородов N_1, N_2, N_3, N_4, N_5 для кустов скважин C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 на лицензионном участке R, то общая целевая точка A содержит планируемые значения интегрированных показателей добычи, среди которых: накопленная добыча нефти и газа, коэффициент продуктивности, коэффициент извлечения нефти и газа, коэффициент рациональности размещения скважинного фонда (рис. 1).

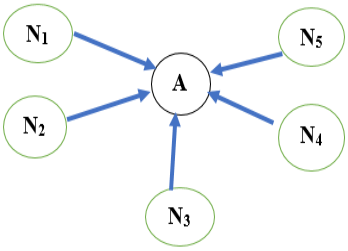


Рис. 1. Структура управления кустами продуктивного участка разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения
A – общая целевая точка
N_{1-5} – подразделения структур управления добычей углеводородов

Работа модулей компьютерной модели системы оценок управления добычей углеводородов (рис. 2) направлена на решение вопросов оценки информативности показателей производительности и ритмичности работы объектов добычи, а также поддержку контроля состояния системы добычи углеводородов [14], выявление причин снижения работоспособности объектов подсистем добычи, определение факторов влияния на смену состояний объектов добычи и основные критерии выбора инструментов для рационального способа управления разработкой и эксплуатацией нефтегазового месторождения [14, 15].

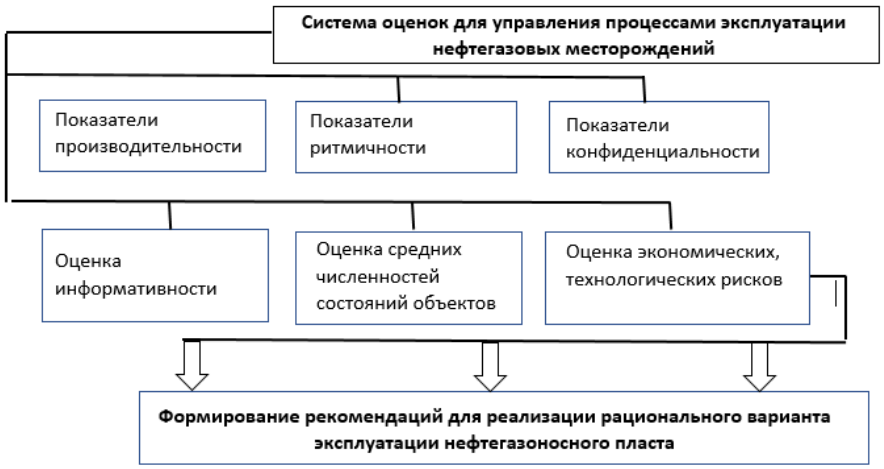


Рис. 2. Структура системы оценок для управления эксплуатацией нефтегазовых месторождений

Предложенная математическая модель оценки процессов управления добычей углеводородов позволяет реализовать всесторонний анализ работы системы добычи углеводородов. Сформированные расчетные инструменты позволяют выполнять задачи снижения неопределенности информации, что способствует поддержке принятия решений при эксплуатации месторождений в осложненных условиях.

Литература

1. *Коршак А. А. Шаммазов А. М.* Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 528 с.

2. *Трахтенгерц Э.А, Степин Ю.П., Андреев А.Ф.* Компьютерные методы поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности. М.: Синтег, 2005. 592 с.

3. *Степин Ю.П., Трахтенгерц Э.А.* Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми

технологическими процессами и производством. Кн. 1. Методы и алгоритмы формирования управленческих решений. М.: МАКС Пресс, 2008. 375 с.

4. *Мухина А.Г.* Разработка компонентов интегрированного решения для системы управления добычей углеводородов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2020. № 10(567). С. 18–23. https://doi.org/10.33285/0132-2222-2020-10(567)-18-23

5. *Мухина А.Г.* Разработка расчетного модуля для управления многокомпонентными системами добычи нефти и газа // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2021. № 6(575). С. 6–12. https://doi.org/10.33285/0132-2222-2021-6(575)-6-12

6. *Мухина А.Г., Шеляго Н.Д.* Системная интеграция на примере управления многоуровневыми структурами в нефтегазовом производстве // Стандартизация, сертификация, обеспечение эффективности, качества и безопасности информационных технологий: Сборник трудов IX Международной научной конференции «ИТ-Стандарт 2019». М., 2019. С. 129–147.

7. *Костогрызов А.И., Нистратов Г.А.* Стандартизация, математическое моделирование, рациональное управление и сертификация в области системной и программной инженерии. Приложение. М.: ЦНИИ Обороны России, 2005. 96 с.

8. *Лысенко В.Д., Грайфер В.И.* Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. 607 с.

9. ГОСТ 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтяные и нефтегазоконденсатные. М.: Стандартинформ, 2014. 31 с.

10. *Степин Ю.П.* Компьютерная поддержка формирования, многокритериального ранжирования и оптимизации управленческих решений в нефтегазовой отрасли. М.: Недра, 2016. 421 с.

11. *Амбарцумян А.А.* Сетецентрическое управление на сетях петри в структурированной дискретно-событийной системе // Управление большими системами: Сборник трудов. 2010. Вып. 30-1. С. 506– 535.

12. *Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н.* Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 368 с.

13. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование гидромеханических процессов разработки месторождений углеводородов: Учеб. пособие. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.

14. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в режиме реального времени: Учеб. пособие. В 2 ч. Ч. 1. М.: МФТИ, 2015. 196 с.

15. *Шмаль Г.И., Григорьев Л.И., Кершенбаум В.Я., Леонов Д.Г.* Цифровая экономика нефтяного хозяйства: системные основы // Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 100–103. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-100-103.

Повышение рентабельности разработки месторождений путем совершенствования системы налогового стимулирования

Позднякова Т.С.*, Маслак О.В.**
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
РФ, 625026, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а
E-mail: *Tatyana.Pozdnyakova@lukoil.com, **Olga.Maslak@lukoil.com

Аннотация. В данной работе проводится оценка потенциала налоговой системы с позиции максимизации экономического эффекта для недропользователя на примере месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
Ключевые слова: налоги, налогообложение, налог на дополнительный доход, налог на добычу полезных ископаемых, нефть, месторождение, рентабельность.

В работе преимущественно рассматривается механизм влияния налоговой нагрузки на интегральный показатель экономической эффективности проекта – NPV. Целью исследования является разработка комплекса предложений по определению резервов повышения экономической эффективности месторождений с точки зрения налогового стимулирования (на основании анализа особенностей современного состояния налогообложения в нефтегазовой отрасли России).

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи: анализ изменений в Налоговый Кодекс Российской Федерации (НК РФ) в части налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налога на дополнительный доход (НДД); определение новых подходов к повышению экономической эффективности месторождений в действующей системе налогообложения (ДНС) на последней стадии разработки; определение подхода, позволяющего повысить экономическую эффективность месторождений с различными видами углеводородного сырья (УВС) в режиме НДД с превалирующими запасами газа в структуре запасов; апробация предложенных подходов.

Для проведения анализа были выделены объекты исследования: месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Предмет исследования – система налогообложения нефтегазодобывающих предприятий: действующая и налог на дополнительный доход.

Авторами рассматриваются возможности повышения экономической эффективности зрелых месторождений. Возникший в период 2020–2022 гг. существенный дефицит бюджета обусловил пересмотр налоговых льгот для добычи нефти [1]. С 01.09.2021 в формулу расчета НДПИ в режиме ДНС добавлен коэффициент $К_{РЕНТА}$ для твердых полезных ископаемых; для нефти, газа и конденсата $К_{РЕНТА}$ = 1 [2]. Для налогового стимулирования месторождений на поздней стадии разработки, не перешедших на НДД, ключевым является введение вычетов из НДПИ, авторы предлагают ввести вычет через новый рентный коэффициент, в размере 20 %.

Для одного из месторождений проведен расчет технико-экономических показателей (ТЭП) разработки по двум вариантам:

1. Рекомендуемый вариант проектно-технологического документа (ПТД), ДНС, защищен в 2020 г. в центральной комиссии по разработке (ЦКР).

2. Вариант, рассчитанный на изменения в НК РФ 01.01.2022, с учетом вычета (рентный коэффициент).

Разработка месторождения 1 в ДНС в варианте ПТД 2020 г. экономически не эффективна. Месторождение 1 находится на двух лицензионных участках (ЛУ). Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) $ЛУ_1$ на 01.01.2006 составляют 3,021 млн т, накопленная добыча нефти на начало расчета – 2,119 млн т, степень выработанности запасов 80% не достигается в течение всего расчетного периода, рентный коэффициент в оптимизированном варианте применен в 2022–2057 гг. НИЗ $ЛУ_2$ на 01.01.2006 составляют 11,037 млн т, накопленная добыча нефти на начало расчета – 8,119 млн т, рентный коэффициент в оптимизированном варианте применен в 2022– 2024 гг.

При использовании вычета для НДПИ (рентного коэффициента) проект становится положительным, NPV недропользователя увеличивается на 110%. Такой подход позволит увеличить рентабельные запасы. Следует отметить, что размер вычета 20 % позволит сохранить баланс интересов «недропользователь-государство»: доход государства не снижается при таком подходе. Таким образом, по результатам расчетов можно сделать вывод, что при использовании в качестве вычета рентного коэффициента с учетом изменений в НК РФ 01.01.2022, экономика проектов на последней стадии разработки улучшается.

С 01.01.2019 в пилотном режиме введена новая система налогообложения – налог на дополнительный доход [3]. В рамках НДД происходит перераспределение налоговой нагрузки с этапа начала промышленной разработки месторождения на этап выхода проекта на окупаемость понесенных затрат. Также в режиме НДД отменено действие сформированного за последние 10 лет лоскутного одеяла налоговых льгот по НДПИ. [4]

С 01.09.2021 в расчет коэффициента $К_{НДД}$, используемого для расчета НДПИ на нефть в режиме НДД, добавлен коэффициент $К_{АБДТ}$, аналогичный используемому для расчета НДПИ на нефть при применении ДНС. $К_{АБДТ}$ характеризует надбавку за автомобильный бензин и дизельное топливо и учитывает изменения в механизме демпфера. Таким образом, налоговая нагрузка в части НДПИ для налогоплательщиков, использующих режим НДД, возрастает. Рассмотрим влияние данных изменений на месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Для месторождений 2 и 3 был проведен расчет ТЭП разработки по двум вариантам:

1. Рекомендуемый вариант ПТД, НДД, защищен в 2019 г. в ЦКР.
2. Вариант, рассчитанный на изменения в НК РФ 01.01.2022.

Разработка месторождения 2 в варианте ПТД 2019 г. экономически эффективна. В варианте с учетом изменений в НК РФ NPV недропользователя увеличивается на 11%.

Разработка месторождения 3 в варианте ПТД 2019 г. экономически эффективна. Месторождение подпадает под категорию новых месторождений Западной Сибири и является гринфилдом – в данном случае последние изменения в законодательстве ухудшают экономику проекта в связи с чем авторы считают, что необходим дифференцированный подход к применению новых коэффициентов в ставке НДПИ в режиме НДД для месторождений на разных стадиях разработки: исключение коэффициента $К_{АБДТ}$ для гринфилдов, как дополнительной нагрузки на проект на начальной стадии. Оптимизированный вариант, рассчитанный на изменения в НК РФ 01.01.2022, без коэффициента $К_{АБДТ}$ представлен в табл. 3, данный подход поможет удержать проект на безубыточном уровне.

Согласно итогам инвентаризации запасов нефти России, состоявшейся в 2019 г., текущий уровень добычи нефти без дополнительных стимулов сохранить маловероятно. Среди вариантов налогового стимулирования браунфилдов, которые в основной массе не смогут стать

бенефициарами от НДД, наиболее перспективным решением является налоговая стимуляция методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Ключевой задачей для дальнейшего прогресса применения технологии химического заводнения на месторождениях Западной Сибири, является формирование налоговых преференций.

Для рекомендуемого варианта разработки высокообводненного объекта $ЭО_1$ месторождения 4 проведен расчет ТЭП разработки с учетом вычета из НДПИ для МУН с шагом в 10% для определения пороговой рентабельности объекта:

1. Вариант ПТД, защищенный в 2021 г.
2. Вычет НДПИ в размере 10% от дополнительной нефти от МУН.
3. Вычет НДПИ в размере 20% от дополнительной нефти от МУН.
4. Вычет НДПИ в размере 30% от дополнительной нефти от МУН.

В результате применения льгот для МУН растет рентабельный период и РИЗ, NPV увеличивается. Результаты расчета подтверждают практику, показывающую, что для применения новых технологий нужны меры стимуляции. Снижение налогов компенсируется увеличением добычи и, как следствие, дополнительными поступлениями в бюджет.

В конце 2020–2021 гг. была проведена масштабная налоговая реформа в сегменте нефтедобычи – изменение параметров для пилотных проектов НДД, отмена ряда льгот и пр. Применительно к налоговой нагрузке месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» важным изменением явилась отмена действия налоговой льготы, установленной п. 2 ст. 342.5 НК РФ [5], в части расчета коэффициента, характеризующего степень выработанности запасов (Кв). Дополнительно Законом открыта возможность перевода выработанных месторождений на режим уплаты НДД. Так, III группа участков недр была распространена на участки, историческая степень выработанности запасов которых ≥ 80% (с 1.01.2021). В качестве компенсационной меры для выработанных месторождений в ст. 343.2 п. 3.4 обозначено право налогоплательщику применить налоговый вычет ($НВ_{ВЗ}$, 20% от суммы НДПИ, [5]) в отношении участков недр, степень выработанности которых ≥ 80%. Данный вычет применяется с 1.01.2024.

Следует отметить, что для месторождений I группы при достижении выработанности запасов нефти ≥ 80%, либо с превалирующими запасами газа в структуре запасов не предусмотрено стимулирующих мер несмотря на то, что в налоговую базу НДД включаются дополнительные доходы от добычи природного газа и конденсата на участке недр, но ставка НДПИ на газ и газовый конденсат сохраняется на уровне ДНС («двойное налогообложение»). То есть применение НДД для участков с преимущественно газовыми запасами может ухудшить экономическую эффективность разработки. Подобные нормы закона направлены на увеличение доходов бюджета, но это не должно происходить за счет необоснованного увеличения налоговой базы, и закон в этой части требует корректировки. Иначе это приведет к обратному эффекту за счет отказа инвесторов от выгодных с общественной точки зрения проектов ввиду их искусственной коммерческой неэффективности.

Для апробации авторских методических подходов рассмотрена оценка ТЭП на примере рекомендуемого варианта разработки месторождения с несколькими видами УВС. В частности, нефтегазоконденсатное месторождение 5 (в структуре запасов преобладает газ). Расчет ТЭП разработки представлен по вариантам:

1. Рекомендуемый вариант ПТД (с учетом изменений в НК РФ 01.01.2021, НДД).

2. Вариант перехода с НДД на ДНС в 2026 г. (НДД+ДНС).

3. Вариант, рассчитанный с учетом налогового вычета с 2052 г. (в связи с достижением выработанности запасов нефти ≥ 80 %).

Исходя из не предусмотренного законодательством обратного перехода с режима НДД на ДНС (гипотетический вариант «НДД+ДНС»), авторы предлагают следующий подход: к 2052 г. месторождение перейдет на III стадию разработки и, таким образом, окажется правомерным перевод из I группы НДД в III и использование вычета НДПИ 20 %. При новом подходе возможно увеличение рентабельного периода и объема рентабельно-извлекаемых запасов, прирост NPV недропользователя и, соответственно, повышение инвестиционной привлекательности эффективных с точки зрения государства проектов (табл. 5).

На основе вышеизложенного авторы предлагают следующий алгоритм действий при применении методических подходов по повышению экономической эффективности:

– Для месторождений на поздней стадии разработки предусмотреть возможность введения налогового вычета к НДПИ с помощью коэффициента $К_{РЕНТА}$.

– Дифференцированный подход к применению новых коэффициентов в ставке НДПИ в режиме НДД: исключение коэффициента $К_{АБДТ}$ для гринфилдов.

– Предусмотреть возможность предоставления вычета НДПИ от дополнительной добычи нефти, полученной при применении МУН.

– Перевод в другую группу для месторождений с несколькими видами УВС в режиме НДД при достижении выработанности запасов нефти ≥ 80%.

Таким образом, в рамках исследования проанализировано текущее состояние системы налогообложения, разработаны новые методические подходы к повышению экономической эффективности разработки месторождений и создан алгоритм действий, примененный для выработки решений по повышению эффективности инвестиционных проектов.

Литература

1. *Козлова Д., Ежов С., Мосоян М.* и др. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. М.: VYGON Consulting, 2020. 39 с. https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020.pdf (Дата обращения 09.11.2022).

2. О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации: Федеральный закон от 02.07.2021 № 309-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202107020030

3. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2. Гл. 25.4. Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья // Консультант Плюс. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/e1bdc5405d9567b215b64b198464590b24f76344/

4. *Епрынцева Е., Палеес И.* Налоговое время: Нефтяная отрасль протестирует новый налоговый режим // Сибирская нефть. 2018. №6(153). С. 36–40.

5. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2. Гл. 26. Налог на добычу полезных ископаемых // Консультант Плюс. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/e6d44e47786df6c9aabeb01919ecdb24f6a2e7da/

Возможные направления развития сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, реализующих компримированный природный газ в Московской области

Попова А.Г.
Центральный филиал ООО «Газпром газомоторное топливо»,
РФ, 108814, г. Москва, поселение Сосенское, пос. Газопровод, д. 101, корп. 1
E-mail: popova-ag@gmt-gazprom.ru

Аннотация. Рассматривается проблема перевода транспорта на газомоторное топливо на примере Московской области. Сделан упор на роль «якорных» потребителей, т. е. (транспортных) организаций, размещение и характер деятельности которых неразрывно связаны с потреблением данного (продвигаемого на рынке) продукта и является постоянным на время, существенно превышающее сроки прогноза. Проведен анализ перспектив рынка газомоторного топлива Московской области: характеристика действующей системы сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.
Ключевые слова: газомоторное топливо, компримированный природный газ, «якорные» потребители, пассажирский и грузовой транспорт.

Актуальность темы определяется экономической эффективностью и экологической целесообразностью массового перевода пассажирского, грузового и личного автомобильного транспорта на газомоторное топливо (ГМТ). Стратегию расширения отечественного рынка ГМТ определяет ряд законодательных и правительственных документов, среди них распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 мая 2013 г. [1]. Экономическая эффективность и экологическая целесообразность ГМТ перед альтернативными видами топлив – основная причина развития рынка газомоторного топлива в России и, в частности, в Московской области (МО).

В Российской Федерации рынок ГМТ стал развиваться в 80–90-х годах прошлого столетия; на первых порах пассивно из-за отсутствия государственной долгосрочной программы массового перевода общественного и личного транспорта на газовое топливо. За последующие 20 лет ситуация изменилась. Сегодня правительство активно стимулирует развитие рынка газомоторного топлива. В соответствии с постановлением Правительства РФ от 11 декабря 2019 г. № 1641 МО вошла в перечень субъектов РФ, в которых формирование заправочной инфраструктуры КПГ осуществляется в первоочередном порядке [2].

Объектом исследования является сеть автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) в Московской области. Существуют несколько важных оснований развития рынка ГМТ в этом регионе:

– объем потребления топлива в МО находится на втором месте после г. Москвы среди 15 крупнейших регионов – потребителей топлива в России [3];

– МО обладает развитым промышленным и аграрным хозяйством и соседствует с рядом областей, в которых функционируют многочисленные предприятия, поэтому здесь достаточно высокая емкость рынка топлива;

– все населенные пункты МО газифицированы, поэтому подключение АГНКС к магистральным трубопроводам не связано с техническими трудностями и большими финансовыми затратам;

– плотность населения МО выше, чем во многих других областях РФ, что должно сказываться на развитии сегмента легкового и пассажирского транспорта [4];

– цены на приобретение газа сопоставимы с таковыми по многим промышленно-развитым регионам.

Цель настоящей работы – анализ перспектив рынка ГМТ в Московской области – достигается последовательным решением задач, таких как:

– составление характеристики действующей сети АГНКС;

– расчет прогнозной оценки развития сети АГНКС в МО на текущую перспективу (до 2030 г.) для «якорных» потребителей;

– разработка плана оптимизации пространственного размещения станций для АГНКС для «якорных» потребителей;

– оценка финансовой рентабельности внедрения ГМТ для «якорных» потребителей.

При анализе были приняты следующие допущения:

– Предпочтительными считались интересы «якорных» потребителей – крупных автотранспортных (грузовых и пассажирских) предприятиях, роль «линейных» потребителей принималась как вторичная. Как следствие, в расчетах учитывались расстояния («плечи») до трасс федерального значения только от «якорных» потребителей.

– Анализировались условия размещения АГНКС только для городов с населением свыше 150 тыс. человек.

– Оценивалась потребность в ГТМ для спецтранспорта.

Автором были определены следующие критерии выбора приоритетных городских округов для размещения в них объектов газозаправочной инфраструктуры:

– численность населения;

– количество собственных операторов-перевозчиков, которые способны выполнить роль «якорных» потребителей ГМТ;

– парк пассажирских транспортных средств с годом выпуска не старше 2020 г.;

– фактическое распределение ранее построенных АГНКС;

– расположение федеральных автотрасс;

– конфигурация системы областного магистрального газопровода.

Основные результаты исследований. Характеристика действующей сети АГНКС: по состоянию на сентябрь 2022 г. в Московской области размещены только 10 станций АГНКС, владельцами которых являются ПАО «Газпром», ООО «Торговый дом Нефтьмагистраль», ФГУП «Мосавтогаз», АО «МГПЗ»

Прогнозная оценка развития сети АГНКС в МО на перспективу до 2030 г. для «якорных» потребителей иллюстрируется готовностью административных районов к обновлению парка машин с учетом наличия оборудования для заправки на АГНКС (рис. 1).

Оптимизация пространственного размещения станций для АГНКС для «якорных» потребителей выполнена на основе стратегии последовательного развития транспортной сети. Она предполагает реализацию сначала принципа точечной локализации – размещения заправочных станций КПГ в местах концентрации автотранспорта с высокими годовыми пробегами и значительным расходом топлива, затем на автодорогах с большими и постоянными грузопотоками [5] и, наконец, на менее загруженных трассах.

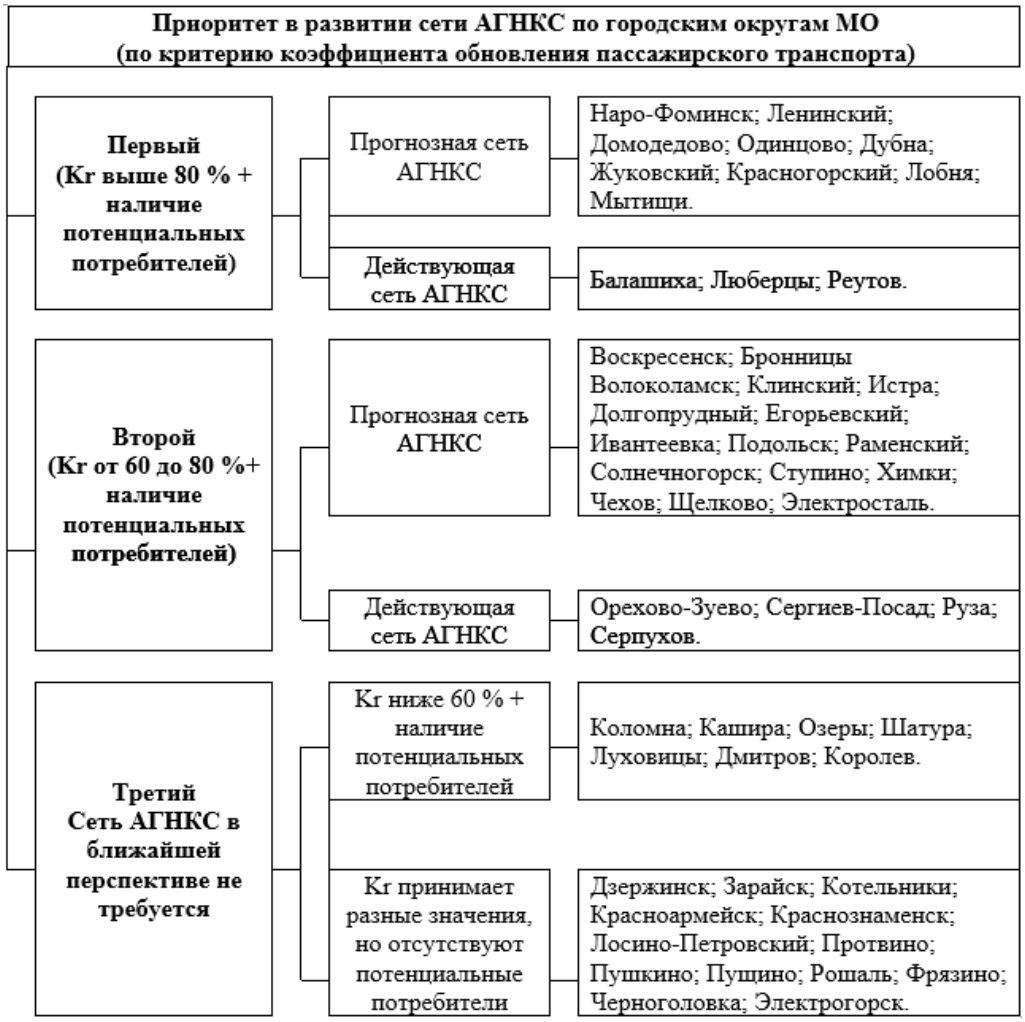


Рис. 1. Сводка перспективных административных районов Московской области по перспективности строительства АГНКС

Предлагаемый подход обеспечит создание базовой инфраструктуры общего пользования на важнейших дорогах, входящих в систему транспортных федеральных и международных коридоров [6], удовлетворит соответствующие нужды местного населения, улучшит экологическую обстановку в регионах. При этом будет реализовано техническое содействие (консалтинг и инжиниринг) и беспрепятственное подключение к газораспределительной сети, что крайне важно [6] для бесперебойной работы сети АГНКС.

Рис. 1 отражает наличие этих объектов по отношению к магистральной газопроводной сети, автомобильным трассам федерального значения, а также областным и районным административным центрам.

Оценка финансовой рентабельности внедрения ГМТ для «якорных» потребителей показала, что целевые показатели по развитию рынка газомоторного топлива в Московской области, под которым подразумевается строительство 5-ти станций АГНКС (3-х «якорных» и 2-х «линейных»), а также сооружение 32 МАЗК, расположенных в городах МО с площадью более 100 кв. км, составляют: совокупные вложения проекта – 3 095 226 тыс. руб., прибыль через 10 лет – 3 243 091 тыс. руб.

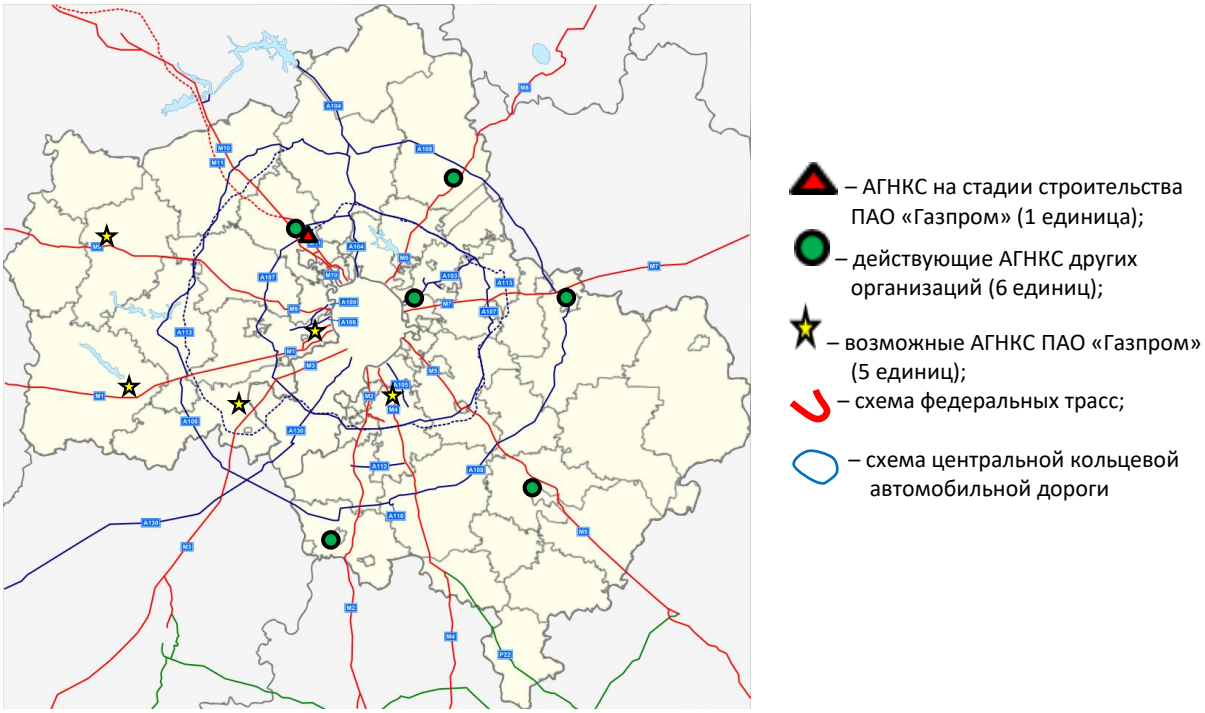


Рис. 1. Схема приоритетных и существующих локаций АГНКС и федеральных трасс

Заключение. В России, где геологические ресурсы природного газа колоссальны и развита сеть газопроводов, перспективы развития рынка газомоторного топлива весьма высоки.

Развитие сети реализации газомоторного топлива – это многосоставная задача, имеющая взаимодействующие между собой институционные, коммерческие и социальные аспекты развития. В институциональном отношении важно оценить взаимодействие центральных и местных органов управлений с организациями, финансирующими и выполняющими непосредственные работы.

На основе обобщения большого объема опубликованных источников по обсуждаемой теме для прогноза рынка газомоторного топлива в Московской области и его муниципальных образованиях были определены критерии выбора первоочередных объектов (населенных пунктов с численностью свыше 150 тыс. человек) для размещения автомобильных газонаполнительных компрессорных станций: численность населения; количество собственных операторов-перевозчиков, способных выполнить роль «якорных» потребителей ГМТ; парк пассажирских транспортных средств с годом выпуска не старше 2017 г., т. е. машин, на которых возможна установка газобаллонного оборудования; фактическое распределение ранее построенных АГНКС; расположение федеральных автотрасс; конфигурация системы областного магистрального газопровода.

Имеющаяся научная, научно-техническая и справочная литература, открытые данные ПАО «Газпром», «Мосавтотранс», «Госстат», ГИБДД позволяют выполнить оценочные расчеты по рынкам отдельных городских образований и Московской области.

На начальных этапах развития сети АГНКС в России целесообразно ориентироваться на интересы «якорных» потребителей. Параллельно необходимо провести уточнение потребностей в развитии сети для общественного пассажирского транспорта, техники для жилищно-коммунального хозяйства, а также других видов грузовых и легковых транспортных средств.

Литература

1. О регулировании отношений в сфере использования газового моторного топлива, в том числе природного газа в качестве моторного топлива: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.05.2013 № 767-р // Официальный интернет-портал правовой информации. http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201305170003

2. О внесении изменений в государственную программу Российской Федерации «Развитие энергетики» и об утверждении перечня субъектов Российской Федерации, в которых формирование заправочной инфраструктуры компримированного природного газа (метана) осуществляется в первоочередном порядке: Постановление Правительства Российской Федерации от 11.12.2019 № 1641 // Официальный интернет-портал правовой информации. http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201912180012

3. Информационные материалы для использования при разработке плана мероприятий по развитию рынка природного газа как моторного топлива в субъекте Российской Федерации // Министерство энергетики РФ. https://minenergo.gov.ru/node/13792 (Дата обращения 08.09.2022).

4. *Грибов В.Д., Грузинов В.П.* Экономика предприятия: Учебник для вузов. М.: Инфра-М, 2015. 448 с.

5. *Доржинкевич С.А*. Наша цель – глобальная энергобезопасность // Интернет-портал сообщества ТЭК. 2010. 14 августа. http://www.energyland.info/analitic-show-52604 (Дата обращения 08.09.2022).

6. *Алексанков А.М*. Перспективы использования газомоторного топлива в России // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2019. № 4(118). С. 96–99.

Технология блокчейн как ключевой фактор развития нефтегазовой индустрии

Прокопчик И.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: Prokopchikilya222@gmail.com

Аннотация. Представлена оценка технологии блокчейн, рассмотрены возможности использования блокчейн в нефтегазовых компаниях, описано устройство технологии, ее проблемы. Показана актуальность внедрения технологий в производство в условиях общей цифровизации. Рассмотрены существующие проекты в компании «Газпром нефть». Приведена актуальная аналитика от отечественных и зарубежный IT-компаний.
Ключевые слова: блокчейн, цифровизация, децентрализация, нефтегазовый сектор, документооборот, торговля, оптимизация.

Многие экономисты называют цифровизацию одной из главных тенденций развития экономики и общества в целом. Для отдельных предприятий это способ интенсивного развития и получения бóльшей прибыли. Сейчас, благодаря научному прогрессу, существует технология, решающая вопросы доверия при взаимодействии с третьими лицами, замещающая различные финансовые организации – блокчейн.

Каждая компания стремится получить максимальную прибыль от реализации продукта своего труда. Согласно закону убывающей маржинальной прибыли, существует граница, где обычным экстенсивным развитием получать бóльшую прибыль невозможно. В этом случае компания прибегает к интенсивному развитию за счет улучшения технологий производства. Таким образом, оптимизация производства, например, посредством внедрения блокчейн, будет актуальна во время всего существования экономики.

Технологию блокчейн некоторые ученые и экономисты называют базисом для третьей промышленной революции. Она может оптимизировать почти все бизнес-процессы предприятия. Блокчейн – цепочка из последовательно составленных блоков, которые содержат информацию. Любой пользователь может создать блок и добавлять к концу цепочки по одному, их в дальнейшем невозможно изменить из-за особого устройства.

Можно выделить основные преимущества технологии блокчейн:

– децентрализация (сведения о блоках хранятся на различных, не связанных между собой компьютерах, что не позволяет взломать данную систему для изменения данных);

– прозрачность совершаемых сделок (информация в самих блоках приватна, но саму операцию по созданию нового блока видно всем);

– мощная система шифрования (благодаря методам криптографии каждой транзакции присваивается собственный код хеширования);

– Internet of Value (технология настолько значимая, что за ее использование готовы платить).

Как можно использовать блокчейн в нефтегазовом секторе:

– Расчеты с поставщиками. Время – один из важнейших ресурсов, который может часто неэффективно тратиться из-за финансовых расчетов между субъектами торговли. Доверие, которое предоставляет технология блокчейн, позволяет сокращать многие взаиморасчеты.

– Документооборот. На пути от места добычи до конечного потребителя нефть и газ взаимодействуют с огромным количеством контрагентов и меняют владельцев. На всей сложной цепочке поставки углеводородов ведется учет транзакций и других данных. Этот процесс осложняет высокая волатильность рыночных цен и большое количество субъектов данного процесса. В свою очередь, блокчейн позволяет эффективнее справляться с этой задачей.

– Торговля на бирже. Тут существует две проблемы: высокие издержки транзакций и низкая скорость. Смарт-контракты позволяют безопасно и быстро совершать сделки, также токенизация активов ускоряет торговые процессы.

– Оптимизация количества оборудования. Важной частью цепочки поставки углеводородов являются пруверы, следящие за качеством продукта. Подключая пруверы к блокчейну, все смогут точно и быстро получать сведения о товаре, тем самым сокращая издержки на повторное использование и установку пруверов.

– Информационная безопасность и надежная защита данных.

– Мониторинг качества.

Проблемами использования технологии блокчейн являются незначительное количество глобальных проектов, которые могли бы масштабировать и дороговизна создания универсальной системы ведения бизнеса.

Таким образом, можно найти множество решений оптимизации с помощью технологии блокчейн в нефтегазовом секторе. Это доказывает важность дальнейшего исследования данной темы, что подтверждается представленными данными пилотных блокчейн-проектов компаний «Газпром нефть», «BP» и «Shell», исследования «Всемирного экономического форума», статистика «Gartner» и «Oxford Economist».

Литература

1. *Платонов В.В., Спиридонов Г.И.* Проблемы и перспективы использования блокчейн-технологий в деятельности предприятий // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2021. № 3(129). С. 102–109.

2. *Плотников В.А*. Цифровизация производства: теоретическая сущность и перспективы развития в российской экономике предприятий // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2018. № 4 (112). С. 16–24.

3. *Руденко Е.А.* Понятие системы блокчейн. Проблемы современных интеграционных процессов и пути их решения // Сб. ст. международной научно-практической конференции: В 2 ч. Ч. 2. Уфа: ОМЕГА САЙНС, 2016. С. 163–164.

4. *Арефьева А.С., Гогохия Г.Г.* Перспективы внедрения технологии блокчейн // Молодой ученый. 2017. № 15(149). С. 326–330.

Преимущества внедрения SMART-стандартов для нефтегазового производства

Шматин А.К.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: DzoT99@yandex.ru

Аннотация. Рассматривается проблематика внедрения SMART-стандартов в нефтегазовую сферу. Проведен разбор и анализ понятия цифровых стандартов. Определены сложности на пути создания такого вида стандартов. Сформулированы преимущества внедрения SMART-стандартов на предприятиях и в работе экспертных организаций.
Ключевые слова: SMART-стандарты, машиночитаемые стандарты, формат XML, искусственный интеллект.

Цифровизация является центральным элементом современной инновационной и промышленной политики государства и вносит существенные изменения в различных видах экономической деятельности. Трансформация отраслей на основе информационно-коммуникационных технологий приводит к реорганизации самого производства и бизнес-процессов компании, упрощая совместную работу участников в условиях глобального рынка [1, 2]. При этом отсутствие стандартов рассматривается в качестве сдерживающего фактора цифровизации.

Исследуемая тема находится на пересечении направлений стандартизации и информационных (цифровых) технологий. Цифровизация открывает перед российским бизнесом широкие возможности и в разы повышает его эффективность. В связи с этим ключевыми компонентами цифровизации становятся единые электронные фонды нормативной и технической документации, система управления такой документации, система управления нормативными требованиями и цифровая стандартизация. Необходимое условие успешного внедрения смарт-стандартов – создание единых глоссариев (тезаурусов), а также общепринятых, единых и отраслевых классификаторов.

В рамках отдельного предприятия SMART-стандарты позволяют перейти к умному цифровому предприятию, так как они являются фундаментом бизнес-процессов цифрового предприятия. Задача SMART-стандарта – без дополнительных затрат на интерпретацию данных и без потерь данных донести требования нормативных и технических документов до эксперта или/и до информационной исполняющей системы. Также важно отметить, что стандартизованные документы в SMART формате – это мощный инструмент кооперации, который позволит организациям обмениваться более полными данными, сделает это быстрее и сведет к нулю дополнительные затраты, в том числе сможет осуществлять обмен данными без участия человека, только на уровне информационных систем. При этом могут решаться задачи по сертификации, аккредитации и экспертизе проектной документации в автоматическом режиме.

SMART-стандарты посредством информационных систем могут автоматически проверять информационные модели в системе контрагента, импортировать требования и системы контрагента, выполнять автоматический заказ необходимых комплектующих, совершать экспорт требований к производству или к информационным моделям. Пользователи SMART-стандартов получат множество сервисов, построенных на обработке машиноинтерпретируемого содержания стандарта. Часть этих сервисов, такие как интеллектуальный поиск, контроль изменений,

сравнение редакций – человекоориентируемые сервисы. Они помогают выполнять рутинную работу по изучению и анализу документов, эксперту – принимать взвешенное решение. На основе машиночитаемого, машиноисполняемого содержания должны быть разработаны машиноориентированные сервисы для проверки исполнения требований уже без участия человека.

SMART-стандарт может содержать различные информационные объекты, в том числе информационные (цифровые) модели, которые становятся нормативными элементом, образцом, соответствующим нормативным требованиям. Его использование в других информационных моделях может заключаться в том, что эту нормативную модель проектировщик просто копирует и включает в свой цифровой двойник изделия и он заведомо при этом будет знать, что уже выполнил все нормативные требования. На основе SMART-стандартов можно разрабатывать человекоориентированные сервисы, например сервис поддержки экспертной работы при разработке стандарта, системы управления требованиями, то есть информационные системы, которые повышают эффективность профессиональной человеческой деятельности.

Если в информационной модели все части этой модели отклассифицированы по соответствующему типу производства классификатору, а, с другой стороны, по этому классификатору были классифицированы все включенные в него требования к частям информационной модели (различные части оборудования, например), то устанавливается однозначное соответствие между объектом модели и требованиями, которым он должен соответствовать, что уже является автоматизированной проверкой проектной документации без участия человека.

Также, говоря о SMART-стандартах, перспективным является применение искусственного интеллекта (ИИ) для работы с нормативными документами. В частности, эксперты DIN/DKE (орган стандартизации в Германии) прогнозируют в ближайшие 10 лет появление нового уровня развития цифровых стандартов. Они предполагают, что качество машинопонимаемого и машиноисполняемого содержимого таких стандартов, а также развития обслуживающих их систем позволит актуализировать и даже формировать новые документы по стандартизации с помощью искусственного интеллекта, данные, которые собраны в результате применения действующих норм, будут аккумулироваться и обрабатываться методами машинной аналитики. Эти же методы будут предлагать поправки (изменения) в стандарты, опираясь на реальную практику, например, выявлять избыточные или недостаточные требования, если было выявлено много сбоев при производстве. Эксперту придется только верифицировать и принять или отклонить такие поправки. Если они будут приняты, то они будут внесены в документы автоматически. Для достижения такого уровня зрелости цифровой стандартизации, необходимо уже сейчас осуществить переход, как минимум, к третьему уровню и активно начать переход к 4-му уровню. Актуальность этого подтверждается тем, что в этой сфере в нашей стране уже проводится множество работ: образован ТК 164, ПТК 711, альянс в сфере ИИ при Аналитическом центре при правительстве РФ под эгидой Минэкономразвития, выпущен кодекс этики в сфере искусственного интеллекта.

Литература

1. Re-finding industry: Report from the High-Level Group on Industrial Technologies. Brussels: European Commission, 2018. 52 p. https://doi.org/10.2777/927953
2. The next production revolution. Implications for governments and business. Paris: OECD Publishing, 2017. 440 p. https://doi.org/10.1787/9789264271036-en
3. *Якушева М.* SMART-стандарты. Как использование «умных стандартов» поможет повысить эффективность производства // ProКачество. 2022. 17 февраля. https://kachestvo.pro/kachestvo-produktsii/standartizatsiya/smart-standarty/ (Дата обращения 02.09.2022).

Возможности и риски цифровой трансформации операционной деятельности организаций нефтегазового комплекса

Юнкина А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: arinayunkina@gmail.com

Аннотация. Целью исследования является определение возможностей и рисков цифровой трансформации операционной деятельности организаций нефтегазового комплекса. Методологическую базу представляют научные диалектические методы, методы научного анализа (системный анализ, экономико-математические методы, методы регрессионного анализа, математическое моделирование) и синтеза (методы формализации, обобщения и др.). На основании применения динамических методов оценки проектов и сценарного анализа производится оценка экономических рисков внедрения цифровых технологий. Основным выводом является необходимость оценки вероятности реализации сопутствующих финансовых рисков цифровой трансформации операционной деятельности нефтегазовых предприятий.
Ключевые слова: экономическая эффективность, цифровые технологии, цифровая трансформация, нефтегазовый комплекс, инновации, риски.

Современный этап развития нефтегазового комплекса характеризуется активной цифровизацией, а именно цифровой трансформацией. Задача цифровой трансформации заключается в оптимизации и изменении логики технического процесса, которые достигаются путем внедрения цифровых технологий. Интенсивное внедрение цифровых технологий ведется на всех этапах добычи: от разведки до продажи конечной продукции. Этому способствует необходимость увеличения рентабельности бизнеса и его конкурентоспособности, что обусловлено рядом факторов, среди которых можно отметить:

– истощение легкоизвлекаемых месторождений нефти и природного газа на суше;

– необходимость освоения технологий добычи в сложных условиях: добыча сланцевой нефти, арктическое, морское и глубоководное бурение [1].

На сегодняшний день одним из лидеров по внедрению цифровых технологий в России является ПАО «Газпром нефть». Цифровизация различных технологических и бизнес-процессов (самообучающиеся программы, нейронные сети, искусственный интеллект, цифровые двойники и большие данные) будет играть ключевую роль в программах инновационного развития компании до 2025 года [2].

Технологические приоритеты в ПАО «Газпром нефть» определяются на основании экономической эффективности решений с использованием показателя чистой дисконтированной стоимости (NPV) [3]. Подобное решение обусловлено тем, что каждый проект по внедрению цифровых технологий всегда имеет ограничения по возможному финансированию и затрачиваемому на реализацию времени. Следовательно, на начальном этапе, компании необходимо оценивать величину финансовых и временных ресурсов, которые будут затрачены на проект, с целью определения величины экономических рисков. Процесс имеет следующий алгоритм:

1) в рамках каждого бизнес-процесса оценивается возможность улучшения технико-экономических показателей, при условии цифровых технологий (в том числе передовых и инновационных на рынке);

2) полученные данные закладываются в модель стратегического развития компании, при этом определяется влияние исследуемых технологий на изменение прогнозных значений удельных капитальных и инновационных затрат;

3) производится определение потенциального экономического эффекта по каждому бизнес-процессу, на основании величины прироста NPV при использовании цифровых технологий;

4) исходя из результатов расчета, определяются ключевые инвестиционные приоритеты.

Исходя из степени влияния проектов на бизнес определяются цели компании, им присваивается соответствующий рейтинг. Для оценки, в рамках данного исследования, были отобраны 3 проекта с рейтингом «Высокий» и «Средний», с использованием наиболее распространенных цифровых технологий на рынке, а именно:

Проект 1 – Автоматизированный анализ отклонения содержания газа в воздухе от заданных норм;

Проект 2 – Обнаружение выбросов метана с помощью дрона;

Проект 3 – Программное обеспечение для автоматизации экологического учета [4].

Для ранжирования проектов, необходимо использовать систему критериев, включающую динамические показатели экономической эффективности и показатели количественной оценки рисков проектов. В рамках данного исследования было предложено использовать такие показатели как:

1) NPV - чистый приведенный доход;
2) DPBP - дисконтированный период окупаемости;
3) IRR- внутренняя норма доходности;
4) PI - индекс рентабельности.

Критерии оценки риска и неопределенности для проектов являются неотъемлемым фактором при принятии решений о финансировании проекта. Это связано с тем, что внедрение новых технологических процессов, в первую очередь, связано с неопределенностью.

В данной работе предлагается ранжирование ключевых факторов риска по бальной системе и сценарный анализ, который предполагает моделирование различных вариантов реализации проекта. В качестве показателей, отражающих степень неопределенности и риска проекта, был использован коэффициент вариации.

Расчет показателей эффективности выявил, что данные проекты рискованны для реализации в компании. Наименьшее значение NPV имеет Проект 3, что хорошо, с учетом его высокого уровня влияния на бизнес-процессы. Наибольшее – Проект 1. Наименьшее значение коэффициента вариации наблюдается у Проекта 3, а наибольшее – у Проекта 1.

Следующим этапом является выбор проекта, наиболее оптимального с точки зрения всех критериев. В рамках данной оценки были использованы рассчитанные показатели, а также степень влияния проекта на бизнес-процессы. Каждому показателю был присвоен рейтинг от 1 до 3. Проект с наибольшим рейтингом считается наиболее инвестиционно привлекательным. Таким образом, наиболее эффективным можно считать Проект 3. Проект 1, несмотря на высокий

уровень влияния на бизнес-процессы, имеет большое количество экономических рисков.

Цифровая трансформация отличается комплексным изменением бизнес-процессов компании [5]. Основным принципом цифровизации является переход от фрагментарной автоматизации отдельных этапов или производств к полностью автоматизированному цифровому производству, управляемому интеллектуальными системами в режиме реального времени. При этом наиболее значимые проблемы в развитии нефтегазового сектора связаны с формированием и активным использованием инновационных технологий и оценкой их экономической эффективности и рисков.

В рамках данной работы была рассмотрена компания «Газпром нефть» как пример российской компании, активно инвестирующей во внедрение цифровых технологий. Первоначальным риском при оценке возможности и приоритета реализации цифровых проектов был определен экономический. Для определения уровня экономического риска были применены динамические методы оценки инвестиционной привлекательности, а также проведен сценарный анализ и рассчитаны коэффициент вариации. Проведенное исследование показало, что, несмотря на высокий уровень реализации на мировом рынке и при возможном положительном влиянии на бизнес-процессы компании, проекты по внедрению цифровых технологий могут быть рискованными, ввиду низкой экономической эффективности. Следовательно, анализ экономических рисков и определение вероятности их наступления являются наиболее перспективным направлением исследований, на начальном этапе, в рамках цифровизации операционной деятельности нефтегазовых компаний.

Литература

1. *Куклина Е.А.* Инновационная деятельность предприятий нефтегазового сектора России в условиях новых вызовов энергетического рынка // Экономика нового мира. 2018. № 3(11). С. 5–20.

2. *Ведев А., Дробышевский С., Каукин А* и др. Прогноз основных показателей социально-экономического развития РФ на 2020–2023 годы. М.: Счетная палата Российской Федерации, Институт экономической политики им. Е.Т. Гайдара, 2020. 33 с. https://ach.gov.ru/upload/pdf/Макропрогноз%20на%202020-2023%20годы%20финал.pdf (Дата обращения 10.08.2022).

3. *Комзолов А.А., Кириченко Т.В.* Реализация концепции риск-ориентированного внутреннего контроля в системе обеспечения экономической безопасности собственников корпораций // Финансы и управление. 2019. № 4. С. 28–30. https://doi.org/10.25136/2409-7802.2019.4.31259

4. Итоги работы Минэнерго России и основные итоги функционирования топливно-энергетического комплекса в 2020 году. Задачи на 2021 год и среднесрочную перспективу. https://minenergo.gov.ru/node/20515 (Дата обращения 15.08.2022).

5. Паспорт Программы инновационного развития ПАО «Газпром нефть» до 2025 года. СПб.: ПАО «Газпром нефть». 2020. 67 с. https://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/prir-passport-2018-2025.pdf (Дата обращения 10.08.2022).

СЕКЦИЯ:
Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

Расчет фазовых равновесий углеводородов методом прямой минимизации энергии с использованием уравнения состояния PC-SAFT

Бевзо М.О.*, Исаева А.В.
МГУ имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 2
E-mail: *bevzomo@gmail.com

Аннотация. В настоящей работе для расчета параметров парожидкостного равновесия легких углеводородов рассматривается уравнение состояния PC-SAFT совместно с методом прямой минимизации энергии системы. Метод прямой минимизации энергии системы позволяет рассчитывать фазовые равновесия чистых веществ и смесей, сохраняя при этом точность и компактность программной реализации расчетов. Рассматриваются такие параметры, как давление парожидкостного равновесия и молярные объемы фаз легких углеводородов.
Ключевые слова: энергия Гельмгольца, задача минимизации энергии системы, задача линейного программирования, PC-SAFT, уравнения состояния углеводородов.

Для оценки параметров природных углеводородных систем и моделирования их фазового поведения все чаще применяют уравнение состояния (УС) PC-SAFT и его модификации. Для ряда веществ показаны преимущества этого УС при расчетах плотности и изобарной теплоемкости природных углеводородных смесей в сравнении с кубическими уравнениями состояния и обобщенными фундаментальными уравнениями состояния [1, 2].

В настоящей работе уравнение состояния PC-SAFT применяется для расчета параметров парожидкостного равновесия углеводородов. Поскольку УС PC-SAFT задает явное выражение для свободной энергии Гельмгольца системы (вещества) [1–3], для расчета параметров фазовых равновесий (ФР) удобно использовать тот факт, что в состоянии термодинамического равновесия при заданных значениях температуры и объема системы ее энергия Гельмгольца должна быть минимальна. Таким образом, задачу расчета параметров ФР можно рассматривать как задачу минимизации функционала энергии Гельмгольца системы. В свою очередь, подобную (вообще говоря, нелинейную) задачу минимизации в дискретной постановке можно свести к задаче линейного программирования. К примеру, в работах [4, 5] этот подход использован для расчета параметров фазовых равновесий углеводородных смесей. Однако в работах [4, 5] для расчета энергии системы не применяется УС PC-SAFT, а используются выражения, согласованные с наиболее популярными кубическими уравнениями состояния.

Цель настоящей работы – продемонстрировать возможность расчета фазовых равновесий методом прямой минимизации энергии совместно с уравнением состояния PC-SAFT. Для тестирования такого подхода рассматривался набор легких углеводородов – чистых веществ, экспериментальные параметры ФР которых известны из литературы [6–10]. Это позволило сопоставить расчетные и экспериментальные значения параметров ФР и оценить результаты проведенного численного моделирования фазовых равновесий с использованием УС PC-SAFT. Для дополнительной верификации полученных результатов параметры ФР рассчитывались для тех же веществ и условий методом прямой минимизации энергии с использованием кубического УС Пенга–Робинсона, что позволило также сопоставить точность различных уравнений состояния.

Сравнение экспериментальных и расчетных параметров фазовых равновесий проводилось следующим образом. Для каждого рассмотренного чистого вещества для ряда температур определялось давление, при котором вещество находится в парожидкостном равновесии. Для жидкой и паровой (газовой) фаз в равновесии определялись их молярные объемы. Рассчитанные значения давления ФР и молярных объемов сопоставлялись с экспериментальными значениями соответствующих величин [6–10]. В табл. 1 показаны для примера сравнительные результаты эксперимента и расчета параметров фазового равновесия для метана (источник данных указан в скобках). Из таблицы видно, что близкие к экспериментальным значениям параметры ФР получаются как при использовании УС PC-SAFT, так и при использовании кубического УС Пенга–Робинсона (ПР).

Таблица 1

Пример сравнения результатов расчета параметров фазового равновесия для метана с экспериментальными значениями

Температура, К	Давление парожидкостного равновесия, МПа	Молярный объем жидкой фазы, мл/моль	Молярный объем газовой фазы, мл/моль
160	1,5929 ± 0,0002 (эксп.)	47,697 ± 0,010 (эксп.)	631,62 ± 0,15 (эксп.)
	1,586 (PC-SAFT)	47 (PC-SAFT)	646 (PC-SAFT)
	1,599 (ПР)	44 (ПР)	622 (ПР)
170	2,330 (эксп.)	52 (эксп.)	411 (эксп.)
	2,321 (PC-SAFT)	52 (PC-SAFT)	421 (PC-SAFT)
	2,344 (ПР)	50 (ПР)	401 (ПР)
180	3,2868 ± 0,0004 (эксп.)	58,078 ± 0,012 (эксп.)	261,14 ± 0,07 (эксп.)
	3,272 (PC-SAFT)	59 (PC-SAFT)	267 (PC-SAFT)
	3,313 (ПР)	59 (ПР)	250 (ПР)

Чтобы сопоставить результаты расчета, полученные для различных веществ и УС, рассматривались (в процентах) относительные отклонения расчетных и экспериментальных значений параметров ФР (модуль разности расчетного и экспериментального значения физической величины, деленный на экспериментальное значение). На рис. 1 показан пример сравнения точности расчетов давления парожидкостного равновесия метана с помощью уравнений состояния Пенга–Робинсона и PC-SAFT для пяти различных температур (рассматривалась безразмерная температура, отнесенная к критической температуре вещества).

Приведенный пример иллюстрирует высокую точность расчетов параметров фазового равновесия метана при использовании УС PC-SAFT, сопоставимую с точностью, которую дает кубическое УС Пенга–Робинсона: относительное отклонение расчетных и экспериментальных значений не превышает 1%. Аналогичные расчеты проводились для этана, пропана и бутана, а также для углекислого газа.

Отдельно стоит заметить, что преимуществом метода прямой минимизации энергии можно считать «модульность» и компактность программной реализации соответствующих расчетов. На рис. 2 показана обобщенная блок-схема проводимых вычислений.

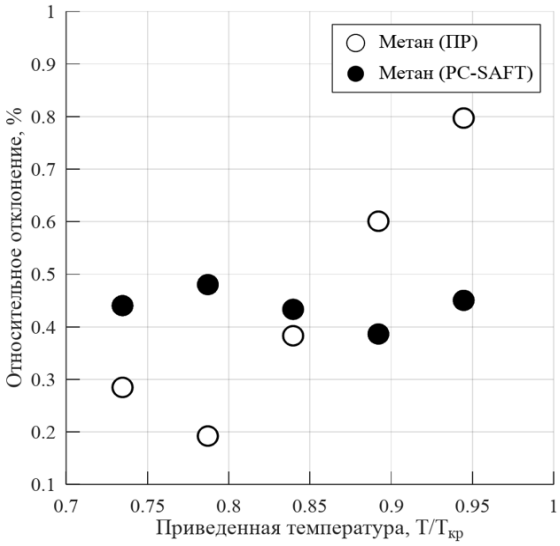


Рис. 1. Относительная погрешность расчета давления парожидкостного равновесия метана при различных значениях приведенной температуры

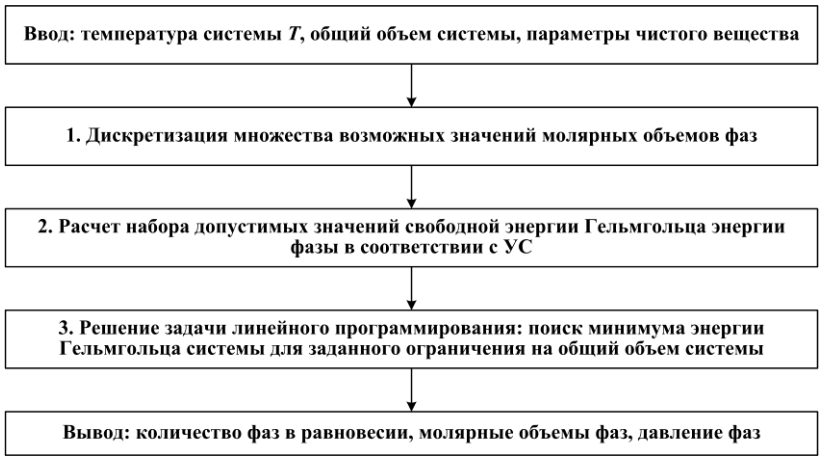


Рис. 2. Блок-схема расчета параметров фазового равновесия методом прямой минимизации свободной энергии Гельмгольца системы

Замена уравнений состояния при этом фактически сводится к замене выражения для расчета допустимых (на дискретной сетке) значений энергии Гельмгольца, т. е. изменения касаются только шага № 2 проводимых расчетов (см. рис. 2). Такое свойство используемого метода расчета фазового равновесия делает его удобным для тестирования различных УС. В рамках настоящей работы для проведения вычислений был создан комплекс программ в среде GNU Octave.

Таким образом, в данной работе метод прямой минимизации энергии применялся совместно с уравнением состояния PC-SAFT для расчета ФР легких углеводородов. Был проведен анализ отклонений вычисляемых параметров фазового равновесия от их экспериментальных значений при использовании УС PC-SAFT и УС Пенга–Робинсона. В среде GNU Octave реализован комплекс программ, который в дальнейшем может быть модифицирован для проведения аналогичных расчетов параметров ФР с использованием различных уравнений состояния, в том числе новых, предлагаемых для более точного моделирования фазового поведения углеводородов.

Литература

1. *Александров И.С., Григорьев Б.А.* Моделирование термодинамических свойств и фазового поведения углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния // Вести газовой науки. 2018. № 4(36). С. 238–248.

2. *Григорьев Б.А., Александров И.С., Герасимов А.А*. Моделирование термодинамических свойств и фазовых равновесий нефтяных и газоконденсатных систем на основе уравнения состояния PC-SAFT // Газовая промышленность. 2018. № 6(769). С. 52–57.

3. *Gross J., Sadowski G*. Application of perturbation theory to a hard-chain reference fluid: an equation of state for square-well chain // Fluid Phase Equilibria. 2000. Vol. 168, No. 2. P. 183–199. https://doi.org/10.1016/S0378-3812(00)00302-2

4. *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.

5. *Khakimova L., Isaeva A., Dobrozhanskiy V., Podladchikov Yu*. Direct energy minimization algorithm for numerical simulation of carbon dioxide injection // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206611-MS. https://doi.org/10.2118/206611-MS

6. *Kleinrahm R., Wagner W*. Measurement and correlation of the equilibrium liquid and vapour densities and the vapour pressure along the coexistence curve of methane // The Journal of Chemical Thermodynamics. 1986. Vol. 18, No. 8. P. 739–760. https://doi.org/10.1016/0021-9614(86)90108-4

7. *Douslin D.R., Harrison R.H*. Pressure, volume, temperature relations of ethane // The Journal of Chemical Thermodynamics. 1973. Vol. 5, No. 4. P. 491–512. https://doi.org/10.1016/S0021-9614(73)80097-7

8. *Kay W.B.* Pressure-Volume-Temperature relations for n-butane // Industrial & Engineering Chemistry. 1940. Vol. 32, No. 3. P. 358–360. https://doi.org/10.1021/ie50363a016

9. *Thomas R.H.P., Harrison R.H.* Pressure, volume, temperature relations of propane // Journal of Chemical & Engineering Data. 1982. Vol. 27, No. 1. P. 1–11. https://doi.org/10.1021/je00027a001

10. *Duschek W., Kleinrahm R., Wagner W.* Measurement and correlation of the (pressure, density, temperature) relation of carbon dioxide. I. The homogeneous gas and liquid regions in the temperature range from 217 K to 340 K at pressures up to 9MPa // The Journal of Chemical Thermodynamics. 1990. Vol. 22, No. 9. P. 827–840. https://doi.org/10.1016/0021-9614(90)90172-M

Исследование и подбор состава для изоляции керна

Ватузов С.М.*, Лосев А.П.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *sergey.vatuzov@gmail.com

Керн является ключевым источником знаний о свойствах горных пород, а это значит, что без качественно отобранного кернового материала невозможно получить достоверные сведения о свойствах пород. В сложных объектах исследований (рыхлые, кавернозно-трещиноватые, сланцевые и др. коллекторы) повышается роль используемых технологий отбора керна, на сегодняшний день наиболее эффективной является технология отбора изолированного керна.

Использование изолированного керна важно:

- при определении водонефтенасыщенности прямым методом в нефтяных залежах, в переходной зоне вблизи водонефтяного контакта (ВНК), в нефтяных залежах, где ВНК не вскрыт или отсутствует, в нефтяных залежах с непредельным нефтенасыщением по всей высоте, в разрабатываемых нефтяных и газовых залежах;
- при определении водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности прямым методом в газовых залежах (газовой шапке);
- при изучении химического состава поровых вод в продуктивной части залежи;
- для оценки качества коллектора на керне с сохраненной насыщенностью;
- для проведения специальных исследований на керне с сохраненной смачиваемостью;
- для сохранности кондиционного керна коллекторов месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе, из слабоконсолидированных, засолоненных пород.

При отборе керна очень важно сохранить его в изолированном состоянии, необходимо знать все параметры, которые могут повлиять на проникновение бурового раствора в керноприемник и на его контакт с отобранным керном. К таким параметрам относятся давление снаружи керноприемника, давление в клапанах, гидравлические параметры устройства и реологические параметры жидкости для изоляции.

В качестве изолятора была выбрана суспензия каучука в неполярном масле, являющаяся дисперсной системой, в которой в роли дисперсной фазы выступает резиновая крошка, а в роли дисперсионной среды – масло. Основным свойством суспензии является набухание частиц каучука при повышении температуры и последующий переход системы в связнодисперсное состояние. Состав имеет текучую консистенцию в пластовых условиях (эффективная вязкость менее 70 мПа·с при $T > +60$ °C) и образует твердый эластомер в поверхностных условиях, обладает хорошей смазывающей способностью и снижает трение в контакте керн–керноприемник. Твердый эластомер обеспечивает механическое закрепление колонки при транспортировке керна [1].

Главным преимуществом перед конкурентами данной керноизолирующей жидкости является то, что они не обладают физико-химической инертностью к горной породе и насыщающим флюидам. Кроме того, используемые составы не обеспечивают механическое сохранение керна при разборке снаряда и транспортировке керна в хранилище.

В данной работе приведены результаты экспериментальных исследований реологических свойств состава [2, 3]. Опыты с использованием вискозиметра Rheotest RN4,1 в термостатируемой измерительной ячейке, состоящей из двух коаксиальных цилиндров. Все измерения выполнялись в режиме колебаний с малой амплитудой (параметры: частота колебаний 0,5–1,5 Гц, амплитуда колебаний 1–5 Па), поскольку предполагается, что такие исследования не допускают разрушения структуры, что важно при изучении системы в состоянии, близком к упругому (рис. 1).

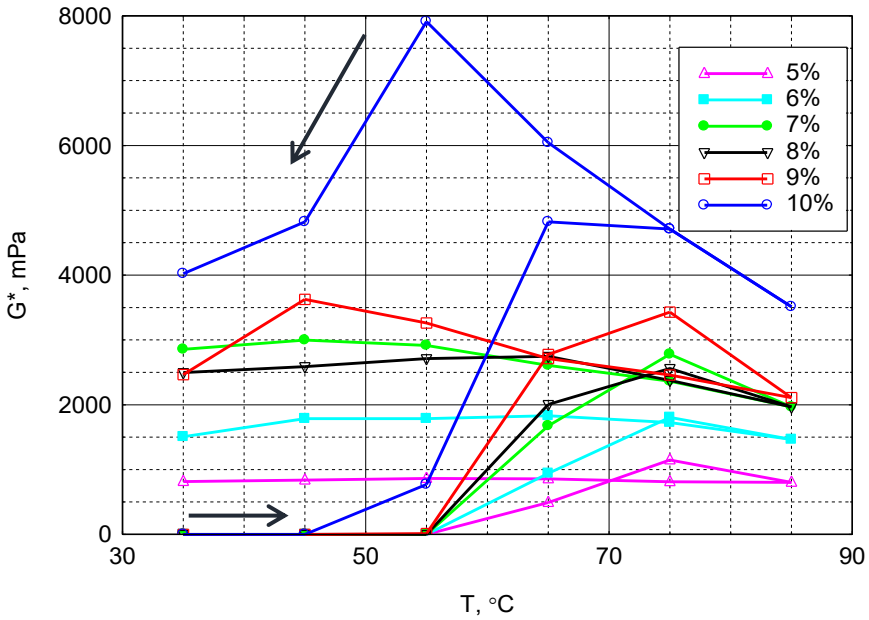


Рис. 1. Графики зависимости комплексного модуля сдвига от температуры для различных концентраций состава при изменении температур 35–85–35 °C

В работе приведены зависимости комплексной вязкости, комплексного модуля сдвига и угла сдвига фаз от температуры [4], а также температуры, при которых начинается переход из жидкого состояния в упругое и при которых данный переход завершается для различных концентраций состава. Для прогнозирования поведения состава были рассчитаны объемные доли набухающих частиц каучука в начальный момент времени и в ходе экспериментов с изменением температуры.

Для проведения анализа автором были изучены параметры керноприемников, используемых при бурении скважин. К данным параметрам относится давление со стороны скважины, давление внутри керноприемника, параметры внутренних клапанов и различные геометрические особенности. Для расчета был выбран керноотборный снаряд (КОС) размера 171х102 мм компании ООО «СК «Буровое оборудование», основные параметры которого представлены в табл. 1.

Таблица 1

Параметры расчетного керноотборного снаряда

Размер КОС, мм	Диаметр скв., мм	Диаметр керна, мм	Верхнее соедин. КОС	Наружн. диаметр КОС	Внутр. диаметр КОС	Наружн. диам. вн. тр. OD, мм	Вн. диам. вн. тр. ID, мм	Длина внутр. тр., м
171х102	203–229	102	3–133	171	136	121	108	9,14

С учетом всех данных был произведен гидравлический расчет оборудования в ручном виде [5], а также с использованием программного обеспечения DIPC Engineering «Гидравлические расчеты» [6] и получены допустимые значения реологических свойств жидкости для изоляции, которые обеспечивают полную изоляцию керна при его отборе (рис. 2).

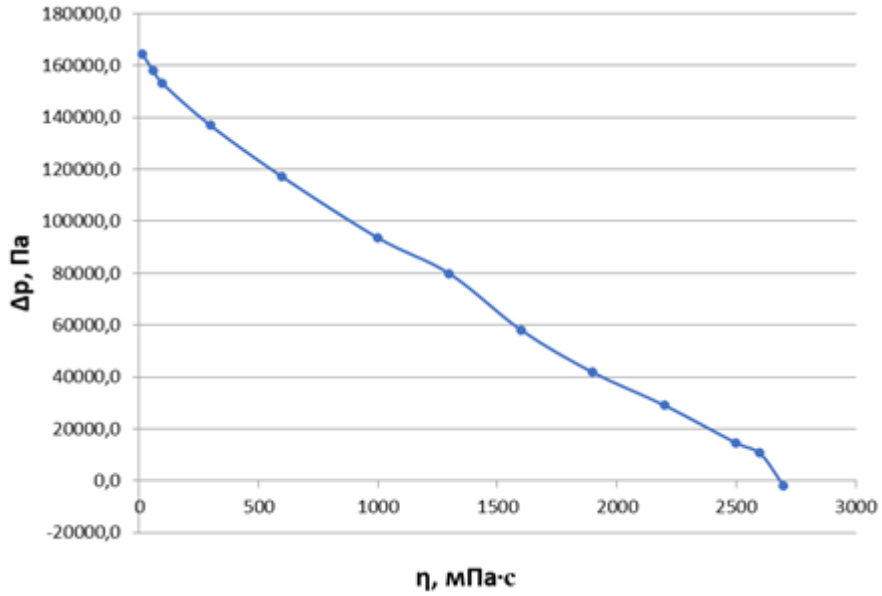


Рис. 2. График зависимости разности давлений в керноотборном снаряде от вязкости состава для изоляции

Сопоставив результаты расчетов керноприемника и необходимых реологических параметров жидкости для изоляции с полученными реологическими свойствами различных концентраций выбранной суспензии, автором была предложена оптимальная концентрация каучука в масле, позволяющая изолировать керн и удовлетворяющая всем необходимым параметрам.

Литература

1. *Лосев А.П., Евдокимов И.Н.* Реологическое поведение инертного геля для изоляции керна // Бурение и нефть. 2021. № 4. С. 47.

2. *Астрахан И.М.* Динамика вязких жидкостей: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. 104 с.

3. *Евдокимов И.Н.* Структурные характеристики промысловых водонефтяных эмульсий: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 477 с.

4. *Малкин А.Я., Исаев А.И.* Реология: концепции, методы, приложения / Пер. с англ. СПб.: Профессия, 2007. 560 с.

5. *Леонов Е.Г., Исаев В.И.* Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов: В 2 ч. Ч. 1: Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 2006. 416 с.

6. *Булах А.М., Лепешкин С.Н., Лосев А.П.* Программа для ЭВМ DiPC Engineer. Руководство пользователя. М.: НИИЦ «Недра-тест», 2019. 148 с.

Методы проведения SARA-анализа: тонкослойная хроматография и разделение на адсорбционной колонке

Дорфман М.Б., Пустова Е.Ю., Хрипкова Е.А.*, Коршакова Р.В.
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова,
РФ, 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 17
E-mail: *e.hripkova@narfu.ru

Аннотация. В статье приведены два метода определения в составе нефти асфальтенов, смол, парафинов и ароматических соединений. Один из методов предполагает выделение асфальто-смоло-парафиновых веществ с помощью адсорбционной колонки. Второй метод определяет содержание насыщенных, полярных и ароматических соединений в нефти с помощью тонкослойной хроматографии. В качестве объекта исследований были выбраны 5 проб дегазированной нефти. По результатам исследований был проведен сравнительный анализ и сделаны выводы о преимуществах и недостатках каждого из методов.
Ключевые слова: асфальто-смоло-парафиновые отложения, SARA-анализ, тонкослойная хроматография.

Исследованию асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) посвятили свои работы многие авторы [1–4], так как выпадение АСПО является одной из веских причин приостановки работ по добыче нефти и транспортировке. АСПО могут образовываться в призабойной зоне пласта, стволах скважин, в трубопроводах.

В работе был проведен сравнительный анализ двух методов определения асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) с целью выявления количественных и качественных расхождений показателей SARA-анализа.

В практике одним из наиболее часто применяемых методов является метод выделения из нефти асфальтенов, смол и парафинов с помощью адсорбционной колонки. Данный метод является комбинацией анализов, описанных в ОСТ 153-39.2-048-2003, прил. И, и ГОСТ 11851-85. Проведение анализа включает следующие этапы:

- выделение асфальтенов путем разбавления нефти 40-кратным объемом растворителя и их последующее осаждение на бумажном фильтре;
- выделение насыщенных углеводородов с помощью адсорбционной колонки, отгонки растворителя, дальнейшего вымораживания и фильтрования;
- выделение смол и ароматических углеводородов также с помощью адсорбционной колонки и отгонки растворителя.

Второй метод, рассмотренный в данной работе, использует тонкослойную хроматографию на кварцевых стержнях в соответствии с методикой IP 469/01. С помощью тонкослойной хроматографии также определяют асфальтены (полярный 2), смолы (полярный 1), насыщенные и ароматические углеводороды. Однако при исследовании на тонкослойном хроматографе ароматические соединения выделяются в отдельный класс в отличие от вышеописанного метода [1–3]. Для исследований по IP 469/01 использовался тонкослойный хроматограф Iatroscan MK-6s с пламенно-ионизационным детектором, представленный на рис. 1.

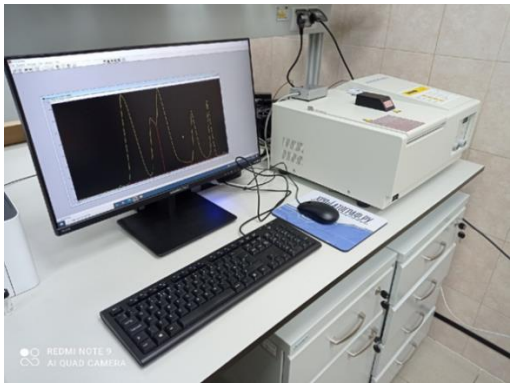


Рис. 1. Прибор для проведения тонкослойной хроматографии на кварцевых стержнях Chromarod с ПИД-детектором

В ходе проведения анализа навеска нефти растворяется в растворителе, отличном от предыдущего метода, и данная смесь наносится на кварцевые стержни. Стержни с раствором выдерживаются с растворителях для разделения компонентов и затем помещаются в тонкослойный хроматограф для отжига. Детектор хроматографа фиксирует сигналы и передает программному обеспечению для обработки результатов и построения хроматограммы с четырьмя пиками, соответствующим насыщенным, ароматическим полярным 1 и полярным 2 соединениям.

Исследования по двум методам проводились по одним и тем же пробам параллельно. Также дополнительно по некоторым пробам на тонкослойный хроматограф были поданы асфальтены и смолы, выделенные из нефти по ОСТ 153-39.2-048-2003, прил. И, и ГОСТ 11851-85. По результатам исследований был проведен сравнительный анализ полученных результатов, позволяющий сделать следующие выводы:

- тонкослойная хроматография является более точным методом, так как выделяет четыре класса соединений, а не приписывает ароматические соединения к классу смол, как в методе по ОСТ 153-39.2-048-2003, прил. И, и ГОСТ 11851-85;
- в тонкослойной хроматографии не используется осаждение асфальтенов на бумажном фильтре, что позволяет уловить наибольшую часть компонентов класса полярные 2, что было доказано экспериментальным путем при подаче асфальтенов и смол, выделенных по ОСТ 153-39.2-048-2003, прил. И, и ГОСТ 11851-85;
- хроматограф является высокочувствительным прибором, улавливающим до 0,1% массовых содержаний компонентов;
- время анализа на тонкослойном хроматографе занимает около 4 часов, что в разы меньше времени, затраченного при выполнении анализа по ОСТ 153-39.2-048-2003, прил. И, и ГОСТ 11851-85, что является важным параметром для нефтегазодобывающих предприятий.

По результатам проведенных исследований нельзя сказать, что метод, описанный в ОСТ 153-39.2-048-2003, прил. И, и ГОСТ 11851-85, является недостоверным, а можно сделать вывод, что разделение компонентов происходит неточно и довольно часто один класс соединений смешивается с другими, а также происходят потери при фильтрации, отгонке растворителя и адсорбции, что в свою очередь влияет на количественный результат. С помощью тонкослойной хроматографии, получая наиболее точный состав АСПВ, возможность подбора наиболее эффективного ингибитора увеличивается, так как влияние будет оказано на конкретный компонент, выпадающий из нефти при изменении термобарических или других условий.

Литература

1. *Karlsen D.A., Larter S.R.* Analysis of petroleum fractions by TLC-FID: applications to petroleum reservoir description // Organic Geochemistry. 1991. Vol. 17, No. 5. P. 603–617. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90004-4

2. *Bharati S., Røstum G.A., Løberg R.* Calibration and standardization of Iatroscan (TLC-FID) using standards derived from crude oils // Organic Geochemistry. 1994. Vol. 22, No. 3–5. P. 835–862. https://doi.org/10.1016/0146-6380(94)90143-0

3. *Bharati S., Patience R., Mills N., Hanesand T.* A new North Sea oil-based standard for Iatroscan analysis // Organic Geochemistry. 1997. Vol. 25, No. 1–2. P. 49–57. https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00152-0

4. *Lobanov A.A., Struchkov I.A., Belozerov I.P.* et al. Prediction of asphaltenes deposition in the Russian oilfield: Laboratory investigations and modeling // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 186. P. 106777. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106777

Анализ характеристик водонефтяных эмульсий

Дульченко А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: dulchenko.anna@yandex.ru

Аннотация. В работе проведены исследования реологических характеристик месторождений, выявлены неточности предложенных формул расчета вязкости водонефтяных эмульсий, а также проанализированы результаты проведенных расчетов на основании графиков.
Ключевые слова: обводненность, водонефтяная эмульсия, вязкость, нефть.

При поиске рациональных решений в сфере эксплуатации промысловых систем трубопроводного транспорта необходимо учитывать пластовые воды при добыче нефти, изменяющие ее реологические и гидродинамические свойства [1]. Параметры режима работы трубопроводных систем сильно влияют на установки, эксплуатирующиеся на пунктах подготовки нефти [2]. Вязкость определяет подвижность нефти в условиях добычи и транспорта и оказывает большое влияние на мощность перекачивающих агрегатов и пропускную способность трубопроводной системы в целом [3–5].

По своему составу эмульсии можно разделить на два основных вида. Эмульсия прямого типа «нефть в воде» (Н/В), когда дисперсионной средой является вода, в которой диспергирована нефть. Эмульсия обратного типа «вода в нефти» (В/Н), когда дисперсионной средой является нефть, в которой диспергирована вода [6]. Существуют разные способы расчета вязкости нефти в зависимости от ее обводненности, т. е. от типа эмульсии (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение расчетных и экспериментальных данных динамической вязкости водонефтяных эмульсий [7–9]

Формула		Расчетные данные динамической вязкости эмульсии при 20 °С, мПа·с	Погрешность, %
$\mu_э = \mu_н \cdot (1 + 2{,}5 + 2{,}19В^2 + 27{,}45В^3)$	(1)	529,1328	2,88
$\mu_э = \mu_н \cdot (\exp(aВ^2 + bВ)$	(2)	415,225	31,11
$\mu_э = \mu_н \frac{D(1+2{,}9В)}{1-В}$	(3)	430,85	26,35

Анализируя полученные данные, можно прийти к выводу, что наиболее приближенной по точности является формула Монсона (1), при наименьшей полученной погрешности 2,88% (см. табл. 1). При проведении последующего анализа зависимости вязкости водонефтяных эмульсий от обводненности рационально основываться на результатах, полученных по формуле Монсона.

При проведении расчетов по формуле Монсона (1) согласно экспериментальным данным [9] были получены результаты, сведенные в табл. 2. В связи с тем, что формула Монсона может быть справедливой только для эмульсий обратного типа В/Н, для расчета были взяты обводненности 0%, 20% и 40%, используя экспериментальные данные о вязкости водонефтяной эмульсии Шершневского месторождения.

Таблица 2

Погрешности расчетных значений вязкости эмульсии относительно экспериментальных данных

Обводненность, %	Экспериментальные данные $\mu_э$, мПа·с	Расчетная величина $\mu_э$, мПа·с	Погрешность $\mu_э$, %
0	15,9	12,03	32,1696
20	45	27,33	64,6542
40	83,5	80,46	3,7783

Таким образом, прослеживается большая погрешность между измеренной и реальной величинами, из чего можно сделать вывод о неточности формулы Монсона. Это значит, что в дальнейших гидравлических расчетах при использовании рассчитанных данных вязкости водонефтяной эмульсии также будут получены результаты, отличные от реальных.

Поиск наиболее рациональной формулы расчета вязкости водонефтяной эмульсии приведет к результатам, максимально приближенным к экспериментальным, что позволит повысить точность моделирования и безопасность эксплуатации промысловых и иных трубопроводных систем.

Литература

1. *Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г.* и др. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учеб. пособие. М.: Недра, 2004. 662 с.

2. *Смирнов А.Н., Венгеров А.А., Дудин С.М., Земенков Ю.Д.* Мониторинг надежности производственных и технологических процессов сбора и подготовки продукции нефтяных промыслов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 3(81). С.74–77.

3. *Каспарьянц К.С.* Проектирование обустройства нефтяных месторождений. Самара: Самвен, 1994. 412 с.

4. *Дейнеко С.В., Алихашкин А.С., Шестаков Р.А., Уланов В.В*. Основное технологическое оборудование и процессы транспорта нефти и нефтепродуктов: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 152 с.

5. *Поляков В.А., Шестаков Р.А*. Изменение характера технологического режима трубопроводного транспорта высоковязкой нефти по длине нефтепровода // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2013. № 4(273). С. 79–83.

6. *Сваровская Н.А.* Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учеб. пособие. М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 268 с.

7. *Вяткин К.А., Зарубин Д.С*. Моделирование вязкости водонефтяных эмульсий при проведении гидравлических расчетов // Master’s Journal. 2016. № 1. С. 209–220.

8. *Дацюк И.О.* Эксплуатация установок подготовки скважинной продукции нефтяных месторождений: Методические рекомендации по организации самостоятельной работы студентов. Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2016. 59 с.

9. Вязкость эмульсий // ChemicalNow. http://www.chemicalnow.ru/chemies-1768-1.html (Дата обращения: 19.07.2022).

Решение актуальных вопросов геологоразведки и эксплуатации месторождений с применением геохимических исследований

Ермоловский А.В., Невестенко М.А., Тарасова Ю.С.*, Садманова М.В.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Волгограде,
РФ, 400078, г. Волгоград, пр-т им. В.И. Ленина, д. 96
E-mail: *Yuliya.Tarasova@lukoil.com

Аннотация. В работе на нескольких примерах последних лет продемонстрированы возможности применения геохимических исследований для решения актуальных вопросов геологоразведки, а также проблем, возникающих на нефтепромысловых объектах на стадии эксплуатации месторождений. Показано, что чувствительность и детальность геохимических методов в совокупности с разработанными подходами к интерпретации получаемых результатов, позволяют выделять техногенные компоненты буровых растворов, буферных жидкостей, ингибиторов и т. д. в смеси с нативными продуктами (нефть, конденсат, органическое вещество). Это, в свою очередь, повышает достоверность результатов исследования разведочных скважин, пробуренных на растворах с углеводородной основой, где зачастую керн и флюиды загрязнены и не являются достаточно информативными. Дополнительно подобные возможности геохимических методов позволяют адаптировать их к исследованию отложений различного характера, устанавливая природу, состав и предполагаемую причину того или иного осложнения.
Ключевые слова: органическая геохимия, резервуарная геохимия, газовая хроматография, хромато-масс-спектрометрия, буровые растворы на углеводородной основе, техногенные отложения.

Во второй половине XX века органическая геохимия зарекомендовала себя как эффективный инструмент поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений на суше и на море. На сегодняшний день благодаря развитию приборной базы и расширению технических возможностей исследователи-геохимики могут охватить гораздо больший спектр решаемых вопросов, касающихся не только направления геологоразведки, но также разработки и добычи.

Для этого в геохимии используется комплекс исследований, включающий в себя методы люминесцентно-битуминологического, пиролитического, ИК-спектрометрического и молекулярного анализов с применением возможностей газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Одной из актуальных проблем геологоразведки, волнующей современных геохимиков, является использование буровых растворов на углеводородной основе (РУО) при поисково-разведочном бурении. Данные растворы в своем составе имеют наиболее близкую, схожую к нефти основу – дизельное топливо, минеральное масло или реже даже саму нефть. Подобное сходство придает ряд значительных преимуществ РУО: предотвращение размыва пород и коррозии скважинного оборудования, снижение коэффициента трения, возможность повторного использования и т. д. Все это облегчает и делает более безопасным бурение в сложных горно-геологических условиях и на больших глубинах.

Тем не менее, близость состава РУО к углеводородным флюидам приводит и к осложнениям, проявляющимся особенно ярко на стадии исследований разведочных скважин, пород и флюидов. Углеводородные компоненты бурового раствора представляют собой продукт перегонки нефти и, по сути, являются неотъемлемой ее частью. Выделенные фракции углеводородов, имея схожие плотность и молекулярный состав, проникая в поровое пространство

пород-коллекторов, смешиваются с пластовыми флюидами, в результате чего их разделение не представляется возможным.

В первую очередь подобное смешение затрудняет проведение геохимических исследований, как керна, так и флюидов. Однако стоит учитывать, что образование подобных смесей нативных и техногенных углеводородов внутри самих пород затрудняет также и изучение фазового поведения флюидов, приводит к неточностям в результатах каротажа и некорректному определению пластового давления при проведении гидродинамических исследований [1].

В качестве примера можно привести разведочные скважины на одном из месторождений Северного Каспия. Скважина 1 была пробурена с использованием бурового раствора на водной основе, однако, ввиду ряда возникших при этом осложнений, скважина 2 бурилась с применением РУО. Ввиду высоких коллекторских свойств пород проникновение базового масла бурового раствора оказалось обширнее ожидаемого. Это, в свою очередь, вызвало сложности при интерпретации результатов геофизических исследований скважин и определении характера насыщения изучаемых интервалов.

Кроме того, загрязнение коснулось не только керна, но и флюидов. С помощью методических подходов, разработанных в отделе геохимических исследований (г. Волгоград) Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» на основании накопленного опыта и с использованием возможностей прецизионного оборудования, присутствие фильтрата РУО в пробах флюидов было определено не только на качественном, но и количественном уровне. Было установлено, что в пробах, отобранных в ходе исследований разведочной скважины 2 методом опробования пласта на кабеле (ОПК), содержание техногенных компонентов бурового раствора составило более 84%. Учитывая существующие рекомендации [2] по степени загрязнения флюидов для получения корректных данных PVT-анализа, был сделан вывод, что, несмотря на продолжительную циркуляцию флюида через пробоотборник при проведении ОПК, ввиду обширного проникновения РУО в пласт получить чистый пластовый продукт не удалось.

Несмотря на высокую степень загрязнения геологического материала (керн, флюиды), благодаря разработанным методическим подходам, высокой детальности и чувствительности геохимических методов, удалось провести межскважинные корреляции, установить вертикальную и латеральную сообщаемости залежей и уточнить модель изучаемого месторождения (рис. 1).

Использование вспомогательных веществ, таких как буровые растворы, буферные жидкости, ингибиторы коррозии, солеобразования и др. на различных этапах работы с месторождением, безусловно, облегчает жизнь нефтяников. Однако привнесение огромного количества реагентов в природную систему залежей иногда может возыметь и обратный эффект.

В последние годы достаточно часто на нефтепромысловых объектах встречаются различного рода отложения, которые многие, опираясь на внешний вид и характерный углеводородный запах, относят к асфальтосмолопарафиновым (АСПО). В своем составе они действительно имеют парафинистые, смолистые и асфальтенистые компоненты, однако, значительную их часть также составляют механические примеси и/или органические соединения неприродного происхождения (например, триэтиленгликоль, амины, поверхностно-активные вещества, полимерные компоненты и т. д.). Ввиду присутствия синтетических соединений подобные отложения, на взгляд авторов, целесообразно относить к «техногенным».

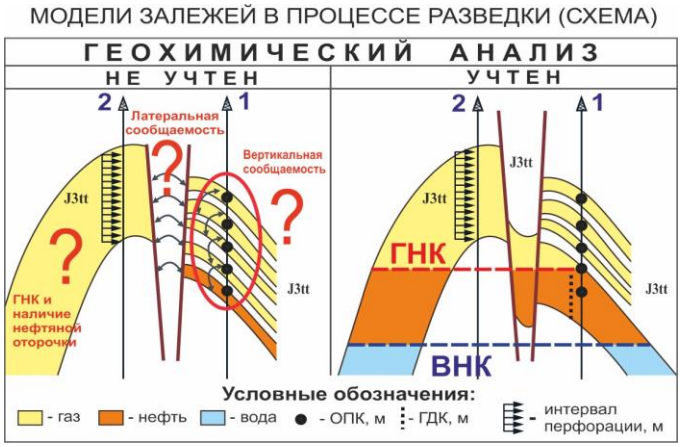


Рис. 1. Применение методов резервуарной геохимии при построении и уточнении модели месторождения

АСПО в достаточной степени изучены на сегодняшний день, известны виды отложений и способы борьбы с ними в зависимости от состава, условий и места их образования [3]. Однако в случае техногенных отложений общепринятые методы устранения и предотвращения могут не оказать желаемого эффекта. Поэтому в первую очередь необходимо проводить детальное изучение состава подобных отложений для установления характера и вероятной причины их происхождения.

С этой целью также можно прибегнуть к традиционным геохимическим исследованиям. Адаптируя существующие геохимические методы и подходы к исследованию техногенных отложений, возможно идентифицировать каждый отдельный компонент в составе органической части отложений, вычленять техногенные компоненты среди пластовых продуктов. Более того, адаптируя также традиционные минералогические исследования пород, методом рентгеноструктурного анализа возможно дополнительно устанавливать состав механических примесей, слагающих неорганическую часть техногенных отложений, таким образом всесторонне охватывая возможные составляющие изучаемого объекта.

В качестве демонстрации возможностей подобного комплекса исследований можно привести результаты анализа отложений, обнаруженных на фильтре теплообменного аппарата по линии циркуляции теплоносителя.

Отложения представляли собой рыхлую массу черного цвета (рис. 2) с характерным запахом углеводородов. Однако проведенные исследования показали, что в основном отложения представлены водным раствором триэтиленгликоля (55,9%) и механическими примесями (38,2%), нефтяные углеводороды содержатся в малых количествах (5,9%).

В составе механических примесей при этом преобладает магнетит и/или магнезиоферрит, присутствуют металлические опилки, что указывает на скопление продуктов коррозии металла. Учитывая наличие железосодержащих соединений, присутствие нефтяных углеводородов и место образования отложений было сделано предположение о разгерметизации линий подачи теплоносителя и нефтепродуктов, а также об износе уплотнений. В настоящее время ведутся работы по устранению выявленного осложнения.

Рис. 2. Результаты комплексных исследований отложений с фильтра теплообменного аппарата

Литература

1. *Færgestad I.M., Strachan C.R.* Developing a high-performance, oil-based fluid for exploration drilling // Oilfield Review. 2014. Vol. 26, No. 1. P. 26–33.

2. 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 / Под ред. Н.М. Свихнушкина. М.: Газпром, 2015. 64 с. https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodika.pdf (Дата обращения 17.09.2022).

3. *Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н.* Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 268–284. http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf (Дата обращения 17.09.2022).

Экспериментальная оценка методов повышения эффективности утилизации углекислого газа на железосодержащих наполнителях с генерацией экологически чистых энергоносителей

Климов Д.С.[1]*, Гарифуллина Ч.А.[2]**
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – Альметьевский государственный нефтяной институт, РФ, 423450, Респ. Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 2
E-mail: *seydem@mail.ru, **chulpgarifullina@gmail.com

Аннотация. Представлены результаты лабораторных исследований метода утилизации углекислого газа с экологически чистой генерацией водорода и углеводородов. Метод заключается во взаимодействии воды с растворенным в ней CO_2 на поверхности железосодержащего наполнителя. Характерно, что процесс протекает при температурах, начиная от комнатной, не требуя создания высоких давлений или электрического тока в системе. Взаимодействие сопровождается интенсивным выделением газовой фазы с высоким содержанием водорода. Углерод связывается в составе карбонатных соединений и генерируемых в небольших количествах углеводородов. Исследовано влияние различных параметров начальных условий процесса при использовании железосодержащих наполнителей в качестве прототипа дешевого материала из отходов металлообработки. Показана возможность оптимизации степени утилизации CO_2 за счет регулирования давления насыщения карбонизированной воды, температуры и объемов используемого наполнителя/реактора на входе процесса. По итогам рассматриваемой и предшествующих серий экспериментов достигнута степень утилизации углекислого газа до 76–83%, с содержанием водорода в выходной газовой смеси 63–82%.
Ключевые слова: утилизация углекислого газа, водород, углеводороды, железосодержащий наполнитель, карбонизированная вода, железная стружка, экологически чистые энергоносители.

Глобальные экологические проблемы повлекли за собой ужесточение законодательства в области охраны окружающей среды, что в свою очередь оказывает все большее давление на промышленные компании.

Сложившаяся ситуация требует снижения углеродного следа выпускаемой промышленной продукции. У многих нефтегазовых и энергетических компаний есть планы по глубокой декарбонизации, в которые входит внедрение технологий улавливания, утилизации и/или хранения (захоронения) углерода, а также использования водорода в качестве топлива.

На сегодняшний день существуют несколько перспективных путей снижения выбросов углекислого газа. Сюда можно отнести улавливание углекислого газа из промышленных выбросов, его сжатие, транспортировку и закачку в геологические пласты для подземного захоронения; закачку CO_2 в месторождения нефти для повышения нефтеотдачи, превращение улавливаемого углекислого газ в различные полезные химические продукты. Довольно перспективными и полезными для промышленности видятся технологии получения из углекислого газа различных топлив и энергоносителей [1–5].

Между тем недостатками большинства известных методов химической утилизации CO_2 являются высокие температуры процессов (от 180 °C) и потребность во внешнем источнике водорода. В свою очередь производство водорода или само по себе связано с выбросами CO_2, или требует больших затрат из-за значительного потребления энергии [6].

Исследуемый метод утилизации CO_2 также может рассматриваться в качестве потенциальной технологии, в которой углекислый газ является сырьем для последующего его превращения в различные энергоносители. Рассматриваемый метод заключается во взаимодействии воды с растворенным в ней CO_2 на поверхности металлосодержащего наполнителя. Процесс протекает при температурах, начиная от 25 °C, не требует создания высоких давлений или электрического тока. Взаимодействие сопровождается интенсивным выделением газовой фазы, что приводит к повышению давления в системе. Результаты хроматографических анализов демонстрируют высокое содержание в газовой фазе водорода и наличие углеводородов [7].

В качестве примера, иллюстрирующего потенциал метода, в табл. 1 приведены результаты оценки состава газа для одного из экспериментов. В качестве наполнителя использовалась стальная дробь. В данном эксперименте удалось добиться степени утилизации углекислого газа около 83%, при содержании водорода в выходной газовой фазе более 82%.

Таблица 1

Качественная и количественная оценка состава газа

Компонент	H_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	Σ^*
Объем, л	4,36	0,78	0,05	0,02	0,01	0,004	0,0003	0,0003	0,0001	5,23
%об.	82,67	16,47	1,03	0,33	0,15	0,08	0,01	0,01	<0,01	100

* указан суммарный объем с учетом кислорода, азота, паров воды в составе смеси (значения в таблице не приведены)

В ходе серии экспериментальных исследований на специализированной каталитической установке «CATACON HP 000178» были проведены сравнительные опыты на реакторах разного размера и/или с разными наполнителями. Таким образом, изучались зависимость степени утилизации CO_2, динамика роста давления в реакторе и интенсивность образования конечных продуктов (водород, углеводороды) от давления насыщения карбонизированной воды, материала (сталь, цинк, алюминий и др.) и структуры (дробь, стружка) наполнителя, а также степени заполнения реактора и изменений температуры в процессе эксперимента.

Отдельная серия экспериментов была направлена на оценку возможности повышения эффективности исследуемого физико-химического процесса при использовании в качестве наполнителя дешевых отходов металлообработки, в частности, железной (стальной) стружки (см. рис. 1).

Рис. 1. Внешний вид нескольких видов стальной стружки для экспериментов

Выводы:

– Абсолютный выход водорода и объем утилизации CO_2 определяется, главным образом, объемом и составом наполнителя, размером реактора, а также типом поверхности его взаимодействия с водой, насыщенной CO_2.

– Наибольший выход водорода наблюдается в экспериментах с наполнителями из стали. Причем, если сравнивать выход продуктов в экспериментах со стальной дробью и стальной стружкой, то выход водорода выше в экспериментах со стружкой, а выход углеводородов – в экспериментах с дробью. Стальная стружка и дробь в качестве наполнителя реактора позволяет достичь степени утилизации углекислого газа ~76% и ~83% соответственно. При этом содержание водорода в выходной смеси достигает 63–82%.

– Давление насыщения воды CO_2 является важным параметром для оптимизации процесса. При прочих равных условиях его снижение повышает степень утилизации углекислого газа и концентрацию водорода в полученной смеси, но при этом снижается абсолютное количество углекислого газа на единицу объема воды, поступающего на вход процесса.

– Даже небольшие колебания температуры (на 1–2 °C) сильно влияют на растворимость газов в реакторе, а значит и на степень утилизации CO_2, то есть поддержание постоянной температуры важно для корректной оценки степени утилизации CO_2 в зависимости от различных параметров. Необходимо учитывать, что с ростом температуры снижается растворимость газов в воде, что приводит к более активному выделению генерируемых газов и CO_2 в отдельную фазу с соответствующим ростом давления. В то же время, увеличение температуры входного потока, например, за счет использования тепловой энергии очищаемых отходящих дымовых газов (в качестве замены чистого CO_2) может способствовать увеличению объемов утилизации углекислого газа без дополнительных затрат на нагрев системы.

– Рост давления в реакторе связан не только с образованием водорода и углеводородов в процессе химических реакций, но также и с растворимостью газов: при увеличении температуры давление в реакторе растет интенсивней за счёт выделения растворенного газа из воды, и, наоборот, при снижении температуры давление растет менее интенсивно за счет дополнительного растворения газов в воде. Кроме того, при росте температуры увеличивается скорость реакций, что также влияет на выход продуктов, а значит и на рост давления.

– Предполагаемый набор окислительно-восстановительных и поликонденсационных реакций, объясняющих протекание процесса, подтверждается качественными анализами на состав осадка, определениями ионного состава и изменения pH воды на выходе экспериментов. Углерод преимущественно связывается в составе карбоната железа, для которого возможно как полезное использование, так и захоронение как обычных твердых железосодержащих отходов.

– Качественные анализы воды для экспериментов со стальными наполнителями указывают на то, что в качестве продуктов реакций в воде присутствуют ионы железа (II) Fe^{2+}, ионы железа (III) Fe^{3+}, а также карбонат-ионы CO_3^{2-}. Анализы изменения pH карбонизированной и прореагировавшей воды указывают на то, что в реакционной системе снижается не только количество растворенного в газовом виде CO_2, но и количество углекислого газа, диссоциированного в воде.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. *Hepburn C., Adlen E., Beddington J.* et al. The technological and economic prospects for CO_2 utilization and removal // Nature. 2019. Vol. 575, No. 7781. P. 87–97. https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6

2. *Li W., Wang X., Jiang X., Zhu J.* A short review of recent advances in CO_2 hydrogenation to hydrocarbons over heterogeneous catalysts // RSC Advances. 2018. Vol. 8, No. 14. P. 7651–7669. https://doi.org/10.1039/C7RA13546G

3. *Porosoff M.D., Yan B., Chen J.G.* Catalytic reduction of CO_2 by H_2 for synthesis of CO, methanol and hydrocarbons: challenges and opportunities // Energy & Environmental Science. 2016. Vol. 9, No. 1. P. 62–73. https://doi.org/10.1039/C5EE02657A

4. *Zhong J., Yang X., Wu Z.* et al. State of the art and perspectives in heterogeneous catalysis of CO_2 hydrogenation to methanol // Chemical Society Reviews. 2020. Vol. 49, No. 5. P. 1385–1413. https://doi.org/10.1039/C9CS00614A

5. *Пинаева Л.Г., Носков А.С.* Химические способы утилизации CO_2 // Экология и промышленность России. 2021. Т. 25, № 12. С. 30–37. https://doi.org/10.18412/1816-0395-2021-12-30-37

6. *Holladay J.D., Hu J., King D.L., Wang Y.* An overview of hydrogen production technologies // Catalysis Today. 2009. Vol. 139, No. 4. P. 244–260. https://doi.org/10.1016/j.cattod.2008.08.039

7. *Garifullina Ch.A., Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M.* et al. Investigation of CO_2 utilization processes on metal-containing fillers with generation of hydrogen and hydrocarbons // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206612-MS. https://doi.org/10.2118/206612-MS

Исследование IFT системы модельная нефть–рассол в скважинных условиях

Копанчук И.[1], Кеворкянц Р.[2], Ховенталь П.[1]*, Марле К.[1], Мальцева А.[1], Вишняков А.[1]
1 – Сколковский институт науки и технологии, РФ, 121205, г. Москва,
Территория Инновационного Центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1
2 – Гонконгская лаборатория квантового искусственного интеллекта,
Университет Гонконга, Китай, Гонконг
E-mail: *peterhovental@gmail.com

Аннотация. Авторами построена модель сырой нефти из реальных компонентов для применения в термодинамических и молекулярных моделях нефти в условиях добычи. Выделены дистилляционные фракции, каждая из которых представлена алканом и ароматическим соединением сходной температуры кипения. Массы алканов описываются Г-распределением, а доля ароматики линейно повышается с массой. Модель параметризована по данным о составе нефтей Ямбургского месторождения и применена в молекулярно-динамическом моделировании для выявления зависимости межфазного натяжения нефть–солевой раствор от температуры, давления, газосодержания и ионной силы. В моделировании использованы методы машинного обучения.
Ключевые слова: поверхностное натяжение, молекулярно-динамическое моделирование, нефть, молекулярная модель.

Актуальность. Нефтедобывающая отрасль все чаще сталкивается с трудноизвлекаемыми запасами нефти, для повышения отдачи которых создаются «цифровые двойники». Детальное моделирование фильтрации помогает оптимизировать добычу. Необходимым условием является применение знаний о межфазных натяжениях и контактных углах при условиях добычи в присутствие газа. Экспериментальные измерения дорогие и требуют специального оборудования, авторы предлагают оценивать межфазные натяжения по корреляциям, построенным с помощью молекулярных моделей, откалиброванных по экспериментальным данным.

Новизна. Несмотря на то, что существует несколько видов исследований поверхностного натяжения в системе нефть–вода (IFT) в нормальных условиях [1–3], влияние состава нефти на IFT изучено недостаточно. Экспериментальное исследование при скважинных условиях осложнено высокими давлениями, достигающими 70 МПа. В данном исследовании в качестве рассола использовалась вода (модель tip4p) с NaCl в рвзличных концентрациях.

Постановка задачи. В работе проведено создание модельной нефти с составом, максимально приближенным к составу скважинной нефти из Ямбургского месторождения; исследование зависимости поверхностного натяжения системы от состава, температуры, давления и солености рассола; определение вклада изучаемого набора параметров в значение поверхностного натяжения.

Результаты. На основе образцов Ямбургского месторождения, полученных от компании «Газпромнефть», был проведен анализ состава нефти. При изучении состава образцов было обнаружено, что доля ароматической фракции хорошо аппроксимируется прямой, состав сепарированной нефти аппроксимировался гамма распределением. Плотность полученной модельной нефти составила 0,82 г/мл, при экспериментальной плотности 0,838 г/мл. В качестве валидизации модели в программном комплексе COCO Simulator [4–5], с помощью кубического уравнения состояния была построена дистилляционная кривая, соответствующая экспериментальным данным. Для дополнительной проверки проведено сравнение поверхностного

натяжения декан–вода и нефть–вода. На рис. 1 видно, что поверхностное натяжение в системе нефть–вода ниже, чем в системе декан–вода, что согласуется с экспериментальными данными [6] и вызвано наличием ароматических соединений. Однако $d\gamma/dT$ – такое же, как для сырой нефти и метана.

В рамках проведенного исследования были получены зависимости поверхностного натяжения от температуры, давления, концентрации соли, массовой доли метана, массовой доли ароматики и концентрации NaCl в рассоле. На рис. 2 представлена полученная зависимость поверхностного натяжения от массовой доли метана (она аппроксимировала газосодержание).

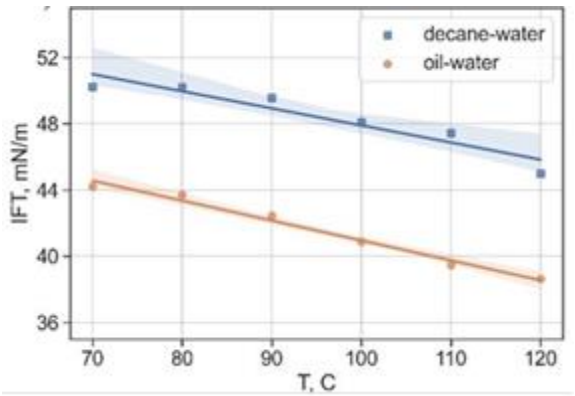


Рис. 1. Зависимость поверхностного натяжения систем декан–вода и нефть–вода от температуры

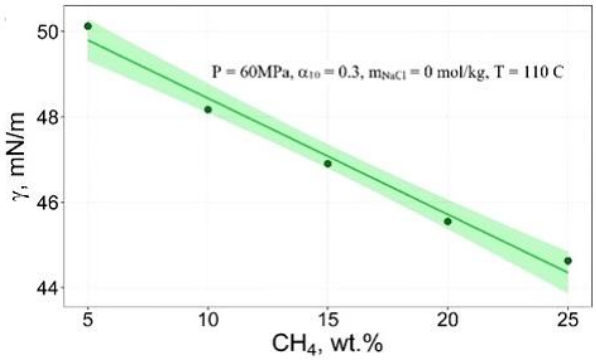


Рис. 2. Зависимость поверхностного натяжения в системе нефть–вода от массовой доли метана в смеси

Зависимость IFT от давления показана на рис. 3, а от солености раствора – на рис. 4.

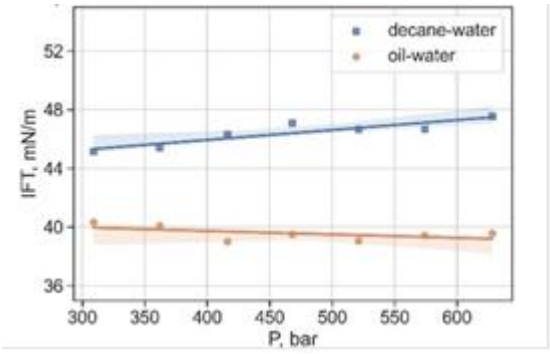


Рис. 3. Зависимость поверхностного натяжения систем декан–вода и нефть–вода от давления в резервуаре

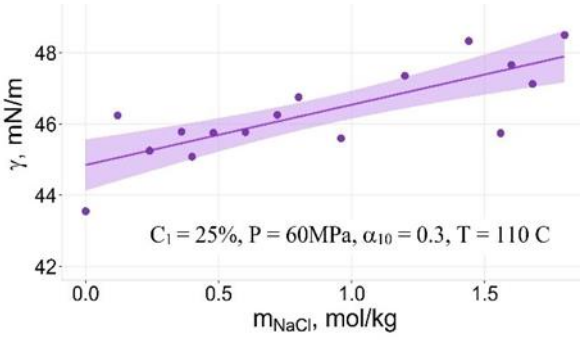


Рис. 4. Зависимость поверхностного натяжения в системе нефть–вода от солености рассола

Зависимость от давления гораздо слабее, и есть качественное отличие нефти от декана. IFT поверхности декан–вода возрастает с давлением, IFT поверхности нефть–вода растет. Различие создает закритический компонент (метан), растворимость которого в воде и нефти растет с давлением. По этой же причине быстро убывает IFT с газонасыщенностью: система в целом приближается к критической, метана становится больше в обеих фазах, IFT убывает. Некоторый рост IFT с ионной силой солевого рассола ожидаем и близок к наблюдавшемуся для декана.

Все зависимости IFT от различных факторов (содержания метана, доли ароматических соединений, солености раствора, температуры и давления) удовлетворительно описываются линейными функциями. На завершающем этапе этой работы было проведено машинное обучение модели многомерной линейной регрессии, для получения формулы $\gamma(T, P, I, \omega_{C1}, \alpha_{10})$. Найденные в

процессе машинного обучения веса параметров показаны на рис. 5.

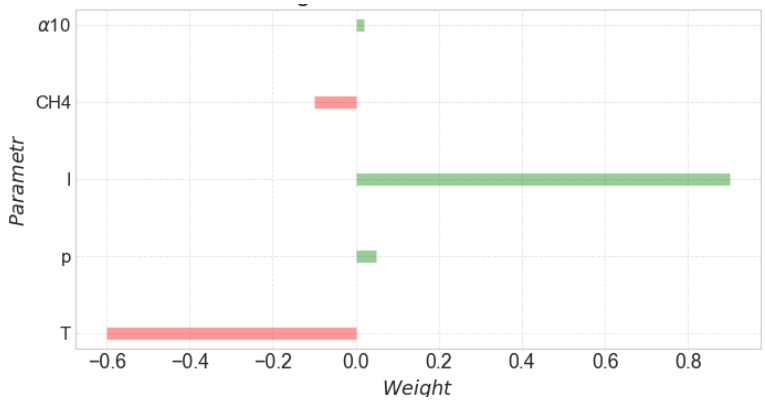


Рис. 5. Вклад массовой доли ароматики, метана, содержания соли в рассоле, давления и температуры в значение поверхностного натяжения

На рис. 5 видно, что поверхностное натяжение сильнее всего падает с ростом температуры, увеличение поверхностного натяжения идет главным образом от повышения концентрации соли в рассоле.

Обсуждение. В рамках исследования была создана модель нефти, состоящая из реальных компонентов, приближенная к нефти из Ямбургского месторождения. Разработана математическая модель, позволяющая исследовать влияние состава нефти, рассола, температуры и давления на поверхностное натяжение в резервуарных условиях. Расчеты показали соответствие смоделированной и реальной нефти по показателю плотности и совпадение дистилляционных кривых. Изучен вклад основных параметров, влияющих на поверхностное натяжение в системе нефть–вода. Методами машинного обучения найдена формула зависимости поверхностного натяжения от температуры, давления, концентрации солей в рассоле, метана в нефти, массовой доли ароматики в нефти. Полученные результаты позволяют сделать «шаг вперед» к повышению нефтеотдачи.

Литература

1. *Alotaibi M.B., Nasralla R.A., Nasr-El-Din H.A.* Wettability studies using low-salinity water in sandstone reservoirs // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2011. Vol. 14, No. 6. P. 713–725. https://doi.org/10.2118/149942-PA

2. *Aslan S., Najafabadi N.F., Firoozabadi A.* Non-monotonicity of the contact angle from NaCl and $MgCl_2$ concentrations in two petroleum fluids on atomistically smooth surfaces // Energy & Fuels. 2016. Vol. 30, No. 4. P. 2858–2864. https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.6b00175

3. *Barari M., Ramezani M., Lashkarbolooki M., Abedini R.* Influence of alkyl chain length of imidazolium-based ionic liquid on the crude oil-aqueous solution IFT under different ionic strengths // Fluid Phase Equilibria. 2022. Vol. 556. P. 113404. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2022.113404

4. *Peng D.Y., Robinson D.B.* A new two-constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1976. Vol. 15, No. 1. P. 59–64. https://doi.org/10.1021/i160057a011

5. *Fermeglia M., Longo G., Toma L.* COWAR: A CAPE OPEN software module for the evaluation of process sustainability // Environmental Progress. 2008. Vol. 27, No. 3. P. 373–382. https:/doi.org/10.1002/ep.10262

6. The surface properties of silicas / Ed. by A.P. Legrand. Chichester: Wiley, 1998. 470 p.

Определение пористости различных типов коллекторов для подсчета запасов и проектов разработки

Кулиев Э.А.*, Федореева М.А.**
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: *eakuliev@tnnc.rosneft.ru, **mafedoreeva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Определение пористости горных пород лабораторными методами имеют разную точность и достоверность, исследования выполняются как в атмосферных условиях, так и в условиях, приближенным к пластовым. Достоверность оценки пористости зависит от способа измерений, конструктивных особенностей используемого оборудования и условий измерений. Важным этапом является выбор «опорного» метода оценки пористости, который будет служить эталоном для сопоставления с данными других методов пористости. К сожалению, на сегодняшний день многими петрофизиками не учитывается факт наличия зависимости результатов оценки пористости от способа измерений и типа используемой аппаратуры, что приводит к тому, что формируемая база данных имеет искусственно внесенные неопределенности в данных по пористости для того или иного типа коллектора.
В работе рассмотрены факторы, влияющие на выбор опорного метода определения пористости пород-коллекторов, а также предложен подход подготовки единого целостного массива данных для систематизации уже накопленных результатов и упрощения работы с данными, которые будут получены в будущем. Опорный метод в определении пористости должен исходить не только от накопленного опыта работы с этим методов, но и от понимания структуры порового пространства и поровых минералов.
Ключевые слова: керн, пористость, жидкостенасыщение, газоволюметрический метод, ядерный магнитный резонанс.

Ежегодно выполняется большой объем работ по подготовке подсчета запасов/оперативного подсчета запасов, проектов по разработке, геологоразведочных работ, которые используют результаты исследований керна. Исследования керна в лаборатории дают информацию о структуре и минеральном составе горной породы. Пористость является одной из определяющих характеристик горной породы с точки зрения содержания и добычи углеводородов. [1] Для правильной оценки запасов необходимы достоверные данные о пористости пород-коллекторов. На сегодняшний день существует проблема выбора истинного метода оценки пористости для того или иного типа коллектора и исключается возможность систематизировать исходные данные.

Массовые исследования пористости проводятся в атмосферных условиях. Существует три основных типа определения пористости по керну: по жидкостенасыщению (метод Преображенского, ГОСТ 26450.1), газоволюметрический метод (объем пор и твердой фазы) и измерение методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Каждый метод имеет свои плюсы и минусы. Например, метод жидкостенасыщения ограниченно применим для пород с высоким содержанием глинистых и водорастворимых минералов [2]; с помощью метода ЯМР можно определить общую пористость с учетом закрытых пор, однако, присутствие парамагнетиков в породе и пластовых флюидах будет искажать результат; при использовании газоволюметрического метода исследования могут проводиться как в атмосферных, так и в барических условиях, но результаты измерения будут зависеть от пробоподготовки, точности измерения геометрических размеров образцов; и т. д. Ввиду этого, необходима правильная

организация исследований, которая позволяет учесть особенности изучаемых пород и выбрать метод, наиболее точно дающий оценку пористости.

В работе авторы рассмотрели разные виды пород-коллекторов и определили подходящие методики исследования пористости для того или иного типа породы, а также оценили влияние аппаратуры и условий измерений на определение пористости (рис. 1).

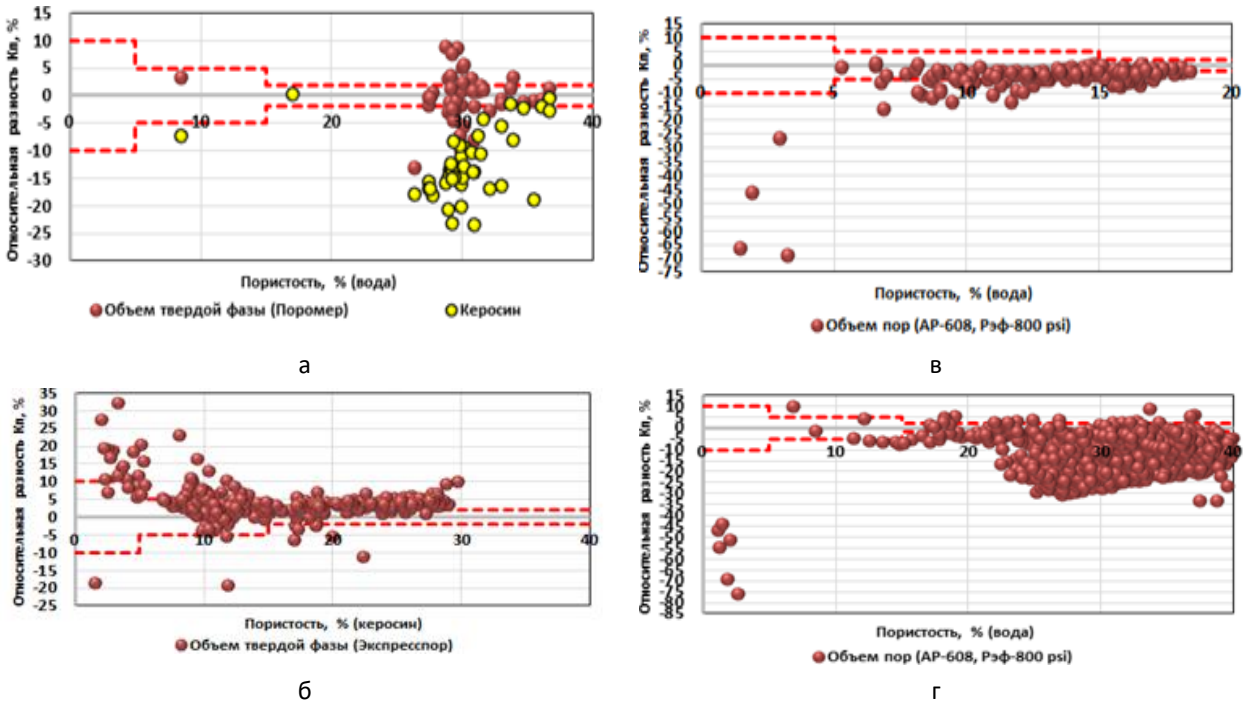


Рис. 1. Влияние аппаратуры и условий измерений на определение пористости:
а – месторождение W, пласт Т; б – месторождение Y, пласт АТ; в – месторождение X, пласты Ю1, Ю2; г – месторождение Z, пласт ПК1-3

При определении пористости по газу важно точно измерить параметры образца для получения корректных значений, из-за несовершенства образцов и погрешности линейки штангенциркуля результаты получаются недостоверными: отклонение значений пористости настолько сильно, насколько образец отличается от правильной геометрической формы (см. рис. 1а, 1б).

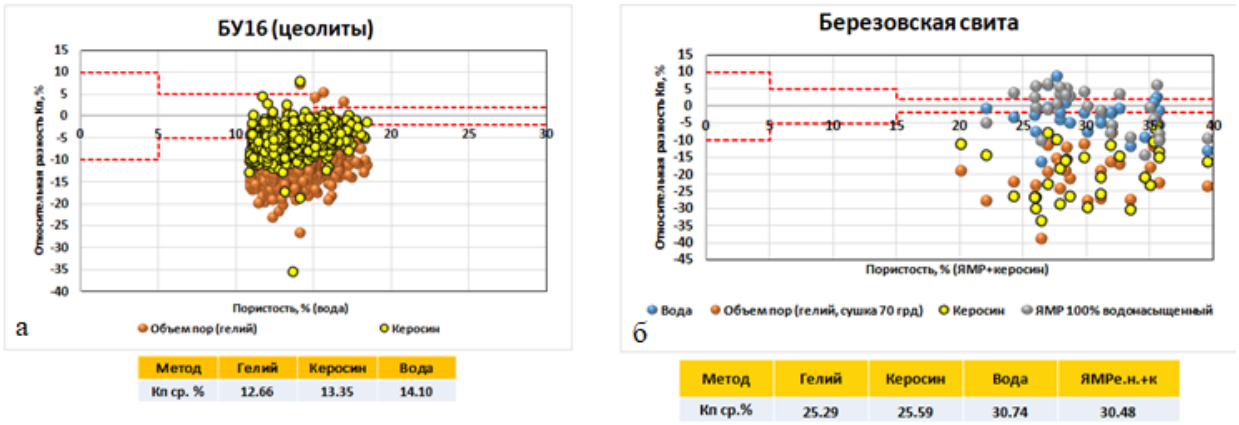
Значительно влияние сжимаемости на образцы керна: пористость уменьшается тем сильнее, чем выше давление обжима [3]. При большой жесткости манжеты и низком давлении на образцах с отклонениями от правильной цилиндрической формы и с закругленными торцами происходит завышение объема пор, и соответственно, пористости. Влияние сказывается сильнее с уменьшением плотности пород (см. рис. 1в, 1г): эффект сжимаемости лишь присутствует на крепких породах юрского возраста, а на слабоконсолидированных породах покурской свиты его влияние огромно.

При рассмотрении определений пористости «традиционного» коллектора, отложения которого представлены песчаниками крепкими, однородными, массивными, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, алевритистыми с примесью карбонатного материала в цементе (пласт АТ7), обнаружилась сопоставимость результатов определения пористости по различным методам

(газоволюметрический и жидкостенасыщение), при этом для газоволюметрического метода наилучшие результаты получаются при совместном использовании данных по объему пор и твердой фазы.

Определение пористости для цеолитсодержащего коллектора, представленного песчаниками средне-мелкозернистыми, мелкозернистыми и алевролитами крупнозернистыми аркозового состава фронта дельты. Содержание цемента в песчаниках и алевролитах изменяется в пределах 0,5–45%, в среднем – до 8–10%, тип поровый, порово-пленочный. Состав цемента преимущественно глинистый гидрослюдисто-хлоритового состава (1–20%), цеолитовый (0,1–13,6%).

Наличие цеолитов с нанопористостью вносит существенные погрешности в определение пористости по гелию из-за короткого времени измерения и, как следствие, недонасыщения, и керосину, так как молекула керосина ввиду большого размера не может проникнуть в поры цеолитов. Учитывая влияние минерального состава для исследуемого объекта, эталонной пористостью будет являться пористость по воде (рис. 2 а).



Метод	Гелий	Керосин	Вода
Кп ср. %	12.66	13.35	14.10

Метод	Гелий	Керосин	Вода	ЯМРе.н.+к
Кп ср.%	25.29	25.59	30.74	30.48

Рис. 2. Сравнение определения пористости различными способами:
а – цеолитсодержащий коллектор; б – коллектор с набухающими глинами

В коллекторе с набухающими глинами, например, в опоках березовской свиты (см. рис. 2б) наличие нанопористости и большого количества глинистых минералов вносит существенные погрешности в определение пористости как по гелию, из-за короткого времени измерения, и как следствие недонасыщения, так и по керосину из-за трудностей с насыщением, а также занижение объема пор из-за сушки образцов при 70 °С. Для данного объекта, учитывая влияние минерального состава, эталонной пористостью будет являться пористость по ЯМР с донасыщением керосином.

Породы баженовской свиты характеризуются высокой степенью хрупкости, поэтому при измерении пористости они растрескиваются, тем самым в образцах завышаются значения пористости. Для корректного измерения рекомендуется использовать метод ЯМР на естественно-насыщенных образцах с дополнительным методом определения пористости (гелий, керосин) или ЯМР после донасыщения керосином.

В ходе изучения керна, в том числе, при определении пористости так или иначе получаются аппаратурные и методические погрешности, а также оказывают влияние особенности самого

объекта. Поэтому встает задача сформировать эталонный массив, который будет очищен от влияния этих погрешностей, которые негативно сказываются на оценке пористости.

После проведения лабораторных исследований на керне данные заносятся в общую базу данных компании «РН-КИН». Программный комплекс «РН-КИН» позволяет оперативно анализировать любую геологическую и технологическую информацию о скважинах и месторождениях, а также проводить сложные инженерные расчеты для оптимизации работы пласта и повышения нефтеотдачи. Данные хранятся только в исходном виде и исключается возможность каким-либо образом их систематизировать. Авторы видят решение в формировании единого массива данных в РН-КИН с введением кода «эталонный» для замеров лабораторных исследований.

Правильно организовать этот подход можно следующим образом: на начальном этапе специалисты из лаборатории оценивают качество проведенных замеров. Для этого лаборатория должна быть оснащена необходимым оборудованием, квалифицированным персоналом и иметь аттестат аккредитации. На следующем уровне – проведение совместного анализа данных с петрофизиком по проекту для выявления и отбраковки результатов, непригодных к дальнейшему использованию в силу «нефизичности», подверженности влиянию условий измерений или ввиду влияния других факторов. Только после всех проведенных проверок нужно проводить занесение результатов в базу данных. Использование подобной базы с достоверными значениями позволит использовать правильные данные повсеместно в работе различных специалистов.

Выбор наиболее достоверного метода в определении пористости должен основываться не только на накопленном опыте работы специалистов с тем или иным методом, но также на понимании строения породы, расположения зерен минералов и его типа. Правильно изученный коллектор позволяет сформировать единую базу данных.

Литература

1. *Гильманов Я.И., Саломатин Е.Н., Абдрахманов Э.С.* Опыт лабораторных исследований керна для определения емкостного пространства нетрадиционных коллекторов верхнемеловых надсеноманских отложений // Нефтяная провинция. 2019. № 4(20). С. 86–104. https:/doi.org/25689/NP.2019.4.86-104

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.

3. *Гильманов Я.И.* Опыт ООО «ТННЦ» в определении пористости образцов керна // Нефтепромысловое дело. 2020. № 9(621). С. 35–41. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-35-41

Динамические фильтрационные свойства коллектора

Лян Шуан
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: ls930412@yandex.ru

Аннотация. Проведен анализ теоретических работ и исследованы фильтрационные свойства и структура пород-коллекторов, свойства флюидов, капиллярные силы, поверхностное натяжение трехфазной системы газ–жидкость–твердое тело.
Значения пористости и проницаемости коллекторов могут быть получены экспериментально с помощью специальных приборов, но в большинстве исследований не рассматриваются причины, которые влияют на фильтрацию флюидов в коллекторах.
Исследования авторами фильтрации, помимо описания определенных состояний флюидов по классификации числа Рейнольдса, включают в себя анализ физико-химических изменений: давления, свойств пород, полярности молекул, а также изучение характера зависимости фильтрации от изменения различных параметров.
Исследование показало, что при увеличении давления снижается поверхностное натяжение между жидкостью и твердым телом; поверхностное натяжение изменяет величину краевого угла смачивания под влиянием давления, шероховатости поверхности, адсорбции и используемых поверхностно-активных веществ: чем больше поверхностное натяжение, тем больше краевой угол смачивания, слабеет связывающая способность твердой поверхности с жидкостью и уменьшается соответствующий начальный градиент давления, в итоге сопротивление при движении флюидов в коллекторах уменьшается. Краевые углы смачивания для различных жидкостей в одних и тех же условиях не одинаковы из-за разной молекулярной полярной энергии химической связи.
Сопоставление полученных результатов позволили определить факторы, влияющие на фильтрационный процесс в коллекторах, и тенденции их изменения.
Ключевые слова: фильтрация, пластовые воды, поверхностное натяжение, краевой угол смачивания, начальный градиент давления, капиллярная сила.

Актуальность. В исследованиях [1, 2] авторы определяют и анализируют фильтрацию флюидов через число Re и такие параметры, как пористость, проницаемость коллекторов и т. д., получаемые с помощью измерительных приборов, но отсутствует анализ влияния молекулярно-поверхностных сил на изменения пористости и проницаемости, исследования почти не учитывают фильтрационный процесс при малых скоростях и поверхностные изменения в микроструктуре горных пород.

Целью данной работы являлось последовательное проведение исследований фильтрации: изучение процессов, происходящих на микроуровне, рассмотрение поведения флюида и породы на макроуровне, анализ фильтрационного состояния флюида в коллекторах для детального описания процесса фильтрации в микроповерхностном слое.

Новизна. При добыче природного газа присутствие воды в продукции скважин является обычным явлением. В работе анализируется двухфазная фильтрация по модифицированному закону Дарси и по состоянию флюидов, а также изучается межмолекулярное взаимодействие, влияющее на движение флюидов. Проведен анализ смачивающей способности между поверхностями флюидов и твердых тел, физических и химических причин начального градиента

давления, капиллярных сил для эффективного проектирования разработки месторождений природного газа.

Задачи: рассчитать условия фильтрации флюидов по закону Дарси с использованием классификации числа Рейнольдса при водонасыщенности ниже 30%;

– определить состояние пластовых вод в процессе фильтрации при разных этапах;

– определить факторы, влияющие на поверхностное натяжение и угол смачивания, и результат их воздействия на фильтрацию;

– рассчитать условия образования начального градиента давления;

– определить причины и действие капиллярной силы.

Результаты. Характер фильтрации флюидов можно рассчитать с помощью эмпирических формул, введя проницаемость, пористость, градиент давления и т. д.

Пластовая вода на различных этапах разработки месторождений и в зависимости от расположения в пласте имеет разное влияние на фильтрацию.

На величину поверхностного натяжения и угла смачивания обычно влияют три фактора: свойства материала, адсорбция и неоднородность пород на поверхности. Полярные и неполярные группы на молекулярной поверхности, а также энергия химических связей могут обусловливать кажущуюся гидрофильность и гидрофобность и влиять на величину угла смачивания, при фильтрации – напрямую влиять на направление силы на поверхности контакта фаз.

Начальный градиент давления является результатом совместного действия жидкости и поверхностного натяжения. Капиллярная сила – это проявление поверхностного натяжения и распределения пор более высокого порядка. В ненасыщенных условиях капиллярные силы могут вызвать гидрозатвор.

Обсуждение. Проанализирована фильтрация флюидов при небольшой скорости, ситуация с высокой скоростью не была целью изучения. Высокоскоростной поток флюидов это турбулентное течение, не течение Стокса, и не ламинарное течение. Из-за перепада давления и возникающего эффекта воронки высокоскоростной поток вызывает повреждения коллектора. Тензор скоростей деформации и соответственный спин, присутствующие в потоке, затрудняют исследование на высокоскоростную фильтрацию. Результаты данной работы могут учитываться при ограниченных условиях процесса фильтрации флюидов при высокой скорости.

Литература

1. *Ren Xiaojuan.* The experimental study of characteristics of gas flow in tight formation // Journal of Xi`an Shiyou University (Natural Science Edition). 1997. Vol. 12, No. 3. P. 22–25.

2. *Liao Yisha.* The hydrocarbon accumulation of Shaximiao Formation of Middle Jurassic of Luodai gas field in Western Sichuan Basin: Master`s thisis. Chengdu University of Technology, 2008.

Аспекты фильтрационных испытаний гидрофобизирующих составов на насыпных моделях пласта

Магадова Л.А.*, Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Мерзляков К.К., Давыдов Д.О., Мамедов А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *lubmag@gmail.com

Аннотация. Представлены результаты фильтрационных испытаний и оценка влияния гидрофобизирующей добавки на модельные пористые среды. В рамках данного исследования была показана потенциальная возможность ее применения в качестве добавки к жидкостям, применяемым для капитального ремонта скважин. Была показана стабильность адсорбционного слоя поверхностно-активных веществ на поверхности пористой среды.
Ключевые слова: насыпная модель пласта, гидрофобизатор, адсорбция.

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений РФ находится на поздних этапах разработки и проведение обработок призабойной зоны пласта для интенсификации добычи является необходимым мероприятием. Применяется большое количество различных технологических жидкостей: жидкости глушения, кислотные составы и т. д. [1], которые фильтруются в поровое пространство, могут влиять на изменение относительных фазовых проницаемостей призабойной зоны пласта. Зачастую это приводит к образованию водной блокады – наличию капиллярно-удерживаемой воды, которая снижает фазовую проницаемость пористой среды по углеводородам.

Для предотвращения данного явления необходимо вводить в технологические жидкости гидрофобизаторы, которые при замещении водной фазы на углеводородную повышали бы проницаемость по первой, тем самым снижая остаточную водонасыщенность пористой среды. При этом будет увеличиваться относительная фазовая проницаемость по углеводородной фазе. Применение гидрофобизаторов в качестве добавок сильно ограничено из-за слабого их эффекта и отсутствия возможности образования стабильного адсорбционного слоя на поверхности пористой среды.

В НОЦ «Промысловая химия» была разработана гидрофобизирующая добавка на основе маслорастворимых поверхностно-активных веществ (ПАВ). В рамках данного исследования проводился анализ возможности изменения смачиваемости пористой среды за счет закачки в нее раствора гидрофобизирующей добавки (ГФД). Для этого определялось изменение проницаемости модельной пористой среды по 10 %масс. KCl за счет обработки ее раствором ГФД, исследовалась возможность изменения остаточной водонасыщенности при вытеснении водной фазы после обработки ГФД и без нее керосином при фиксированном перепаде давления.

Все эксперименты проводились при стандартных условиях на многофункциональной фильтрационной установке CFS-700. В качестве пористой среды была выбрана насыпная модель, заполненная широкой фракцией песка с начальной проницаемостью около 1200 мД.

При обработке пористой среды 1 %масс. раствором ГФД в 10 %масс. KCl конечная проницаемость по чистому 10 %масс. KCl увеличилась на 16% и данный эффект сохранялся при фильтрации через пористую среду 10 поровых объемов. При использовании 5 %масс. раствора

ГФД проницаемость уменьшалась на 34%, что может говорить об избытке ПАВ и чрезмерной толщине адсорбционного слоя на поверхности породы.

При определении остаточной водонасыщенности пористой среды после обработки ГФД было получено значение 17,06% при перепаде давления 0,24 bar, без обработки – 35,54%. Данный эффект подтверждает, что применение гидрофобизатора облегчает замещение одной фазы на другую в пористой среде.

В рамках данного исследования были показаны различные подходы к тестированию гидрофибизаторов в пористой среде и продемонстрирована эффективность использования разработанной добавки к технологическим жидкостям.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 г. в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

1. *Силин М.А. Магадова Л.А., Толстых Л.И.* и др. Промысловая химия: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 350 с.

Экспериментальные исследования упруго-прочностных свойств карбонатного коллектора одного из месторождений Прикаспийской впадины

Муминов С.А.[1,2]*, **Попов С.Н.**[1]**
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
Email: *muminov@ipng.ru, **popov@ipng.ru

Аннотация. Рассмотрена методика проведения экспериментальных исследований упруго-прочностных свойств карбонатного коллектора башкирских отложений одного из месторождений Прикаспийской впадины. Приведены некоторые основные результаты определения данных характеристик. Показаны наиболее тесные корреляционные зависимости между исследованными параметрами. Полученные результаты исследований могут быть использованы при построении геомеханических моделей скважин и продуктивных интервалов рассматриваемого месторождения.
Ключевые слова: карбонатный коллектор, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности при растяжении, предел прочности при сжатии.

В последнее время все более активно применяются 1D геомеханические модели скважин и 3D геомеханические модели месторождений, которые позволяют решить ряд актуальных проблем, связанных с бурением скважин, предотвращением пескопроявлений, эффективным производством гидроразрыва пласта, прогнозом уплотнения коллектора при снижении давления и др. [1]. Для создания наиболее достоверных геомеханических моделей требуются данные об упругих и прочностных свойствах пород вдоль разреза скважины. С этой целью проводятся экспериментальные исследования на образцах керна, с помощью которых определяются пределы прочности породы, динамические и статические величины упругих характеристик породы (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модуль сдвига, модуль объемного сжатия и др.) [2]. В данной работе рассмотрены результаты исследований упруго-прочностных свойств карбонатных продуктивных отложений одного из месторождений Прикаспийской впадины.

Образцы керна отбирались с глубины 3872–3896 м. Предварительно по всем образцам определялись объемная плотность, открытая пористость и абсолютная проницаемость для последующего выявления зависимостей физико-механических характеристик от данных параметров. Упруго-прочностные свойства образцов изучались статическим методом с использованием лабораторного пресса ИП 6011-500-01. Для измерения продольных и поперечных деформаций использовались датчики фирмы Mutitova. Для сопоставления значений показателей упругие свойства также исследовались динамическим методом на установке ПУМА-650.

Предел прочности при сжатии определялся на основе ГОСТ 21153.2-84, предел прочности при растяжении – по ГОСТ 21153.3-85, упругие характеристики – согласно ГОСТ 28985-91. Основные результаты с наилучшими коэффициентами корреляции представлены на рис. 1. Как видно из данного рисунка, наблюдается тесная связь между пределом прочности при сжатии и пористостью (см. рис. 1а). Для предела прочности при растяжении наилучший коэффициент корреляции был получен для зависимости данной характеристики от проницаемости (см. рис. 1б).

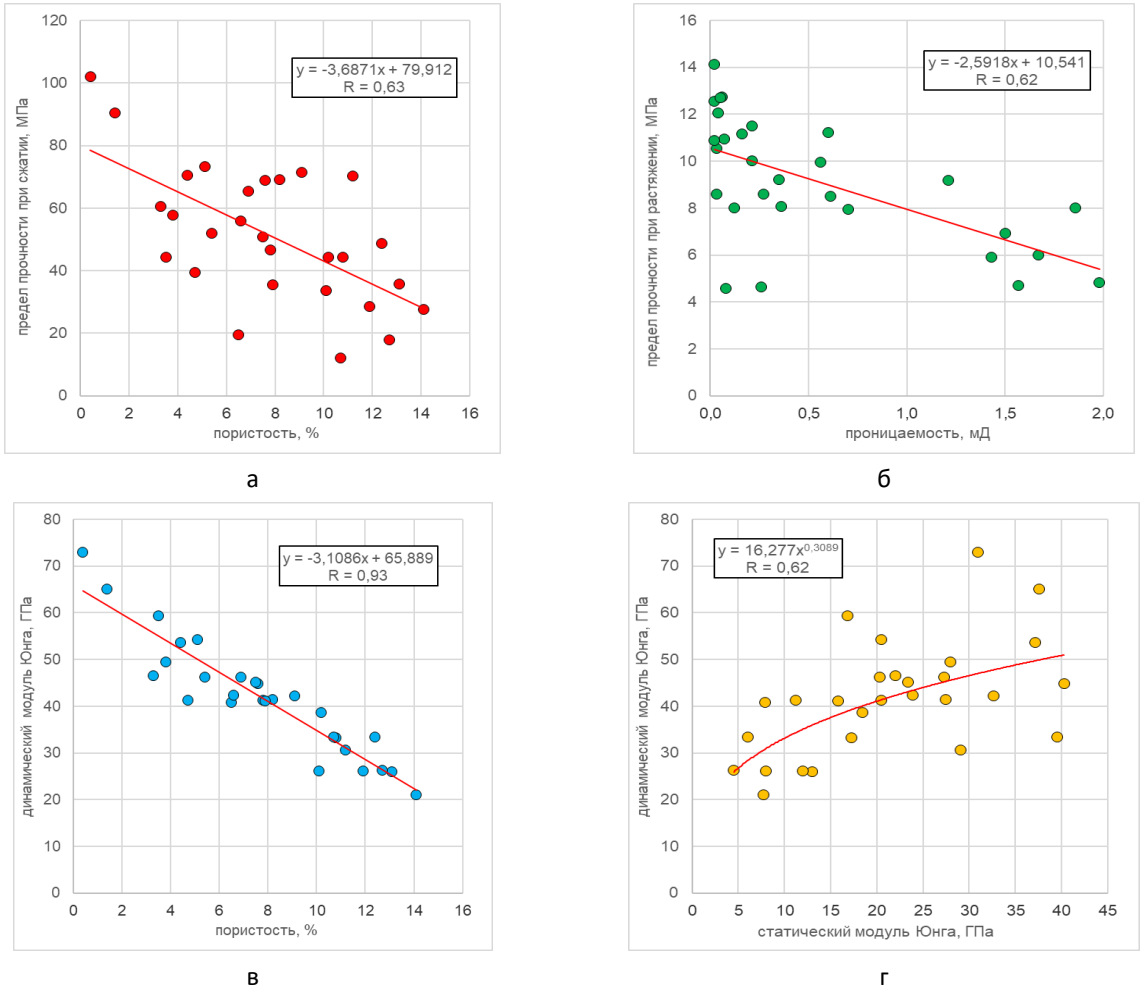


Рис. 1. Статистические зависимости, определенные на основе экспериментальных исследований:
а – предела прочности при сжатии от пористости; б – предела прочности при растяжении от проницаемости;
в – динамического модуля Юнга от пористости; г – динамического модуля Юнга от статического модуля Юнга

Возможно, данный факт связан с тем, что в образцах присутствует микротрещиноватость. Наиболее тесная связь была обнаружена между динамическим модулем Юнга и пористостью (см. рис. 1в). Как видно из рис. 1в, коэффициент корреляции для данной зависимости составил 0,93.

В заключение была получена взаимосвязь между статическим и динамическим модулем Юнга. Вышеприведенные зависимости могут быть использованы для построения 1D и 3D геомеханических моделей исследуемого продуктивного объекта.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Гладышев С.В., Попов С.Н.* Геомеханические и геодинамические проблемы, сопровождающие разработку месторождений углеводородов // Записки горного института. 2010. Т. 188. С. 153–157.

2. *Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А.* Исследование деформационных и прочностных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 50–56.

Анализ структуры и характеристик слабопроницаемых песчаников методом решеток Больцмана

Ольхин А.С.*, Вишняков А.М.
Сколковский институт науки и технологии,
РФ, 121205, г. Москва, Территория Инновационного Центра «Сколково»,
Большой б-р, д. 30, стр. 1
Email: *Andrey-Olhin@skoltech.ru

Аннотация. В работе предложен и разработан подход моделирования слабопроницаемых песчаников методом решеток Больцмана. Рассмотрены результаты моделирования слабопроницаемых (0,7–13 мД) образцов коллекторов ачимовских месторождений. Для сравнения исследованы образцы песчаников с большей проницаемостью и пористостью из существующих баз данных, в том числе экспериментально полученные результаты. Проведено исследование вычислительной эффективности метода решеток Больцмана относительно существующих методов прямого моделирования.
Ключевые слова: пористые среды, метод решеток Больцмана, слабопроницаемые песчаники, моделирование проницаемостей.

Современные исследования цифрового керна доказали эффективность использования данного подхода в попытках понять механические, тепловые и транспортные свойства коллекторов, а также получить характеристики природных пористых сред, важных для водных ресурсов, нефтедобычи и т. д. [1]. Основными этапами подхода являются: (1) детальная характеристика морфологии образца и (2) прогнозирование свойств флюида на основе структуры каналов. Типичный рабочий процесс цифрового керна включает реконструкцию трехмерной матрицы порового пространства с помощью компьютерной томографии и других форм цифровой обработки изображений. Полученные трехмерные структуры позволяют получить более детальную характеристику геометрии пор, нежели экспериментальные методы. Однако столь детальная реконструкция образца доступны для относительно небольших образцов. К полученной геометрии применяются методы математического моделирования: чем лучше разрешение и полученная матрица образца, тем точнее и детальнее результаты моделирования. Наибольшее внимание уделяется проницаемости пространства пор однофазными или многофазными потоками через сеть пор и связи проницаемостей с геометрией каналов. Эти связи могут быть впоследствии восстановлены методами машинного обучения, что даст возможность определения проницаемостей без прямого моделирования потоков. Это сложная работа, требующая вычислительно эффективных и стандартизированных инструментов CFD с точно известными пределами применимости для создания обширной базы данных, которая впоследствии будет использована для обучения искусственного интеллекта.

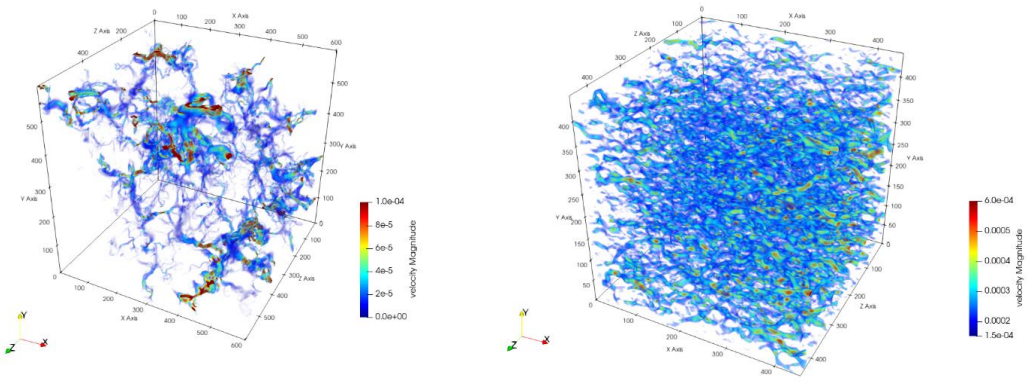
Стандартные решатели Навье-Стокса, применяемые к низкопористым средам, имеют относительно плохую сходимость. Альтернативой являются методы прямого численного моделирования (DHD, DiMP) [2]. Тем не менее, недостатками данных методов являются высокие вычислительные затраты и недостаточная универсальность. Последнее время метод решеток Больцмана зарекомендовал себя как надежный инструмент анализа проницаемостей, нивелирующий проблемы прямого вычисления.

В данной работе были смоделированы однофазные потоки в слабопроницаемых песчаниках с помощью решеток Больцмана, особое внимание уделялось сравнению последнего с экспериментальными данными по проницаемости и с другими методами с точки зрения точности и эффективности вычислений.

Объектом исследования являлись слабопроницаемые песчаники (*Orlov D., Ebadi M., Koroteev D.* et al. Dataset for different methods of permeability calculation in thin-pore tight sandstones // Mendeley Data. 2020. 27 April. https:/doi.org/10.17632/s7dn6jvrpw.1), выбранные из-за их относительно простой, одномасштабной пористости, что делает сравнение симуляций (выполненных на небольших образцах, 1–20 мм) с экспериментальными исследованиями (3–50 см) наиболее простым и обоснованным. Разрешение компьютерной томографии 1,2 мкм/воксель.

Для валидации подхода использовались образцы Imperial College of London (Micro-CT images of sandstone and carbonate rocks (2015). https://www.imperial.ac.uk/earth-science/research/research-groups/pore-scale-modelling/micro-ct-images-and-networks/) с экспериментально полученными значениями проницаемостей. Для разрешения пор диаметром менее 4 вокселей каждый из образцов был предварительно интерполирован методом ближайшего соседа. Таким образом, было получено разре-шение в два раза больше изначальной матрицы без нарушения структуры поровых каналов (рис. 1, 2).

Рис. 1. Изображение структуры одного из образцов слабопроницаемых песчаников



а б

Рис. 2. Поле скоростей: а – слабопроницаемого образца; б – образца с высокой проницаемостью

В результате проделанной работы были получены значения абсолютной проницаемости для 9 образцов разных размеров и структуры. Проведено сравнение полученных результатов с методами прямого моделирования гидродинамики. Метод решеток Больцмана стремится завышать результаты на 15–20% в среднем. Данный показатель растет для образцов с

наименьшими значениями проницаемостей. Это обусловлено реализацией метода – эффекты сжатия флюида, которые оказывают значительное влияние на течение флюида в узких тупиковых порах, не воспроизводятся методом решеток Больцмана. Также это обусловлено вязким «проскальзыванием» на границе поток–стенка. Проблема дискретизации стенок каналов приводит к ошибке в определении реальной границы канала и вкупе со сложной, извилистой геометрией ошибки вносит весомый вклад в определение вязкости потока в пристеночном слое. Новый вид граничных условий для стенки потенциально способен решить данную проблему. Тем не менее, полученные значения проницаемостей хорошо согласуются с существующими решениями и имеют преимущество в скорости вычислений.

Метод решеток Больцмана показал результаты, достаточные для практического применения и доказал возможность использования для решения задач слабопроницаемых пористых сред.

Литература

1. *Cnudde V., Masschaele B., Dierick M.* et al. Recent progress in X-ray CT as a geosciences tool // Applied Geochemistry. 2006. Vol. 21, No. 5. P. 826–832. https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2006.02.010

2. *Koroteev D., Dinariev O., Evseev N.* et al. Direct hydrodynamic simulation of multiphase flow in porous rock // International Symposium of the Society of Core Analysts, Napa Valley, California, USA, 16–19 September 2013. Paper SCA2013-014. http://jgmaas.com/SCA/2013/SCA2013-014.pdf (Дата обращения 17.09.2022).

Получение теплоаккумулирующего материала на основе *н*-алканов с оболочкой из диоксида кремния

Поплавский А.В.[1,2,3,4]*, **Семенов А.П.**[1], **Новиков А.А.**[1], **Курьяков В.Н.**[1,5], **Мендгазиев Р.И.**[1]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – ООО «Центр развития производства присадок», РФ, 121205, г. Москва, Территория Инновационного Центра «Сколково», Большой б-р, д. 42, стр. 1
3 – Институт органической химии имени Н.Д. Зелинского РАН,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 47
4 – НИТУ «Московский институт стали и сплавов»,
РФ, 119049, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 4, стр. 1
5 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *aleksanderpoplavskiy@mail.ru

В настоящее время существует большое количество систем аккумулирования энергии, которые предполагают ее сохранение в виде тепловой, механической или электрической энергии. Несмотря на это, вопрос накопления и сохранения тепловой энергии остается по-прежнему актуальным. Существуют три основных подхода к хранению тепловой энергии. Первый заключается в накоплении теплоты за счет увеличения температуры аккумулирующей среды. Второй подход связан с термохимическим хранением тепловой энергии, а третий подход – с использованием фазово-переходных материалов (ФПМ), которые в последние годы привлекают все большее внимание исследователей. ФПМ могут применяться для аккумулирования тепловой энергии при использовании альтернативных источников энергии [1].

Фазово-переходные материалы – вещества, которые при определенной температуре претерпевают фазовые переходы, сопровождающиеся выделением или поглощением теплоты. Для аккумулирования тепловой энергии могут использоваться материалы с фазовым переходом жидкость–газ, твердое вещество–газ, твердое вещество–жидкость, твердое вещество–твердое вещество [2]. Однако только последние два случая представляют интерес с практической точки зрения, поскольку переходы жидкость–газ и газ–жидкость сопровождаются большим изменением объема.

ФПМ способны удерживать значительное количество тепловой энергии за счет скрытой теплоты плавления/кристаллизации [3]. Согласно одной из общепринятых классификаций, фазово-переходные материалы можно разделить на неорганические и органические. К неорганическим ФПМ относятся соли, металлы, кристаллогидраты солей и смеси кристаллогидратов; к органическим – жирные кислоты, спирты, карбоновые кислоты, амиды, а также парафины. Парафины обладают рядом преимуществ перед остальными органическими ФПМ, а также соответствуют многим предъявляемым к ним требованиям: способностью сохранять фазовую стабильность при многократных фазовых переходах, химической инертностью, а также отсутствием коррозионной активности [4]. Благодаря этим свойствам, парафины и композиции на их основе рассматриваются как приоритетные фазово-переходные материалы для коммерческого применения в технологиях хранения тепловой энергии.

Несмотря на большое количество исследований в течение последних 40 лет, на данный момент не существует универсального фазово-переходного материала, который бы удовлетворял

ряду физико-химических критериев одновременно, главным из которых является стабильность. ФПМ должны претерпевать фазовый переход в пределах температурного интервала предполагаемой эксплуатации, сохранять свой химический состав и свойства на протяжении большого количества циклов плавления/кристаллизации, а также обладать незначительным или полностью отсутствующим эффектом переохлаждения. Существует большое количество методов для повышения стабильности ФПМ. Одним из наиболее эффективных является метод инкапсуляции, заключающийся в получении структур типа «ядро ФПМ–оболочка» [5].

В данной работе представлен способ инкапсуляции ФПМ–*н*-парафинов, который позволяет синтезировать капсулы различных размеров и структур. Были синтезированы инкапсулированные ФПМ на основе различных *н*-алканов, которые покрыты оболочкой из диоксида кремния. Капсулы размером до 1 мкм были получены с помощью гидролиза тетраэтоксисилана (ТЭОС) на поверхности капель эмульгированной смеси парафина и гексадецилтриметоксисилана (ГДТЭС) в водном растворе аммиака. Экспериментально было определено оптимальное соотношение парафин : ГДТЭС : ТЭОС, обеспечивающее наилучшее значение энтальпии плавления, массового содержания парафина и стабильности термических свойств образцов при термоциклировании. Полученные образцы были охарактеризованы комплексом физико-химических методов, включающих электронную микроскопию, дифференциальную сканирующую калориметрию, фотонную корреляционную спектроскопию и термогравиметрический анализ.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 19-79-30091).

Литература

1. *Kaviarasu C., Prakash D.* Review on phase change materials with nanoparticle in engineering applications // Journal of Engineering Science and Technology Review. 2016. Vol. 9, No. 4. P. 26–36. https://doi.org/10.25103/jestr.094.05

2. *Zhu X., Shchukin D.* Crystallohydrate loaded halloysite nanocontainers for thermal energy storage // Advanced Engineering Materials. 2018. Vol. 20, No. 11. P. 1800618. https://doi.org/10.1002/adem.201800618

3. *Бухалкин Д.Д., Семенов А.П., Новиков А.А.* и др. Фазово-переходные материалы в энергетике: современное состояние исследований и перспективы применения // Химия и технология топлив и масел. 2019. № 6(616). С. 51–56.

4. *Nkwetta D.N., Haghighat F.* Thermal energy storage with phase-change material – A state-of-the art review // Sustainable Cities and Society. 2014. Vol. 10. P. 87–100. https://doi.org/10.1016/j.scs.2013.05.007

5. *Graham M., Smith J., Bilton M.* et al. Highly stable energy capsules with nano-SiO_2 pickering shell for thermal energy storage and release // ACS Nano. 2020. Vol. 14, No. 7. P. 8894–8901. https://doi.org/10.1021/acsnano.0c03706

Методика определения критической концентрации мицеллообразования методом динамического и статического рассеяния света

Савченко Е.Ю.[1], Дунаева В.И.[1], Курьяков В.Н.[2]*
1 – Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева,
РФ, 125047, г. Москва, Миусская пл., д. 9
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *vladimir.kuryakov@gmail.com

Аннотация. Для двух образцов поверхностно-активных веществ (Sodium Cocoyl Glutamate и Sodium Lauroyl Glutamate) методами кондуктометрии и рассеяния света определены значения критической концентрации мицеллообразования. Методом рассеяния света удалось определить не только минимальную концентрацию образования мицелл, но и критическую концентрацию образования мицелл более высокого порядка.
Ключевые слова: мицеллы, поверхностно-активные вещества, критическая концентрация мицеллообразования, рассеяние света.

Введение. Поверхностно-активные вещества (ПАВ), или поверхностно-активные реагенты, представляют собой химические вещества с амфифильными молекулярными структурами. Молекулы состоят из двух различных частей с точки зрения сродства к воде. Часть, благоприятная для воды, называется гидрофильной головкой, в то время как другая, водоотталкивающая часть, называется гидрофобным хвостом [1]. ПАВ используются во многих отраслях промышленности в различных технологических процессах, широко применяются для изготовления средств личной гигиены, косметики, лекарственных препаратов, моющих средств и т. д. В последние годы поверхностно-активные вещества вносят значительный вклад в исследования в области нанотехнологий. Их амфифильная природа используется как в производстве наночастиц, так и для стабилизации гидрофобных наноматериалов в воде [2], таких как углеродные нанотрубки [3–5], графен [6] и черный фосфор [7].

Широкое распространение поверхностно-активные вещества получили благодаря способности образовывать мицеллы (ассоциаты молекул ПАВ). Минимальная концентрация, при которой наблюдается данное явление, получило название критической концентрации мицеллообразования (ККМ или $ККМ_1$). При определенных концентрациях увеличение концентрации ПАВ выше ККМ может приводить к структурным преобразованиям мицелл, изменению их размера и формы. Такие концентрации называют $ККМ_2$ и $ККМ_3$. Значения критической концентрации мицеллообразования определяются, главным образом, молекулярной структурой поверхностно-активных веществ, например, ионные поверхностно-активные вещества обычно имеют большую ККМ, чем неионные [8, с. 82]. Переход от истинного раствора к гетерогенной системе сопровождается изменением физико-химических свойств. Методы определения значений ККМ базируются на анализе зависимости какого-либо свойства раствора от его концентрации. На практике чаще исследуют концентрационные зависимости поверхностного натяжения σ, мутности τ, эквивалентной электропроводности λ, осмотического давления π и показателя преломления n. Метод динамического рассеяния света (ДРС) позволяет измерять

размеры наночастиц в жидких средах в диапазоне от 0,5 нм до нескольких микрометров. На данный момент этот метод не часто применяется для определения ККМ. При этом он широко используется, например, для определения гидродинамического радиуса мицелл в растворах ПАВ [9–12].

Объекты исследования и методы. Объектами исследования данной работы были $ПАВ_1$ – Содиум кокоил глутамат (Sodium Cocoyl Glutamate, SCG) и $ПАВ_2$ – Содиум лауроил глутамат (Sodium Lauroyl Glutamate, SLG). Их эмпирические формулы – $C_5H_8NNaO_4$ и $C_{17}H_{30}NNaO_5$ соответственно. Эти ПАВ схожи по строению молекул и свойствам – они ионогенные, анионные и получены из одной и той же аминокислоты природного происхождения (глутаминовой кислоты). Они обладают высокой поверхностной активностью и входят в состав средств для очищения тела, волос, полости рта, пен для ванн и продуктов для детей. Для приготовления образцов использовали бидистиллированную деионизированную воду для инъекций Solopharm (Россия).

Оптические измерения (динамическое и статическое рассеяния света) и измерения методом кондуктометрии выполнены на приборе Photocor Compact-Z (Фотокор, Россия): лазер 654 нм, 35 мВт, угол рассеяния 90 градусов. Исследование проводили при температуре 24 °C. Данный прибор позволяет измерять размер частиц методом динамического рассеяния света, интенсивность рассеяния, электропроводимость и дзета-потенциал частиц в образце.

Результаты и обсуждения. Методами кондуктометрии измерены зависимости проводимости от концентрации поверхностно-активных веществ в растворах. Результаты измерения представлены на рис. 1. Из этих данных можно определить значения $ККМ_1$ для исследованных ПАВ.

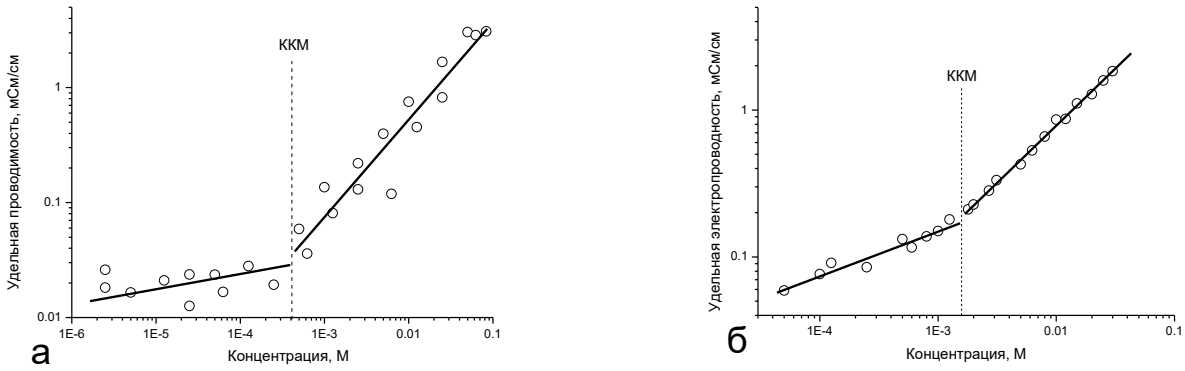


Рис. 1. Зависимость проводимости от концентрации для водных растворов: а – SCG; б – SLG

На рис. 2 представлены измеренные интенсивности рассеяния на водных растворах $ПАВ_1$ (рис. 2а) и $ПАВ_2$ (рис. 2б) в зависимости от концентрации. Полученные таким методом зависимости имеют схожий вид для исследованных веществ. Из анализа графиков можно выделить особенные концентрации, при достижении которых зависимость интенсивности рассеяния от концентрации меняет свой вид.

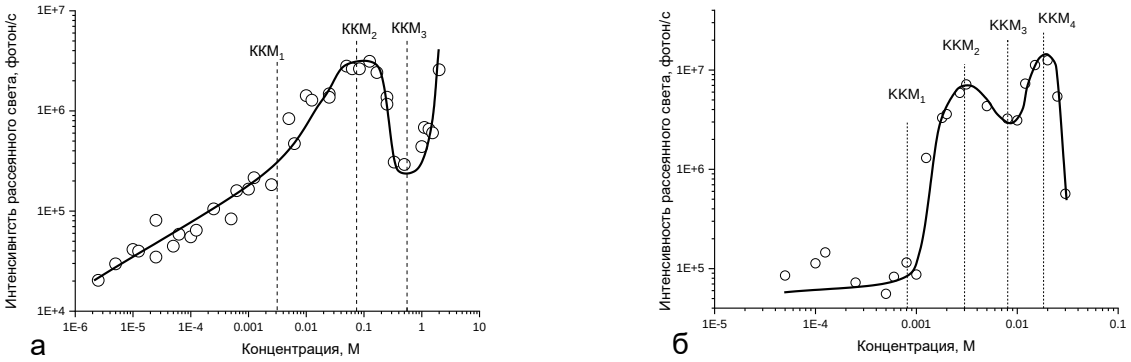


Рис. 2. Зависимость интенсивности рассеянного света от концентрации для водных растворов: а – SCG; б – SLG

В исследованиях авторов получать воспроизводимые результаты измерений методом динамического рассеяния света было возможным только в образцах с высокой концентрацией поверхностно-активных веществ. Вероятно, что при концентрациях выше $ККМ_1$, когда число мицелл статистически велико и их вклад в общее рассеяние света становится сравнимым с вкладом от остальных частиц в образце, метод ДРС позволяет измерить их размер. Однако из результатов измерений методом ДРС исследованных растворов ПАВ нет возможности с хорошей точностью определить значение ККМ из-за полидисперсности образцов при любых концентрациях ПАВ. Важно отметить, что достаточно сложно получить высокочистый образец поверхностно-активного вещества и, следовательно, сложно приготовить такой раствор ПАВ с концентрацией ниже $ККМ_1$, в котором методом ДРС не фиксировалось бы наличие частиц, обусловленных примесями, даже если их концентрация пренебрежимо мала и метод динамического рассеяния света не получил широкого распространения именно для определения критической концентрации мицеллообразования.

Заключение. В ходе проведенных исследований свойств водных растворов двух образцов поверхностно-активных веществ различными экспериментальными методами получены концентрационные зависимости интенсивности рассеянного света и проводимости. Из анализа результатов, полученных методом кондуктометрии, можно определить только одну особенную концентрацию. По всей видимости это минимальная концентрация образования мицелл $ККМ_1$, поскольку достижение в растворе концентраций $ККМ_2$ и $ККМ_3$ не сильно влияет на изменение этого параметра. Принципиально другая картина с концентрационной зависимостью интенсивности рассеянного света. На ней можно выделить несколько особенных концентраций, которые могут соответствовать достижению в растворе $ККМ_2$ и $ККМ_3$.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Clint J.H.* Surfactant aggregation. Dordrecht: Springer Netherlands, 1992. 283 p.

2. *Shaban S.M., Kang J., Kim D.* Surfactants: recent advances and their applications // Composites Communications. 2020. Vol. 22. P. 100537. https://doi.org/10.1016/j.coco.2020.100537

3. *Hersam M.C.* Progress towards monodisperse single-walled carbon nanotubes // Nature Nanotechnology. 2008. Vol. 3, No. 7. P. 387–394. https://doi.org/10.1038/nnano.2008.135

4. *Wang X., Lee J.-H., Li R.* et al. Toxicological profiling of highly purified single-walled carbon nanotubes with different lengths in the rodent lung and *Escherichia coli* // Small. 2018. Vol. 14, No. 23. P. 1703915. https://doi.org/10.1002/smll.201703915

5. *Yoon K., Lee J.-H., Kang J.* et al. Metal-free carbon-based nanomaterial coatings protect silicon photoanodes in solar water-splitting // Nano Letters. 2016. Vol. 16, No. 12. P. 7370–7375. https://doi.org/10.1021/acs.nanolett.6b02691

6. *Green A.A., Hersam M.C.* Solution phase production of graphene with controlled thickness via density differentiation // Nano Letters. 2009. Vol. 9, No. 12. P. 4031–4036. http://doi.org/10.1021/nl902200b

7. *Kang J., Wood J.D., Wells S.A.* et al. Solvent exfoliation of electronic-grade, two-dimensional black phosphorus // ACS Nano. 2015. Vol. 9, No. 4. P. 3596–3604. https://doi.org/ 10.1021/acsnano.5b01143

8. *Wu J.* Greener surface active reagents: structure, property and performance relationships: Ph.D. thesis. Columbia University, 2013. 137 p. https://doi.org/10.7916/D8NP22CB

9. *Петров Д.В., Валитов Р.Р., Семенова Г.Е.* и др. Синтез и поверхностно активные свойства оксиэтилированных эфиров 2,4 дихлорфеноксиуксусной и 2 метокси 3,6 дихлорбензойной кислот // Башкирский химический журнал. 2011. Т. 18, № 3. С. 43–47.

10. *Петров Д.В., Валитов Р.Р., Сапожников Ю.Е.* и др. Синтез и поверхностно-активные свойства алкилбензолсульфоната карфентразон-этила // Башкирский химический журнал. 2011. Т. 18, № 3. С. 139–142.

11. *Петров Д.В., Валитов Р.Р., Сапожников Ю.Е.* и др. Синтез и поверхностно-активные свойства алкилбензолсульфоната тебуконазола // Башкирский химический журнал. 2012. Т. 19, № 2. С. 21–24.

12. *Mirgorodskaya A.B., Yackevich E.I., Lukashenko S.S.* et al. Solubilization and catalytic behavior of micellar system based on gemini surfactant with hydroxyalkylated head group // Journal of Molecular Liquids. 2012. Vol. 169. P. 106–109. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2012.02.012

Информативность метода ядерного магнитного резонанса для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов

Самохвалов Н.И.[1]*, Зарипова Л.Ф.[1,2], Коваленко К.В.[1,2], Марутян О.О.[1]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *hikz1@mail.ru

Аннотация. Изучение пустотного пространства методом ядерного магнитного резонанса позволяет решать ряд важных проблем. Одними из них являются определение динамической емкости коллектора и оценка концентрации высокомолекулярных компонентов. В представленной работе изучаются возможности специального метода лабораторных исследований керна – ядерного магнитного резонанса, а также реализация применения полученных керновых закономерностей непосредственно в интерпретации ядерно-магнитного каротажа.
Ключевые слова: коэффициент остаточной защемленной газонасыщенности, остаточная водонасыщенность, ядерный магнитный резонанс, ядерно-магнитный каротаж.

Информативным параметром ядерного магнитного резонанса (ЯМР) является время поперечной релаксации T_2, отражающее распределение пор по размерам. Понятие граничной отсечки времени T_2 подразумевает величину, отделяющую поры малого и крупного размера [1].

Объект исследования – сложные карбонатные коллекторы Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

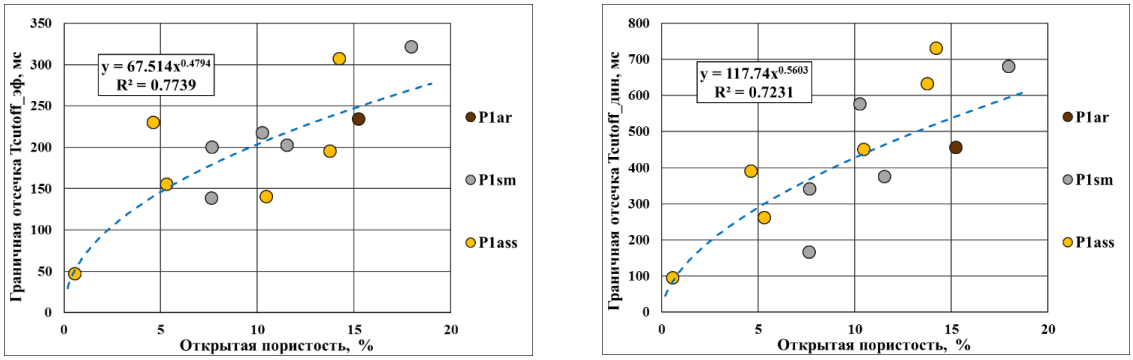
В процессе исследований для установления граничного значения времени T_2 образцы замерялись на приборе ЯМР в сухом, полностью водонасыщенном состоянии, с остаточной водонасыщенностью после центрифугирования, в конце процесса прямоточной капиллярной пропитки при остаточной структурно-защемленной газонасыщенности.

Для моделирования остаточной водонасыщенности и остаточной структурно-защемленной газонасыщенности использовались установки Петрофизического центра лаборатории трудноизвлекаемых запасов углеводородов ИПНГ РАН.

Определение остаточной водонасыщенности осуществлялось с помощью центрифугирования образцов, а разработанный Скибицкой Н.А. и Морозовичем Я.Р. метод капиллярной прямоточной пропитки позволил оценить величину остаточной (структурно-защемленной) газонасыщенности [2].

Было установлено, что граничная отсечка для определения динамической и эффективной пористости хорошо коррелирует с коэффициентом открытой пористости (рис. 1). На практике принято считать граничную отсечку фиксированной величиной. В работе было установлено, что граничное значение времени T_2 не является константой, а представляет изменяющуюся по разрезу кривую.

Авторами рассматривается возможность применения ядерного магнитного резонанса для оценки концентрации высокомолекулярных компонентов (ВМК). Предполагается, что в сухом состоянии водород, входящий в ВМК, формирует сигнал ЯМР. В петрофизическом центре ИПНГ РАН высокомолекулярные компоненты определялись экстракцией. По результатам измерений получено сопоставление концентраций ВМК, определенной двумя методами (рис. 2).



а б

Рис. 1. Графики зависимости граничной отсечки от коэффициента открытой пористости:
а – для определения эффективной пористости; б – для определения динамической пористости

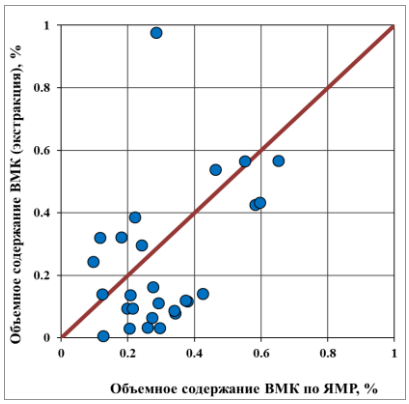


Рис. 2. Сопоставление объемного содержания высокомолекулярных компонентов по ядерному магнитному резонансу и по экстракции

Определенная динамическая пористость включает в себя остаточную (защемленную) нефтегазонасыщенность и высокомолекулярные компоненты. На данном этапе разрабатывается методика расчета граничной отсечки для определения содержания ВМК по ГИС для отделения данных компонентов пористости друг от друга.

Полученные результаты показывают высокую информативность ядерного магнитного резонанса в исследовании керна, а также указывают на главное преимущество метода – экспрессность. В работе представлены возможности ЯМР в определении динамической пористости и ВМК по лабораторным данным, позволяющие более эффективно проводить интерпретацию измерений ядерно-магнитного каротажа в скважинах.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. *Джафаров К.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.* Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.

2. *Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Кузьмин В.А., Марутян О.О.* Закономерности процессов прямоточной капиллярной пропитки в продуктивных карбонатных отложениях Оренбургского НГКМ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). С. 13. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art13

Фазовая диаграмма и межфазное натяжение в тройной системе вода – этанол – тетраэтоксисилан

Сеглюк В.С.*, Кучиерская А.А., Алехина Т.В., Новиков А.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *vika2001v@icloud.com

Актуальность золь-гель процессов обусловлена их применением в создании наноматериалов на основе диоксида кремния. С помощью данного процесса можно получить гидрофобные и супергидрофобные шероховатые поверхности [1]. Однако, несмотря на широкое применение тройных систем типа «вода – спирт – силан» в золь-гель процессах, фазовые границы и межфазные явления в таких системах плохо изучены.

Были исследованы фазовые равновесия в тройной системе H_2O – этанол (EtOH) – тетраэтоксисилан (TEOS) при температуре 298,15 К. Для определения положения границы расслоения на фазовой диаграмме использовался метод волюметрического титрования. Титрование проводилось в два этапа. Первоначально определялось примерное положение бинодальной кривой титрованием этанолом двухкомпонентных образцов, содержащих воду и TEOS в различных соотношениях. Затем были выбраны точки на фазовой диаграмме, находящиеся в непосредственной близости от границы расслоения, и для соответствующих образцов было проведено титрование малыми порциями титрантов, представляющих собой смеси вода-этанол и TEOS-этанол. Данный подход позволил провести определение положения границы расслоения с высокой точностью. Вид фазовой диаграммы соответствует литературным данным [2].

Критическая точка была определена титрованием при соотношении объемов фаз водная : масляная = 1:1 [3, 4]. Поскольку вблизи критической точки равновесные фазы системы H_2O – EtOH – TEOS имеют близкие свойства, для околокритических образцов не наблюдалась опалесценции при дневном свете. Однако при пропускании лазерного луча наблюдалось рассеяние излучения на критических флуктуациях.

В ходе титрования для каждого образца измерялся показатель преломления при переходе из двухфазного состояния в однофазное. Эти данные были использованы для построения интерполяции по показателю преломления вдоль границы расслоения, с помощью которой можно определять состав образцов, исходя из их показателя преломления. Полученная фазовая диаграмма показана на рис. 1.

Свойства получаемых при золь-гель процессе структур во многом определяются соотношением концентраций реагентов в ходе процесса. На основе полученных данных о фазовых равновесиях в тройной системе нами были получены гели различной структуры. Для поддержания pH в золь-гель процессе использовался раствор аммиака.

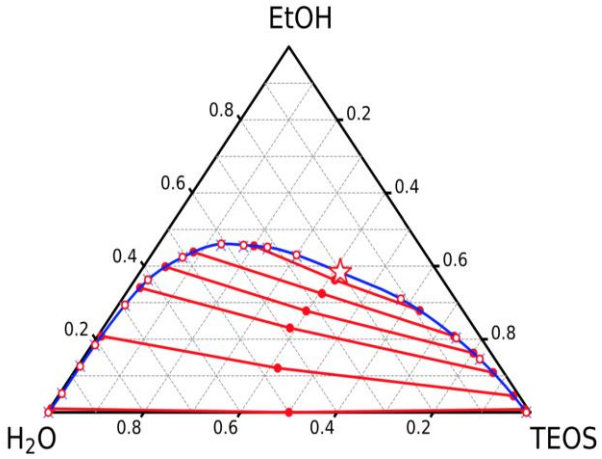


Рис. 1. Фазовая диаграмма тройной системы H_2O – EtOH – TEOS с нодами равновесия

Авторами было измерено межфазное натяжение для двухфазных образцов тройной системы H_2O – EtOH – TEOS по методу вращающейся капли. Составы равновесных фаз образцов определялись по их показателю преломления. На основе полученных данных была построена изотерма межфазного натяжения.

Выводы. В ходе настоящей работы были исследованы фазовые равновесия в тройной системе H_2O – EtOH – TEOS при температуре 298,15 К и построена фазовая диаграмма. Для двухфазных образцов системы было измерено межфазное натяжение и построена изотерма межфазного натяжения. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации методик проведения гидролиза силанов с получением различных структур.

Литература

1. *Wong J.X.H., Asanuma H., Yu H.-Z.* Simple and reproducible method of preparing transparent superhydrophobic glass // Thin Solid Films. 2012. Vol. 522. P. 159–163. https://doi.org/10.1016/j.tsf.2012.08.033

2. *Lindberg R., Sjöblom J., Sundholm G.*-Preparation of silica particles utilizing the sol-gel and the emulsion-gel processes // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 1995. Vol. 99, No. 1. P. 79–88. https://doi.org/10.1016/0927-7757(95)03117-V

3. *Kuchierskaya A.A., Semenov A.P., Sayfutdinova A.R.* et al. Interfacial tension and phase properties of water–hydrotrope–oil solutions: water–2-butoxyethanol–toluene // Journal of Molecular Liquids. 2021. Vol. 344. P. 117683. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.117683

4. *Novikov A.A., Semenov A.P., Kuchierskaya A.A.* et al. Generic nature of interfacial phenomena in solutions of nonionic hydrotropes // Langmuir. 2019. Vol. 35, No. 41. P. 13480–13487. https://doi.org/10.1021/acs.langmuir.9b02004

Влияние галита на коллекторские свойства карбонатных пород Среднеботуобинского месторождения (нижний кембрий, Восточная Сибирь)

Ульянова А.В.*, Чертина К.Н., Максимова Е.Н.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: *avulyanova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрена степень влияния галита на породы осинского подгоризонта кембрийской системы Среднеботуобинского месторождения, расположенного на северо-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. Зависимость засолонения пласта О-I в пределах, внутри и близ кольцевых аномалий не выявлена. Установлена прямая связь галитизации от фациальных особенностей пород. В наименьшей степени галит оказывает влияние на породы фаций-коллекторов краевой зоны пач-рифа и зернистого шлейфа, при этом чаще галитизированы породы зернистого шлейфа. Для пород фаций биогермного ядра, слоистых межрифовых осадков и внутририфовой лагуны наличие галита в поровом пространстве существенным образом ухудшает фильтрационно-емкостные свойства, полное заполнение порового пространства отмечается при содержании галита 1–5%. Выявлены граничные значения галитизации для каждой фации пласта О-I, которые могут быть использованы при разработке месторождения.
Ключевые слова: галит, каменная соль, кембрий, осинский подгоризонт, пласт О-I, Восточная Сибирь.

В настоящее время идет активная разработка месторождений нефти и газа Восточной Сибири в связи с истощением разрабатываемых месторождений Западной Сибири. Одним из крупнейших является Среднеботуобинское месторождение, расположенное в Мирнинском районе Якутии на северо-восточном склоне Непско-Ботуобинской антеклизы. Основным объектом разработки является терригенный пласт БТ ботуобинского горизонта вендской системы, но для наращивания минерально-целевой базы идет развитие других перспективных горизонтов, в том числе пласта О-I осинского подгоризонта кембрийской системы.

Породы пласта О-I представлены известняками доломитизированными, доломитами с прослоями доломитов глинистых и ангидритов. Перекрывает пласт О-I толща каменных солей юрегинской свиты, мощность которой на территории месторождения достигает 230 м.

Соляная покрышка является надежным флюидоупором для нефтенасыщенных пород, но при этом соль оказывает негативное влияние на коллекторские свойства нижележащих отложений, заполняя пустотное пространство. Проблема засолонения пород-коллекторов Восточной Сибири остро стоит перед специалистами-геологами, геофизиками и разработчиками. Довольно сложно, а порой невозможно оценить степень влияния галита по разрезу и площади месторождения.

По данным сейсморазведки 3D на территории месторождения выделены кольцевые сейсмические аномалии, связанные с телами пач-рифов [1]. По данным рентгеноструктурного анализа и петрографических шлифов проанализирована засолоненность пласта О-I вне/внутри/близ кольцевых сейсмических аномалий 10-ти скважин. Связи распространения засолонения не установлено.

Засолонение в верхней части пласта О-I объясняется наличием соленосной покрышки. В средней и нижней части пласта засолонение несет пульсационный характер, что связано с

фациальными особенностями пород и наличием трещин межслоевых деформаций, способных пропускать минерализованный раствор. Процент встречаемости галитизированных образцов находится в диапазоне от 20% до 60%.

В строении пласта выделяются 5 фаций: 1) биогермного ядра; 2) краевой зоны пач-рифа; 3) зернистого шлейфа; 4) внутририфовой лагуны: 5) слоистых межрифовых осадков.

Породы *биогермного ядра* представлены известняками доломитизированными, реже доломитами с микробиально-водорослевыми и микробиальными структурами (баундстоун, байндстоун), с зонами морской цементации, с микритовым заполнением (мадстоун) и незначительным содержанием зернистого материала, с массивными и органогенно-слоистыми текстурами. Слоистость подчеркивается стилолитами. Породы плотные, с редкими изолированными порами, с трещинами деформаций по стилолитам, слабо галитизированные. Коэффициент пористости пород изменяется от 0,4% до 6,8%. Коэффициент проницаемости – от 0,001 до 7,1 мД. Доля галитизированных образцов пород биогермного ядра достигает 20%. Содержание галита составляет 0,1–4,0%. Даже незначительное содержание галита полностью уничтожает пустотное пространство.

Для пород *фации краевой зоны пач-рифа* характерно бóльшее содержание зернистого материала в межформенном пространстве микробиально-водорослевых структур, обусловленное изменчивой гидродинамикой среды. Породы имеют желваково-слоистые и органогенно-слоистые текстуры. Зернистый материал накапливается в виде линз и «карманов». За счет разной плотности сред, на контакте микробиальных и зернистых участков образуются микротрещины. Таким образом, формируется пятнисто-поровый с кавернами и трещинами тип коллектора. Коэффициент пористости составляет 1,3–23,9%, коэффициент проницаемости 0,02–159 мД. Улучшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) происходит ввиду наличия межзерновых пор и трещин. Доля галитизированных образцов пород фации краевой зоны пач-рифа достигает 17%. Содержание галита составляет 0,3–4,2%. В связи с тем, что породы данной фации имеют первичную высокую пористость, галитизация оказывает слабое влияние на ФЕС пород.

Породы краевой зоны пач-рифа закономерно сменяют породы *фации зернистого шлейфа*, представленные доломитами с разнозернистыми структурами (пакстоун, грейнстоун, рудстоун). Зерна представлены фитокластами, пелоидами и литокластами. Текстура пологонаклонная косая, подчеркнута однонаправленным расположением форменных элементов и чередованием слойков с различным размером зерна. Здесь формируется кавернозно-поровый и поровый тип коллектора. Коэффициент пористости пород изменяется от 5,3% до 26,3%. Коэффициент проницаемости – от 0,33 до 902 мД. Доля образцов с галитом составляет 43%. Наиболее подвержены галитизации породы данной фации ввиду наличия более крупных пор и каверн. Содержание галита 0,4–6,7%. По данным петрографического описания галит залечивает менее 50% всех пустот, что слабо отражается на коллекторских свойствах.

В условиях умеренной и спокойной гидродинамики в межрифовом пространстве происходит накопление карбонатных пород (преимущественно доломитов) с микритово-зернистыми структурами (пакстоун и вакстоун), с неправильно-желваковыми и узловатыми текстурами, относящихся к фации *слоистых межрифовых осадков.* Пустоты представлены редкими изолированными порами и литогенетическими трещинами деформации по слоистости. Коэффициент пористости пород изменяется от 0,3% до 9,4%. Коэффициент проницаемости –

0,01–16,43 мД. Галитизация пород достигает 5%, запечатывая большую часть пустот – коллектор не формируется.

Породы фации *внутририфовой лагуны* представлены доломитами и редкими прослоями доломитов слабо глинистых, с микрокристаллической структурой мадстоун, с редкими прослоями зернистого карбонатного материала, с пологоволнистой и субгоризонтальной слоистостью, плотные, слабо сульфатизированные. Сульфатизация отмечается в виде рассеянных кристаллов и мелких линз ангидрита. Коэффициент пористости изменяется от 1,3% до 7,7%. Коэффициент проницаемости – от 0,015 до 10,5 мД. Галитизация в породах данной фации проявлена слабо (менее 1%), ввиду изолированности пустот, либо их отсутствия.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы фаций зернистого шлейфа и краевой зоны патч-рифа. Галитизация пород проявляется слабо либо умеренно. По результатам петрографического изучения пород установлено, что в данных образцах галит запечатывает менее 50% пустот.

В связи с тем, что породы фаций биогермного ядра, слоистых межрифовых осадков и внутририфовой лагуны имеют первично плотную структуру и редкие поры, галитизация в них проявлена слабо, при этом галит целиком залечивает все пустоты.

Выводы. По данным исследования керна проанализирована засолоненность пласта О-I вне/внутри/близ кольцевых сейсмических аномалий. Связи распространения засолонения не установлено.

Наиболее засолонена верхняя часть пласта О-I, что связано с наличием соленосной покрышки, достигающей 230 м. В средней и нижней части засолонение несет пульсационный характер, что обусловлено фацией и системой проводящих трещин.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы фаций рифового шлейфа и краевой зоны патч-рифа. Влияние галита на ФЕС пород этих фации слабое и умеренное. При этом в породах фации рифового шлейфа галит встречается чаще, что обусловлено наличием каверн.

В породах фации биогермного ядра и фации слоистых межрифовых осадков галит запечатывает редкие изолированные пустоты – коллектор не формируется. В породах фации внутририфовой лагуны первичные пустоты отсутствуют.

Полученные результаты позволили выделить граничные содержания галита для пород каждой фации. Это даст возможность учитывать фактор галитизации в процессе разработки месторождения [2].

Литература

1. *Чертина К.Н., Максимова Е.Н., Вилесов А.П., Крохалева О.А*. Концептуальная седиментологическая модель патч-рифов осинского горизонта Среднеботуобинского месторождения (Непско-Ботуобинская антеклиза) // Геология рифов: Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 130-летию со дня рождения Веры Александровны Варсанофьевой. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2020. С. 127–129.

2. *Зюзев Е.С., Максимова Е.Н., Чертина К.Н.* и др. Подходы к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11(359). С. 28–34. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-11(359)-28-34

Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта

Химуля В.В.*, Барков С.О.
Институт проблем механики имени А.Ю. Ишлинского РАН,
РФ, 119526, г. Москва, просп. Вернадского, д. 101, корп. 1
E-mail: *valery.khim@gmail.com

В силу стремительного сокращения легкоизвлекаемых запасов углеводородов, основное внимание смещается на освоение и разработку сложных и уникальных месторождений. Крупнейшие добывающие компании стараются максимально вырабатывать уже введенные в эксплуатацию месторождения, что не требует столь высоких затрат. На сегодняшний день огромную значимость приобретают исследования, связанные с повышением нефте- и газоотдачи пластов и увеличением полноты выработки месторождений. При моделировании различных мероприятий, направленных на повышение отдачи пластов, важной задачей является анализ изменения деформационных и фильтрационных свойств продуктивного пласта в условиях сложного напряженного состояния [1]. Фильтрационные свойства пород призабойной зоны пласта существенным образом влияют на производительность скважин. Даже незначительное ухудшение проницаемости вблизи ствола скважины может негативно сказаться на величине ее дебита [2]. На стенках скважины во время проведения технологических операций могут возникать напряжения, способные вызвать разрушение пород, а также привести как к понижению, так и к увеличению их проницаемости [3].

Для повышения проницаемости продуктивного пласта на основе управления напряженно-деформированным состоянием в окрестности скважины в ИПМех РАН был разработан экологичный, экономичный и эффективный подход – метод направленной разгрузки пласта (НРП). Суть данного метода заключается в управляемом понижении давления в скважине, что вызывает в ее окрестностях возникновение напряжений, которые приводят к появлению системы микро- и макротрещин, тем самым увеличивая проницаемость породы [1, 3]. При этом все необходимые для конкретных месторождений значения напряжений определяются путем прямого физического моделирования на образцах породы при помощи испытательной системы трехосного независимого нагружения (ИСТНН), разработанной и сконструированной в ИПМех РАН [1, 4].

ИСТНН предназначена для изучения упруго-прочностных, реологических и фильтрационных свойств горных пород. Она позволяет нагружать кубические образцы породы с гранью 40 или 50 мм независимо по каждой из трех осей. Это дает возможность экспериментально воссоздавать напряженно-деформированное состояние любого типа, возникающее в пласте при проведении различных технологических операций на скважине. Главной особенностью ИСТНН является возможность изучения влияния напряженно-деформированного состояния на фильтрационные свойства горных пород путем непрерывного измерения проницаемости в ходе испытания.

В данной работе представлены результаты комплексных исследований по изучению изменения внутренней структуры и эволюции фильтрационных свойств пород Астраханского

газоконденсатного месторождения при моделировании (реализация метода НРП). Данное месторождение является одним из уникальных и сложных в разработке [5]. Его особенностью является сложное геологическое строение разреза, аномально высокое пластовое давление, неоднозначность распределения фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу [6].

Были проведены эксперименты на уникальной установке ИСТНН на образцах, изготовленных из кернового материала месторождения. В ходе опытов было выполнено физическое моделирование реализации метода НРП для условий необсаженной скважины с перфорационным отверстием. После чего образец помещался в высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI, расположенный в ИПМех РАН. С его помощью изучалась внутренняя структура образца: на основе анализа полученных снимков создавалась цифровая модель породы и был проведен анализ появившейся в образце системы трещин. Далее было выполнено математическое моделирование процесса фильтрации на полученной цифровой модели породы с использованием программного обеспечения GeoDict.

Для проведения испытаний на ИСТНН была составлена программа нагружения для моделирования напряжений в точке на поверхности перфорационного отверстия в необсаженной скважине на расстоянии 1,25 радиуса скважины. В ходе опыта получены значения начальной проницаемости образца, построены кривые деформирования. После проведенных испытаний в образце образовалась система макротрещин, выполняющих роль новых фильтрационных каналов, однако конечное значение проницаемости не удается зарегистрировать во время эксперимента в силу разгерметизации образца при растрескивании.

Для количественного и качественного исследования внутренней структуры образца, а также для оценки конечной проницаемости применялись методы рентгеновской компьютерной томографии (рис. 1). Образец был отсканирован с помощью высокоразрешающего рентгеновского микротомографа CT-MINI. Основные параметры оборудования: выходной диапазон работы рентгеновской трубки до 90 кВ/200 мкА/8 Вт, наименьший размер фокального пятна < 5 мкм, детектор 2940 x 2304 пикселей, размер пикселя 49,5 мкм. Параметры проведенного сканирования образца: характеристики источника 90 кВ/89 мкА/8 Вт, время экспозиции 0,5 с, размер вокселя 44,117 мкм. Реконструкция сканирования выполнена с помощью программы VGSTUDIO, обработка 3D-изображения – средствами программного обеспечения Geodict Math2Market GmbH. На полученном снимке проведены коррекция яркости, применена NLM фильтрация, сегментация изображения.

На рис. 1а представлена полученная после сегментации внутренняя структура образца: серым изображены трещины и поры, распределенные по объему изображения.

Проведен анализ ориентации полученной системы трещин. Цифровая модель породы была использована для математического моделирования фильтрационного потока с целью оценки конечной проницаемости. Поля фильтрации рассчитаны с помощью модуля FlowDict пакета GeoDict. Этот модуль способен вычислять несжимаемые, стационарные ньютоновские потоки на базе уравнений Навье-Стокса с различными приближениями. Параметры моделируемого потока: рабочий флюид – воздух, перепад давлений – 0,1 атм, вычислительный способ – LIR solver, условие выхода из цикла вычислений – ErrorBound 0,05. Вычисление производилось вдоль напластования породы.

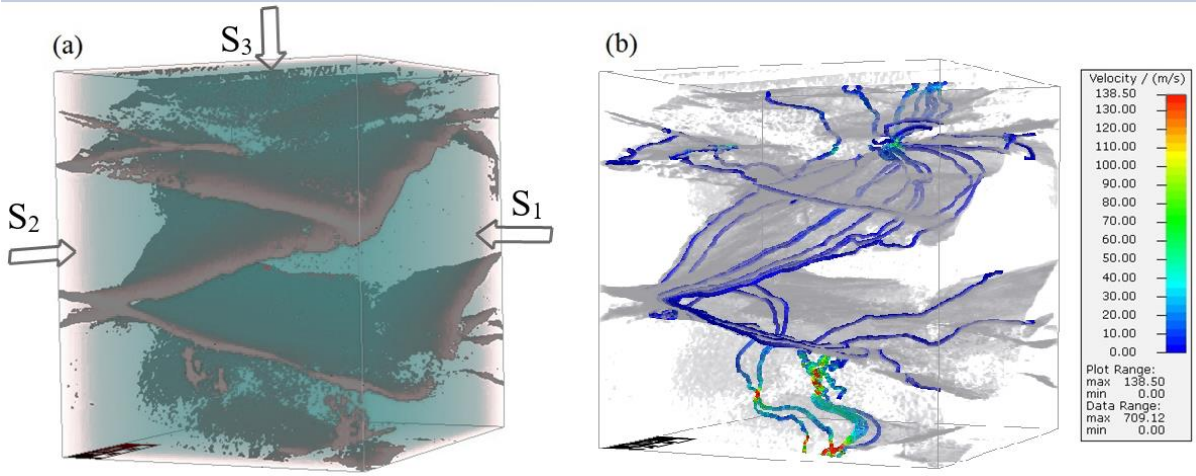


Рис. 1. Результат проведенной томографии образца после его обработки:
a – цифровая модель образовавшейся системы трещин; b – изображение выборочных потоков фильтрации

На рис. 1б изображена часть вычисленных путей фильтрации вдоль трещин в виде распределения по скоростям потока. Несмотря на то, что основные борозды трещин идут вдоль двух других направлений в образце, вычисленная проницаемость в перпендикулярном им направлении составила 227,4 мД в рамках модели уравнений Навье-Стокса и 1,32 Д в рамках модели Стокса. Для сравнения рассчитанного значения с экспериментально измеренным образец был повторно помещен в установку ИСТНН для физической оценки конечной проницаемости. В силу технических особенностей проведения эксперимента и подготовки образцов конечные условия отличались от моделируемых математически: имеет место необратимая изоляция части фильтрационных каналов непроницаемой пленкой, а также необходимость всестороннего обжатия при измерении фактической проницаемости, что приводит к частичному смыканию трещин. С учетом данных различий минимальное значение измеренной проницаемости оценено в 150 мД.

Различие вычисленных значений в рамках разных моделей предсказуемо и обусловлено различными математическими допущениями, содержащимися в моделях. Вычислительная модель на базе уравнений Стокса наиболее применима для малых перепадов давления, однако имеет неоспоримое преимущество в виде низкого потребления вычислительных ресурсов. Модель Навье-Стокса дает более точную оценку на больших перепадах давления, однако требует детальной настройки оптимизации вычислений для успешного завершения вычислений.

В работе описаны результаты физического моделирования процессов деформирования и фильтрации в породах Астраханского газоконденсатного месторождения при реализации способа увеличения фильтрационных свойств низкопроницаемых пород – метода направленной разгрузки пласта. Экспериментально получены кривые изменения фильтрационных и деформационных характеристик пород при моделировании управляемого понижения давления в необсаженных скважинах с перфорационным отверстием в точке на расстоянии 1,25 радиуса скважины.

Выполнено сканирование одного из образцов на высокоразрешающем микротомографе CT-MINI. Получена цифровая модель внутренней структуры породы. Проведен цифровой анализ фильтрационных свойств породы по экспериментальным данным микротомографического исследования. Вычислены поля скоростей фильтрационного потока и значение проницаемости образца вдоль направления фильтрации. Многократно увеличившееся значение проницаемости

позволяет сделать вывод, что метод направленной разгрузки пласта может быть успешно применен на породах Астраханского газоконденсатного месторождения, позволяя значительно улучшить фильтрационные свойства пород в окрестности скважины.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта Российской Федерации в лице Министерства науки и высшего образования РФ № 13.1902.21.0018 (соглашение 075-15-2020-802).

Литература

1. *Karev V., Kovalenko Yu., Ustinov K.* Geomechanics of oil and gas wells. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 166 p. https://doi.org/10.1007/978-3-030-26608-0
2. *Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osiptsov A.A.* et al. Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in Western Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187806-MS. https://doi.org/10.2118/187806-MS
3. *Коваленко Ю.Ф., Карев В.И.* Метод георыхления – новый подход к проблеме повышения продуктивности скважин // Технологии ТЭК. 2003. № 1. С. 31–35.
4. *Karev V., Kovalenko Yu.* Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True triaxial testing of rocks / Ed. by M. Kwasniewśki, X. Li, M. Takahashi. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310. https://doi.org/10.1201/b12705
5. *Комаров А.Ю., Пушкарева Д.А.* Комплексное исследование коллекторских свойств средне-верхнеюрских отложений Астраханского газоконденсатного месторождения // Территория Нефтегаз. 2021. № 7–8. С. 36–43.
6. *Ревина А.В., Ревина Н.С.* Анализ результатов проведенных геолого-технических мероприятий и их влияние на компонентоотдачу // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2022. № 1(73). С. 43–49. https://doi.org/10.24143/1812-9498-2022-1-43-49

Определение давления насыщения нефти газом объемным методом в сканирующем режиме измерения

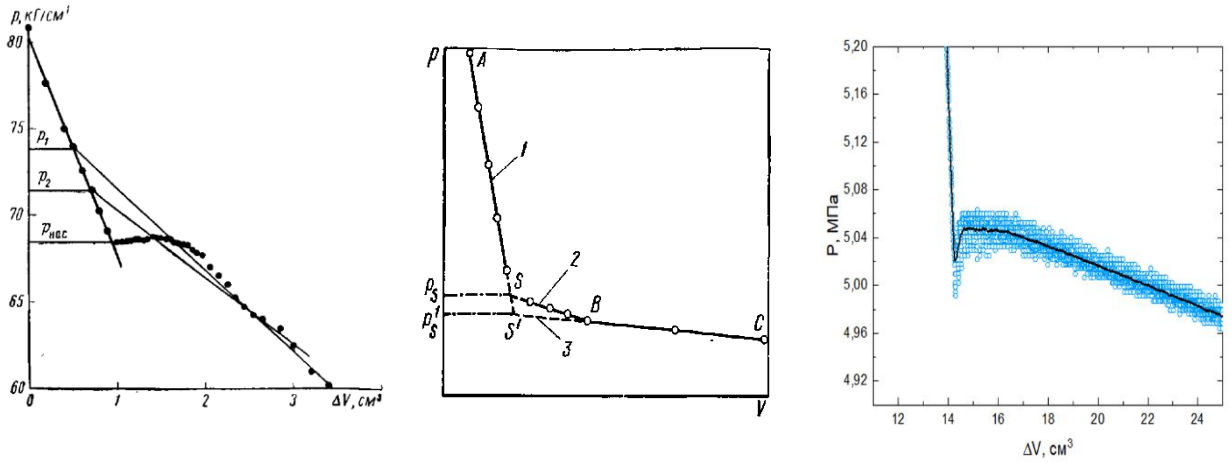
Шарипов А.Ф.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: sharipov@ipng.ru

Аннотация. Предложен простой способ определения давления насыщения нефти газом, базирующийся на объемном методе. Способ заключается в измерении давления и объема пластовой нефти в процессе ее изотермического расширения в сканирующем (непрерывном) режиме и с определенной скоростью расширения и интенсивностью перемешивания пробы. Измерения могут проводиться на установках фазового равновесия, в рекомбинаторах, а также непосредственно в пробоотборниках поршневого типа, предназначенных для отбора глубинных и поверхностных проб нефти как в лабораторных, так и в полевых условиях. Предложенный способ может применяться самостоятельно для определения давления насыщения нестабильного конденсата и глубинных проб воды, а также совместно с визуальным методом исследования для изучения пограничных кривых пластовых флюидов в околокритической области, а также определения коэффициента изотермической сжимаемости пластовой нефти в точке фазового перехода.
Ключевые слова: давление насыщения, нефть, объемный метод, сканирующий режим.

Введение. Давление насыщения нефти газом является важнейшим параметром для характеристики нефтяного пласта, используется в гидродинамическом и PVT-моделировании процесса нефтедобычи. Несмотря на существенное развитие технических средств (установок фазового равновесия и отдельных приборов определения давления насыщения), в практике PVT-исследований до сих пор массово применяют базовый объемный метод определения давления насыщения нефти газом, заключающийся в дискретном измерении нескольких точек на кривой давление–объем (PV-изотерме) в процессе изотермического расширения нефти в ячейке фазовых равновесий переменного объема. Как правило, измеряют несколько точек в однофазной и двухфазной областях, затем их аппроксимируют линейными функциями (реже – полиномами второго порядка) и графически находят точку их пересечения, принимая ее за давление насыщения. В работах [1–3] подчеркнут ряд проблем, влияющих на точность определения давления насыщения, в частности, наличие горизонтального участка кривой на PV-изотерме вблизи точки фазового перехода жидкость–газ. Позже, в работах Б.А. Райхмана, А.В. Батракова было показано, что данный эффект связан с неравновесностью процесса, которая может быть вызвана недостаточным перемешиванием пробы. На рис. 1 показана ситуация, когда наличие искаженного участка на PV-изотерме вблизи фазового перехода может быть вызвано недостаточным временем перемешивания для установления термодинамического равновесия в процессе измерения каждой точки.

К недостаткам дискретного метода определения давления насыщения нефти газом можно отнести следующие. В работах, например, А.В. Батракова показано, что в большинстве случаев PV-изотерма носит криволинейный характер как в однофазной, так и в двухфазной областях, и определенное таким способом значение давления насыщения будет носить субъективный характер, что, в свою очередь, приведет к высокой погрешности измерения (начиная от 0,3 МПа и

выше). На результат определения давления насыщения дискретным способом существенным образом влияют дискретность измерений (количество точек) и человеческий фактор. К тому же измерение PV-изотермы в дискретном режиме сопряжено со значительными временными затратами (от 2 до 8 ч и выше на изотерму даже при измерении небольшого количества точек).



а б в

Рис. 1. Пример PV-изотермы пластовой нефти в координатах «давление–приращение объема», иллюстрирующий наличие искаженного участка на кривой: а – по данным Д.Д. Бульчука с соавторами [3]; б – по данным А.И. Хазнаферова [4]; в – по данным автора работы

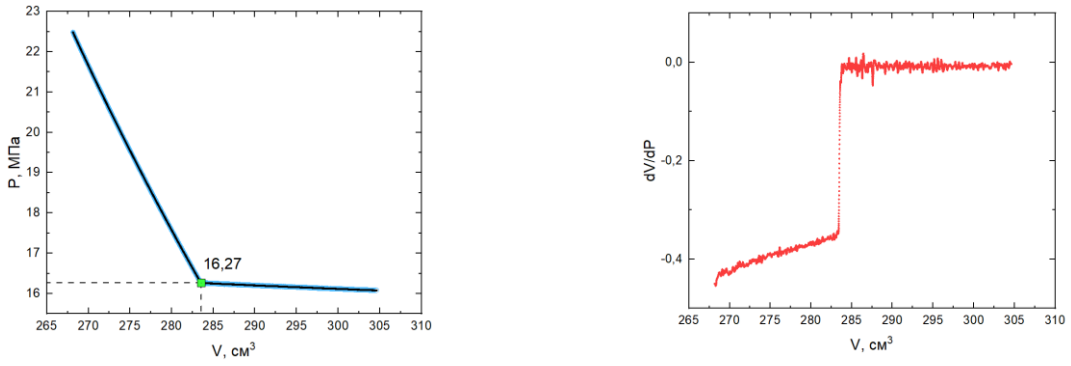
Целью работы является разработка надежного способа определения давления насыщения нефти газом, не требующего значительных затрат на реализацию, с возможностью его применения в стандартных PVT-исследованиях, используя объемный метод исследования.

Способ определения давления насыщения нефти газом. Автором предложен простой способ измерения PV-изотермы, который заключается в регистрации зависимости «давление–объем» или «давление–приращение объема» в сканирующем (непрерывном) режиме при расширении смеси с заданной скоростью и перемешиванием. Для осуществления данного способа ячейка фазовых равновесий должна быть переменного объема, а изменение условий эксперимента (давления) должно задаваться лабораторным насосом высокого давления с возможностью частотного регулирования скорости двигателя (скорости движения поршня). Измерение давления должно производиться непосредственно в камере PVT электронным манометром с классом точности не менее 0,1. На качество измерений также влияет степень неравномерности термостатирования ячейки фазовых равновесий.

Сущность проведения эксперимента заключается в следующем. После подготовки установки фазового равновесия (определения мертвого объема, опрессовки, очищения с применением растворителей, вакуумирования) в камеру PVT переводится необходимое количество пробы нефти с учетом того, что потребуется дополнительный объем камеры для расширения смеси. Далее проба восстанавливается в режиме поддержания давления с постоянным перемешиванием пробы при температуре опыта и давлении, при котором проба заведомо находится в однофазном жидком состоянии. После достижения фазового равновесия необходимо установить режим программируемого непрерывного расширения смеси и установить оптимальную скорость перемешивания. Запись параметров давления, объема и температуры, а

также скорости расширения смеси должна вестись с оптимальной дискретностью (например, 1–10 с). Ниже представлены результаты апробации предложенного способа, которые были преимущественно получены на установке фазового равновесия Chandler-3000, рекомбинаторе Vinci MRR-1000, пробоотборных камерах ВПП-300 и поверхностных пробоотборниках поршневого типа.

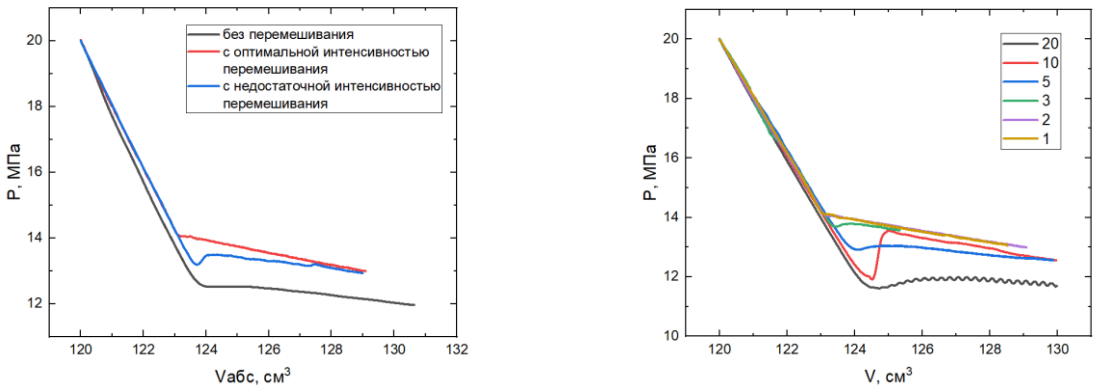
На рис. 2а показана типовая PV-изотерма пластовой нефти в координатах «давление–объем», зарегистрированная в сканирующем режиме измерения в процессе изотермического расширения системы. Точка фазового перехода (давление насыщения) определяется по началу скачка производной ∂V/∂P со стороны однофазной области (рис. 2б).



а б

Рис. 2. Зависимость параметров пластовой нефти от ее объема в процессе изотермического расширения системы: а – давление; б – производная ∂V/∂P

Для определения оптимальной скорости расширения различных смесей выполнен ряд экспериментов на образцах пластовой нефти с различными характеристиками (газосодержанием, вязкостью, плотностью). На рис. 3а показан пример исследования влияния интенсивности перемешивания, а на рис. 3б – пример изучения влияния скорости расширения (обозначены цветом в процентах от начального объема) на точность определения давления насыщения нефти газом и равновесность системы в процессе фазового перехода, выполненных в сканирующем режиме измерения.



а б

Рис. 3. PV-изотермы пластовой нефти для различных условий эксперимента: а – при изменении интенсивности перемешивания; б – при разной скорости расширения смеси

Обсуждение полученных результатов. По результатам исследования ряда образцов пластовой нефти установлено, что система перешивания должна обеспечивать перемешивание пробы по всему объему камеры PVT, при этом не приводить к дополнительному температурному нагреву ячейки, создавать электромагнитные, вибрационные и иные помехи, которые могут повлиять на измерительную систему.

Установлено, что оптимальная скорость расширения смеси должна находиться в диапазоне от 1% до 2,5% от начального объема ячейки (соответствует объему в начальной точке записи).

Время записи PV-изотермы в сканирующем режиме составляет 1–3 ч (включая время на восстановление смеси) и может выбираться, исходя из требуемой точности измерения. Погрешность измерений давления насыщения в среднем не превышает 0,01–0,03 МПа.

Выводы. Предложен простой способ определения давления насыщения нефти газом, базирующийся на объемном методе. Для его осуществления необходима возможность регулирования скорости движения поршня в ячейке PVT для создания необходимого режима измерения. Давление насыщения пластовой нефти определяется путем интерпретации PV-изотермы по началу скачка производной $\partial V/\partial P$ со стороны однофазного состояния.

Установлены критерии оптимального проведения эксперимента.

Предложенный способ обладает преимуществом в скорости проведения, не требует значительных затрат на реализацию и может применяться для определения давления насыщения нефти газом с погрешностью измерений вплоть до ±0,01 МПа, а также для исследования поведения ее основных PVT-соотношений. Способ применим для использования в установках фазового равновесия или иных сосудах высокого давления с переменным объемом (например, глубинных или поверхностных поршневых пробоотборниках) как в лабораторных, так и в полевых условиях.

Предложенный способ может применяться в комплексе с визуальным методом исследования для определения коэффициента изотермической сжимаемости пластовой нефти в точке фазового перехода и изучения ее пограничных кривых в околокритической области.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Гиматудинов Ш.К., Шедловский А.Н.* Давление насыщения нефти газом // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1963. № 2.

2. *Tindy R., Raynel M.* Are test-cell saturation pressures accurate enough? // Oil & Gas Journal. 1966. Vol. 64, No. 49. P .126–139.

3. *Бульчук Д.Д., Девликамов В.В., Хабибуллин З.*А. К вопросу об определении давления начала выделения газа из нефти // Физико-химия и разработка нефтяного пласта: Сб. ст. М.: Недра, 1970. С. 30–34. (Труды Уфимского нефтяного института. Вып. 6.).

4. *Хазнаферов А.И.* Исследование пластовых нефтей / Под ред. В.Н. Мамуны. М.: Недра, 1987. 116 с.

Современный подход к проведению ступенчатой сепарации пластовой нефти на установках фазового равновесия

Шарипов А.Ф.[1], Наренков Р.Ю.[2]*
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: *R_Narenkov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В работе обоснована актуальность применения метода ступенчатой сепарации пластовой нефти на установках фазового равновесия для определения свойств нефти с целью подсчета геологических запасов нефти и растворенного газа. Предложена схема проведения эксперимента и надежный алгоритм обработки экспериментальных данных. Рассмотрены вопросы контроля качества эксперимента и его метрологического обеспечения.
Ключевые слова: ступенчатая сепарация, пластовая нефть, установка фазового равновесия, стандартная сепарация, метрологическое обеспечение.

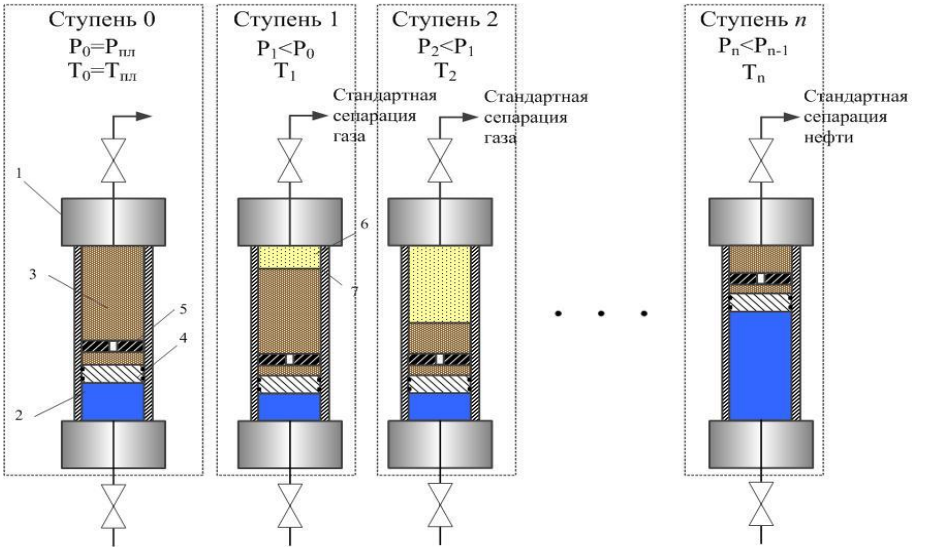
Введение

Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа месторождений осуществляется с использованием ряда свойств пластовых нефтей (объемный коэффициент и газосодержание пластовой нефти, плотность дегазированной нефти и состав растворенного газа), определенных по результатам термодинамических (PVT) исследований глубинных (реже сепараторных) проб пластовой нефти на установках фазового равновесия (PVT-установках). Эти данные в соответствии с требованиями действующей нормативной документации определяются «по результатам дифференциального, или ступенчатого, разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти» [1]. Несмотря на то, что в практике отечественных PVT-лабораторий для получения этих данных чаще проводится дифференциальное разгазирование, уже в ранний период развития термодинамических исследований пластовых нефтей было отмечено, что на величину газосодержания нефти будет значительно влиять способ ее разгазирования (сепарации) [2]. В частности, отмечено, что при дифференциальном разгазировании нефти по мере выпуска газа в контакте с жидкостью остаются все более и более тяжелые фракции, а увеличение их парциального давления будет неизменно затруднять их испарение. Таким образом, для подсчета запасов недопустимо использовать результаты дифференциального разгазирования пластовой нефти без учета растворимости легкокипящих углеводородов [3, 4], особенно для нефтей с высоким газосодержанием и залегающих при пластовых температурах более 60 °С [5]. Вышесказанное обосновывает преимущества применения метода ступенчатой сепарации пластовой нефти вместо дифференциального разгазирования для подсчета геологических запасов нефти и растворенного газа. Несмотря на то, что метод ступенчатой сепарации является довольно простым (с точки зрения химической технологии), при выполнении исследований на установках фазового равновесия возникают значительные неопределенности результатов измерений. В настоящей работе предлагается современный подход к проведению ступенчатой сепарации пластовой нефти, предусматривающий в том числе контроль качества проведенных измерений.

Метод ступенчатой сепарации

Ступенчатую сепарацию пластовой нефти (рис. 1) проводят на установках фазового равновесия с целью моделирования промысловых процессов сепарации пластовой нефти для определения газожидкостных соотношений и составов сепарированных смесей при заданных

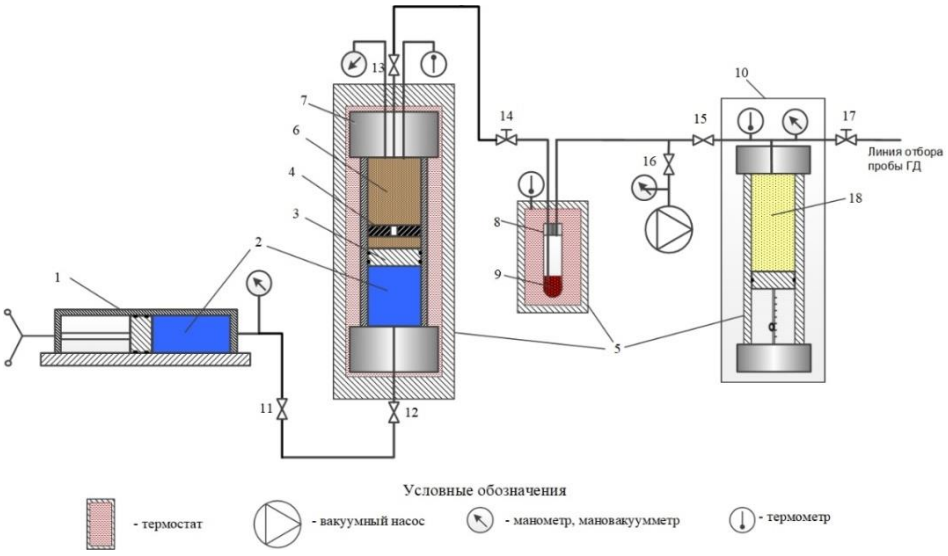
давлениях и температурах на определенном количестве ступеней давления. Количество ступеней и их термобарические условия определяются схемой промысловой сепарации нефти на изучаемом месторождении (обычно не более 2–3 ступеней).



1 – ячейка фазовых равновесий;
2 – гидравлическая камера;
3 – проба пластовой нефти;
4 – поршень;
5 – перемешивающее устройство;
6 – газ сепарации;
7 – уровень нестабильной нефти

Рис. 1. Схема проведения ступенчатой сепарации пластовой нефти [6]

Особенностью предложенного авторами подхода является то, что выпуск выделившегося на ступенях сепарации газа из камеры PVT осуществляется методом стандартной сепарации в соответствии со схемой (рис. 2) [6].



1 – лабораторный насос (пресс) высокого давления;
2 – гидравлическая жидкость;
3 – поршень;
4 – перемешивающее устройство;
5 – термостат;
6 – пластовая нефть;
7 – ячейка фазовых равновесий;
8 – ловушка для жидких углеводородов;
9 – проба жидких углеводородов;
10 – газометр;
11, 12, 13, 15, 16 – вентили;
14, 17 – вентили игольчатые тонкой регулировки;
18 – проба газа дегазации

Рис. 2. Схема установки для проведения стандартной сепарации пластовой нефти (или газа сепарации) [6]

Алгоритм обработки экспериментальных данных

За основу расчета принят молярный баланс пластовой нефти, где суммарное количество пластовой нефти $N_{ПН}$, моль, определяется как:

$$N_{ПН} = \sum_{i}^{n} N_{ПНi} = m_{ПН} / M_{ПН} \quad ,$$

где $N_{ПНi}$ – число моль пластовой нефти на i ступени сепарации [моль];
$m_{ПН}$ – масса пластовой нефти [г];
$M_{ПН}$ – молярная масса пластовой нефти $\left[\frac{г}{моль}\right]$;
n – число ступеней сепарации [2, 3, 4 …].

Начиная с первой ступени сепарации, из общего количества пластовой нефти вычитается количество выпущенного газа сепарации

$$N_{ГСi} = m_{ГСi} / M_{ГСi} \quad ,$$

где $N_{ГС\,i}$ – число моль газа сепарации, выделившегося на i ступени сепарации [моль];
$m_{ГС\,i}$ – масса газа сепарации, выделившегося на i ступени сепарации [г];
$M_{ГС\,i}$ – молярная масса газа сепарации, выделившегося на i ступени сепарации $\left[\frac{г}{моль}\right]$.

Отличие авторского подхода от большинства известных алгоритмов [7] состоит в том, что масса выпущенного газа сепарации определяется по результатам стандартной сепарации по измеренным значениям его плотности и объема, а молярная масса по компонентно-фракционному составу. Выделившийся газ сепарации приводится к стандартным условиям и перемешивается путем рециркуляции (см. рис. 2), а его объем устанавливается с учетом поправки на давление, температуру, мертвый объем и фактор сжимаемости газа. Результатов измерений, полученных в ходе ступенчатой сепарации пластовой нефти (включая стандартную сепарацию газа на ступенях сепарации) достаточно для определения ее основных объемных параметров.

Суммарное газосодержание пластовой нефти вычисляют по следующим выражениям:

$$\Gamma_O = \sum_i^n V_{ГСi}^{с.у.} \Big/ V_{ДГНn} \text{ в м}^3/\text{м}^3; \quad \Gamma_{OM} = \sum_i^n V_{ГСi}^{с.у.} \Big/ m_{ДГНn} \text{ в м}^3/\text{т}; \quad \Gamma_M = \sum_i^n m_{ГСi} \cdot 10^3 \Big/ m_{ДГНn} \text{ в кг/т.}$$

Объемный коэффициент пластовой нефти на i-й ступени сепарации b_i рассчитывают по выражению:

$$b_i = V_{ПНi} / V_{ДГНn} \quad ,$$

где $V_{ПН\,i}$ – объем пластовой нефти на i ступени сепарации [см^3];
$V_{ДГН\,i}$ – объем дегазированной нефти на i ступени сепарации [см^3].

Для расчета компонентно-фракционного состава пластовой нефти по результатам ступенчатой сепарации используют средневзвешенный по массе состав газа сепарации (составы газа сепарации на ступенях, определенные хроматографическим методом, усредняются с учетом массы выделившегося газа сепарации) и состав дегазированной нефти последней ступени (определяется хроматографическим методом).

Массовое содержание j-го компонента в составе пластовой нефти $w_j^{ПН}$, %масс., вычисляют по формуле:

$$w_j^{ПН} = \left(w_j^{ГС} m_{ГС} + w_j^{ДГН} m_{ДГН}\right) \cdot 10^2 \Big/ \sum_j^k \left(w_j^{ГС} m_{ГС} + w_j^{ДГН} m_{ДГН}\right) \quad ,$$

где $w_j^{ГС}$ – массовое содержание j компонента в газе сепарации [доли единицы];
$w_j^{ДГН}$ – массовое содержание j компонента в дегазированной нефти [доли единицы];
$m_{ДГН}$ – масса дегазированной нефти [г];
$m_{ГС}$ – масса газа сепарации [г];

j – текущий компонент, входящий в состав пластовой смеси;
k – общее количество компонентов, входящих в состав пластовой смеси.

Молярное содержание j-го компонента в составе пластовой нефти $z_j^{\text{ПН}}$, % мол., вычисляют по формуле:

$$z_j^{ПН} = \left(\left(m_j^{ГС} + m_j^{ДГН}\right)/Mw_j\right)\cdot 10^2 \Big/ \sum_j^k \left(\left(m_j^{ГС} + m_j^{ДГН}\right)/Mw_j\right) \quad ,$$

где $m_j^{\text{ГС}}$ – масса j компонента в газе сепарации [г];
$m_j^{\text{ДГН}}$ – масса j компонента в дегазированной нефти [г];
Mw_j – молярная масса j компонента [г/моль].

Контроль качества эксперимента и оценка неопределенности результатов измерений

Контроль точности результатов измерений, выполняемых в ходе ступенчатой сепарации, основан на определении массы нефти, оставшейся в камере PVT на последней ступени. Масса нефти $m^*_{\text{НН}\,n}$, определенная по выражению:

$$m^*_{HHn} = \rho_{HHn} V_{HHn} \quad ,$$

где $\rho_{\text{НН}\,n}$ – плотность нефти, оставшейся в камере PVT на последней ступени [г/см^3];
$V_{\text{НН}\,n}$ – объем нефти, оставшейся в камере PVT на последней ступени [см^3].
Плотность и объем нефти измеряются экспериментально, сравнивается с массой нефти m^*_{HHn}, которая вычислена путем вычитания массы выпущенного на ступенях сепарации газа из массы загруженной в ячейку нефти. Разбаланс $\Delta_{m_{\text{НН}}}$ предлагается оценивать по формуле:

$$\Delta_{m_{HH}} = \left(m_{HHn} - m^*_{HHn}\right)/m_{HHn} \quad ,$$

его значение не должно превышать величину $0{,}02n$, где обозначение n соответствует числу ступеней сепарации.

Практически все результаты эксперимента ступенчатой сепарации являются косвенными измерениями, в формулу определения которых входят непосредственно прямые измерения, выполняемые средствами измерений с оцененными метрологическими характеристиками (например, манометр, датчик линейных перемещений, термометр, весы аналитические).

В качестве характеристик точности измерений и расчетов физических величин при проведении ступенчатой сепарации предлагается применять значения стандартной и расширенной неопределенностей результатов измерений (при коэффициенте охвата 2). Относительную расширенную неопределенность результатов измерений U'_y, %, вычисляют по формуле $U'_y = 2u'_y$. Стандартную неопределенность результата прямых измерений u'_y определяют, используя паспортные значения погрешностей средств измерений. Относительную стандартную неопределенность результата косвенных измерений u'_y, %, предлагается определять по формуле:

$$u'_y = \sqrt{\sum_{i=1}^{k} \left(\vartheta_{yi} \cdot u'_{yi}\right)^2} \quad ,$$

где значения относительных коэффициентов чувствительности величины y к изменению

влияющей величины x – ϑ_y вычисляют по формуле:

$$\vartheta_{yi} = \left(\Delta x \cdot y\right) / \left(\Delta y \cdot x\right) \quad ,$$

где Δx – изменение входной оценки x;
Δy – изменение выходной оценки y.

Апробация предложенного алгоритма

Рассмотренный авторами подход был успешно применен при исследовании ряда глубинных проб пластовой нефти с газосодержанием от 25 до 300 $м^3/м^3$.

Выводы

1. Предложен подход к проведению и обработке, а также критерий оценки качества эксперимента ступенчатой сепарации пластовой нефти на установках фазовых равновесий.
2. Предложена методика расчета состава пластовой нефти и средневзвешенного состава газа сепарации по данным эксперимента ступенчатой сепарации.
3. Рассмотрены вопросы метрологического обеспечения эксперимента ступенчатой сепарации пластовой нефти, а также подход к оценке неопределенности результатов измерений.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477: Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р. https://docs.cntd.ru/document/420341279
2. *Жданов М.А.* К вопросу о подсчете запасов попутного (растворенного в нефти) газа // Геология нефти и газа. 1959. № 3. С. 38–41.
3. *Брусиловский А.И., Былинкин Г.П.* Новый подход к подсчету геологических запасов нефти, газа и конденсата на единой методологической основе // Геология нефти и газа. 1990. № 11. С. 35–39.
4. *Былинкин Г.П., Гужиков П.А.* Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 31–36.
5. *Фукс А.Б.* Современные требования к обоснованию состава и свойств пластовых флюидов для подсчета запасов УВ и проектирования разработки // Недропользование XXI век. 2015. № 7(57). С .92–95.
6. *Fisher R., Shah M.K., Eskin D.* et al. Equilibrium gas–oil ratio measurements using a microfluidic technique // Lab on a Chip. 2013. Vol. 13, No. 13. P. 2623–2633. https://doi.org/10.1039/C3LC00013C
7. *Walsh M.P., Lake L.W.* A generalized approach to primary hydrocarbon recovery of petroleum exploration and production. Amsterdam: Elsevier, 2003. 640 p.

СЕКЦИЯ:
Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Автоматическая оценка достоверности определения относительного угла падения пластов и трещин по данным сканирующих геофизических приборов

Андреев Е.А.*, Сребродольская М.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: evgenijaa02@mail.ru

Аннотация. Авторами разработана методика оценки достоверности определения относительного угла падения пластов и трещин. Исследование проводилось на основе данных азимутальных приборов гамма-гамма литоплотностного каротажа, бокового каротажа в процессе бурения и микросканеров удельного электрического сопротивления отечественных и зарубежных компаний. В работе освещается программный модуль, написанный на языке программирования Python с целью автоматизации разработанной методики. На основе анализа полученных результатов делается вывод о влиянии погрешностей диаметра скважины, радиуса исследования прибора и амплитуды синусоиды, выделяемой в процессе интерпретации, на погрешность относительного угла падения, а также выделяются приборы с наибольшим и наименьшим влиянием погрешности параметров на погрешность относительного угла падения.
Ключевые слова: относительный угол падения, гамма-гамма литоплотностной каротаж, боковой каротаж, погрешности, программный модуль, Python, автоматизация, каротаж в процессе бурения, каротаж на кабеле, микросканеры, азимутальные приборы.

На сегодняшний день отсутствует методика оценки достоверности результатов определения углов падения трещинных систем и границ пластов по данным сканирующих геофизических приборов [1]. Целью настоящего исследования являлась разработка такой методики и создание программного модуля (ПМ) для автоматизации процесса ее реализации. Для достижения поставленной цели решался ряд основных задач:

- вывод уравнений для расчета и оценки абсолютной и относительной погрешностей углов падения в зависимости от других параметров;
- написание ПМ на языке программирования Python;
- анализ полученных результатов и выявление наблюдаемых тенденций.

В настоящий момент поставленные задачи решены на примере прибора бокового каротажа (БК) в процессе бурения, микросканера удельного электрического сопротивления (УЭС) на кабеле и трех приборов гамма-гамма литоплотностного каротажа (ГГК-лп) в процессе бурения.

Ниже приведена формула (1) для расчета относительного угла падения (α') [2], на основе которой авторами были выведены уравнения для расчета и оценки абсолютной и относительной погрешностей этого угла в зависимости от других параметров.

$$\alpha' = arctg\frac{d+2R_{и}}{l}, \quad (1)$$

где α' – относительный угол падения пласта или трещин;
d – диаметр скважины;
Rи – радиус исследования прибора;
l – расстояние от основания синусоиды до ее вершины (амплитуда).

Формула (1) послужила основой для вывода уравнений оценки абсолютной и относительной погрешностей α' в зависимости от других параметров.

Одним из начальных этапов работы являлось создание базы данных, включающей в себя технические характеристики трех приборов азимутального ГГК-лп в процессе бурения горизонтальных скважин компаний «НПП Энергия» (Россия), «Schlumberger» и «Halliburton», а также прибора БК в процессе бурения («Halliburton») и микросканера УЭС на кабеле компании ООО «Логсервис» (Россия).

На основе полученных формул был написан программный модуль на языке Python, который считывает из базы данных характеристики выбранного прибора, а также получает на ввод заданные пользователем погрешность α' и значения параметров. Алгоритм программы вычисляет и выводит на экран погрешности параметров, при которых достигаются определенные величины погрешностей α' трещины или пласта [3]. Другим результатом выполнения программы являются погрешности α' при условии, что погрешность l численно равна величине вертикальной разрешающей способности (ВРС) прибора.

Написанный ПМ интегрирован в программное обеспечение (ПО) «Gintel» для реализации его взаимодействия с базой данных ГИС по скважинам. На базе этого ПО реализован интерфейс модуля с целью упрощения взаимодействия с функционалом программы. Интерфейс представляет из себя таблицу входных данных, которая заполняется пользователем при запуске модуля (рис. 1).

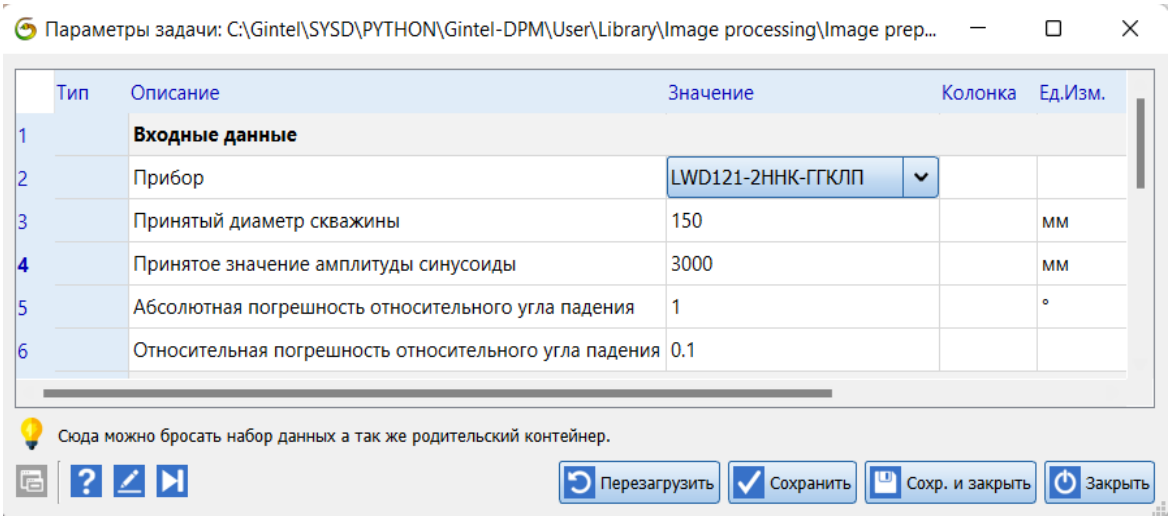


Рис. 1. Интерфейс программного модуля [4]

В процессе анализа результатов работы программы были сделаны следующие выводы:

– завышение значения параметра приводит к меньшей по модулю величине погрешности α', чем его занижение;

– наибольший вклад в погрешность определения α' вносит погрешность l, которая зависит от ВРС прибора, технологии первичной обработки азимутальных данных и человеческого фактора в процессе интерпретации имиджа;

– при измерениях отечественным прибором ГГК-лп наименьший вклад в погрешность α' вносит погрешность d, а при измерениях иностранными приборами – погрешность Rи прибора;

– погрешности параметров для прибора ГГК-лп компании «НПП Энергия» имеют наименьшее влияние на погрешность α', а для прибора бокового каротажа в процессе бурения компании «Halliburton» – наибольшее;

– наибольшая погрешность α' наблюдается у прибора компании «Halliburton», а наименьшая – у отечественного прибора на кабеле компании ООО «Логсервис».

Направлениями дальнейшей работы являются:

– усовершенствование кода программы;

– усовершенствование интерфейса ПМ;

– создание аппарата для графического представления полученных результатов;

– отработка методики на реальных результатах интерпретации.

Литература

1. *Щетинина Н.В., Мальшаков А.В., Басыров М.А.* и др. Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 2(43). С. 6–14.

2. *Серра О., Серра Л.* Геофизические исследования скважин. Т. I. Регистрация данных и области применения. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 792 с.

3. *Андреев Е.А., Сребродольская М.А.* Система автоматической оценки погрешностей результатов определения угла падения трещинных систем и пластов по данным приборов ГГК-лп // Инновации в науке и практике: Сб. трудов по материалам VI Всероссийского конкурса научно-исследовательских работ. Уфа: НИЦ «Вестник науки», 2021. С. 148–157.

4. *Андреев Е.А., Сребродольская М.А.* Оценка достоверности определения относительного угла падения пластов и трещин по данным сканирующих геофизических приборов с помощью автоматизированной системы // Молодые – Наукам о Земле: Материалы X Международной научной конференции молодых ученых. Т. 5. Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: поиски, разведка и подсчет запасов месторождений углеводородов, инженерная геология. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2022. С. 11–14.

Исследование естественных нефтепроявлений в южной части Каспия с целью оценки объема выбросов углеводородов

Афанасьева Н.О.*, Морочко А.Ф.
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
РФ, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: *afanasievan@mgri.ru

Аннотация. Целью данной работы является подсчет объема естественных нефтепроявлений и приведенный расчет времени на их деструкцию в Каспийском море. Объектом исследования является территориальный комплекс Каспийского моря с источниками естественного нефтепроявления. В работе были использованы теоретические разработки отечественных и зарубежных авторов по оценке рисков нефтезагрязнений, геоинформационным системам, геоинформационному картографированию, моделированию, геоэкологии.
Ключевые слова: Каспийское море, естественные нефтепроявления, математическое моделирование.

Естественные выбросы для Каспия вполне уместны. Из-за особенностей рельефа дна моря, а именно его богатства тектонических разломов. Вследствие их присутствия мы и наблюдаем естественное нефтепрояление [1–3].

Нефтепроявления у м. Сефидруд в Южном Каспии (рис. 1) известны с начала 1990-х гг., с запуском в космос первых космических радиолокационных спутников.

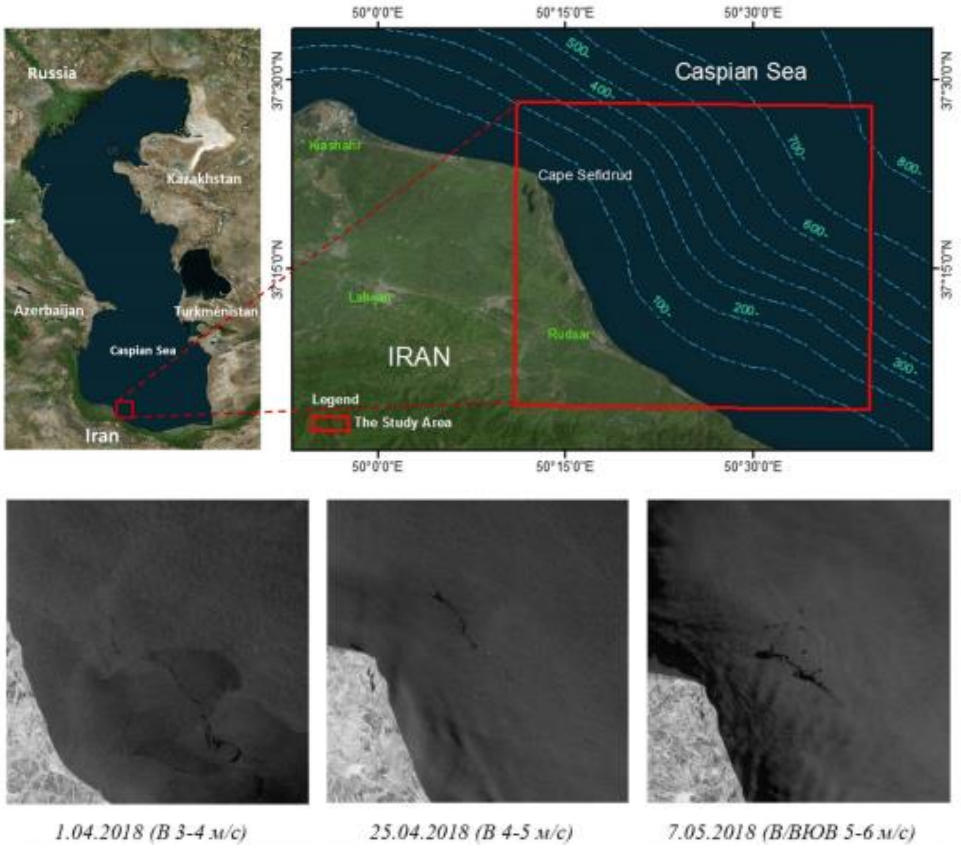


Рис. 1. Район исследования в Южном Каспии и его спутниковые снимки 2018 г. (масштаб 1:11 км)

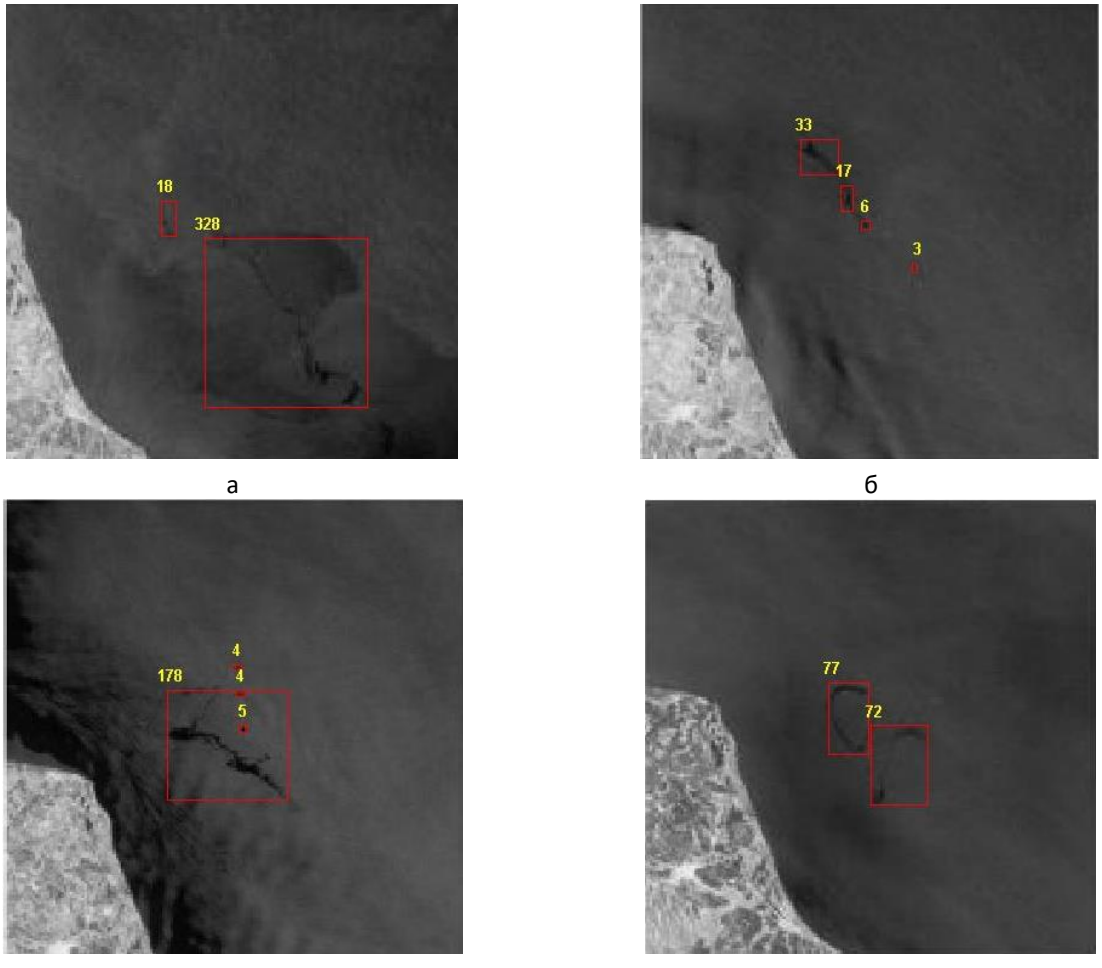
Для работы взяты снимки спутников Sentinel-1A и Sentinel-1B, полученные в 2018 г.

Остановимся на том, каким образом могут быть получены оценки объемов выбросов углеводородов. Для определения объемов по данным космической радиолокации применяется подход, в котором площадь пятен измеряется с радиолокационных изображений (радиолокационная информация), а толщина пленки оценивается из общих физических соображений, связывающих визуальный цвет пленок (в оптическом диапазоне) с их толщинами.

Чтобы найти площадь поверхности пятна, вычислим криволинейные интегралы вида:

$$\int_a^b f(x)dx \approx h \cdot \sum_{i=1}^{n} f(x_{i-1} + \frac{h}{2}).$$

Таким образом, работаем со снимками средствами Scilab. Находим площадь поверхности каждого пятна в пикселях (рис. 2).



а б в г

Рис. 2. Оцифрованные снимки с единицами площади (измерения в пикселях):
а – 1.04.2018 (В3 – 4м/с); б – 25.04.2018 (В4 – 5 м/с); в – 7.05.2018 (В/ВЮВ 5–6 м/с); г – 19.05.2018 (В 3–4 м/с)

Таким образом, зная масштаб 1:11 км, мы получаем площади и объемы, приведенные в табл. 1.

Таблица 1

Данные нефтяных выделений по периодам после оцифровки

t	S, км²	h, км	V, км³
01.апр	3806	$0{,}04 \cdot 10^{-9}$	$1{,}52 \cdot 10^{-7}$
25.апр	649	$0{,}05 \cdot 10^{-9}$	$3{,}25 \cdot 10^{-8}$
07.май	2101	0,00000015	0,000315
19.май	1639	$0{,}06 \cdot 10^{-9}$	$9{,}83 \cdot 10^{-8}$
18.июн	2607	0,0000002	0,000521
24.июн	1562	0,0000001	0,000156
25.июн	3520	0,00000014	0,000493
12.июл	528	0,00000011	$5{,}81 \cdot 10^{-5}$
31.июл	4367	0,00000013	0,000568

Вычислив объем и площадь пятен, построим прогноз – за какое время пятно будет самоликвидировано. Продолжим исследование распространения нефтяного пятна с использованием математической модели.

Рассмотрим задачу, описываемую уравнением диффузии с учетом скорости течения и деструкции нефти:

$$\frac{\partial Q(x,t)}{\partial t} = a_2 \frac{\partial^2 Q(x,t)}{\partial x^2} + a_1 \frac{\partial Q(x,t)}{\partial x} + a_0 Q(x,t),$$

где $Q(x,t)$ – концентрация загрязнения, a_2 – коэффициент диффузии, a_1 – компонента скорости, a_0 – коэффициент деструкции.

Граничные и начальные условия будут иметь вид:

$$\frac{\partial Q(1,t)}{\partial x} = 0, \quad Q(0,t) = 0.$$

Итоговые результаты исследования представлены в табл. 2.

Таблица 2

Таблица результатов исследования

t	*Q*, г/см ³	*Qn*, г/см ³
01.апр	0,0137	0,0037
25.апр	0,01292	0,00292
07.май	0,02836	0,01836
19.май	0,01885	0,00885
18 июн	0,04692	0,03692
24.июн	0,0414	0,0314
25.июн	0,04435	0,03435
12.июл	0,05227	0,04227
31.июл	0,05109	0,04109
август	0,04109	0,03109
сентябрь	0,03109	0,02109
октябрь	0,02109	0,01109
декабрь	0,01109	0,00109

Делаем выводы: 1 апреля 2018 г. зафиксирован предполагаемый первый выброс нефти (рис. 3), его концентрация составила $Q = 0{,}0137$, тогда после самоликвидации концентрация $Q_n = 0{,}0037$.

С августа концентрация углеводородов в воде начала снижаться (рис. 4). Таким образом, на протяжении четырех месяцев мы наблюдаем только самоликвидацию углеводородов. И к декабрю концентрация будет близка к нулю, рассмотрим то есть $Q \to 0$.

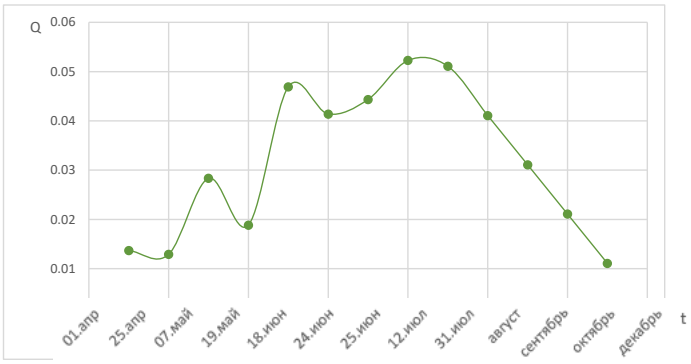


Рис. 3. Зависимость концентрации нефти от времени

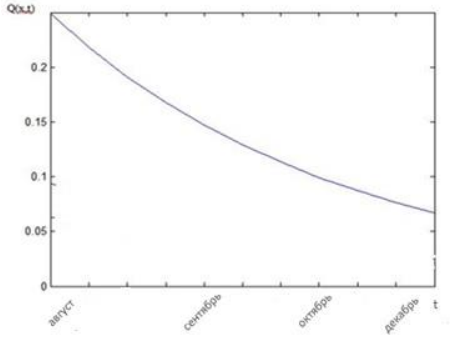


Рис. 4. Зависимость концентрации нефти от времени

Литература

1. *Иванов А.Ю.* Слики и пленочные образования на космических радиолокационных изображениях // Исследование Земли из космоса. 2007. № 3. С 73–96.

2. *Афанасьева Н.О., Морочко А.Ф., Афанасьев А.О.* Оценка скорости деструкции нефтяного пятна на водной поверхности для некоторых деструктивных факторов на математической модели // Вестник науки. 2022. Т. 4, № 1(46). С. 201–204. https://www.вестник-науки.рф/article/5195 (Дата обращения 27.02.2022).

3. Bonn Agreement Oil Appearance Code // Bonn Agreement. https://www.bonnagreement.org/publications (Дата обращения 27.02.2022).

Разработка инструментальной методики определения нефтебитумонасыщенности горных пород с использованием люминесцентной спектроскопии

Бачурин И.И.[1,2]*, **Лосев А.П.**[1,2]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – ООО НИИЦ «Недра-тест», РФ, 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 7
E-mail: *bachurin@nedratest.ru

В работе по «оцифровке» визуальной методики люминесцентно-битуминологического анализа (ЛБА) проведены опыты по количественному и качественному определению битумоидов в нефтяных вытяжках методом люминесцентной спектроскопии [1]. Приготовлена коллекция растворов в хлороформе из иранской нефти (содержание асфальтенов 7,6%). Показана возможность автоматизации классификации битумоидов на основе соотнесения группового химического состава с параметрами цветности, вычисленными по спектрам люминесценции [2].

С учетом развития цифровых технологий, миниатюризации электронных компонентов и датчиков, массовый визуальный метод анализа выглядит устаревшим. Поэтому в данной работе была предпринята попытка «оцифровать» стандартный ЛБА. Отказ от визуального способа регистрации позволяет получить результат с минимальной погрешностью, ускорить и автоматизировать процесс обработки данных [3].

В работе были измерены и исследованы спектры эталонных растворов на основе иранской нефти. Для измерения образцов использовали спектрофлюориметр Varian Cary Eclipse (диапазон регистрации 400–700 нм, длина волны возбуждения 360 нм). При анализе зависимости интенсивности люминесценции от концентрации растворов (рис. 1) использовались литературные данные по растворам венесуэльских асфальтенов месторождения Фурриал в толуоле.

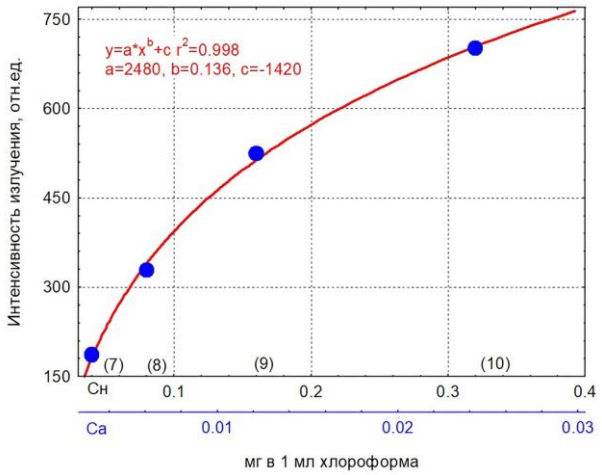


Рис. 1. Зависимость интенсивности люминесценции от концентрации растворов, полученная экспериментально (синяя ось пересчитана в эквивалентную концентрацию асфальтенов)

Установлено, что для нефти Доруд-3 количественный анализ по интенсивности люминесценции возможен до концентрации асфальтенов 10 эталона включительно (оптическая плотность растворов менее 0,5), дальнейший анализ невозможен из-за высокой оптической плотности растворов [4]. Зависимости интенсивности люминесценции от концентрации различных

битумоидов, опубликованные в середине прошлого века при разработке стандартной методики люминесцентно-битуминологического анализа, совпадают с экспериментальной. Подытожено, что количественный ЛБА может быть реализован с использованием современных цифровых люминесцентных спектрофотометров и портативных анализаторов, дана оценка рабочего диапазона метода по номерам эталонов.

Предложено использование цветовых координат в системе МКО RGB XYZ для оцифровки спектров люминесценции и замены визуального цветового анализа. С помощью спектрофотометра снимают спектры люминесценции растворов и анализируют его по методике расчета цветности в МКО XYZ [5]. Были рассчитаны координаты цветности, проведено сравнение цифровых индикаторов с результатами стандартного визуального ЛБА. Показана возможность автоматизации классификации битумоидов по групповому составу (рис. 2).

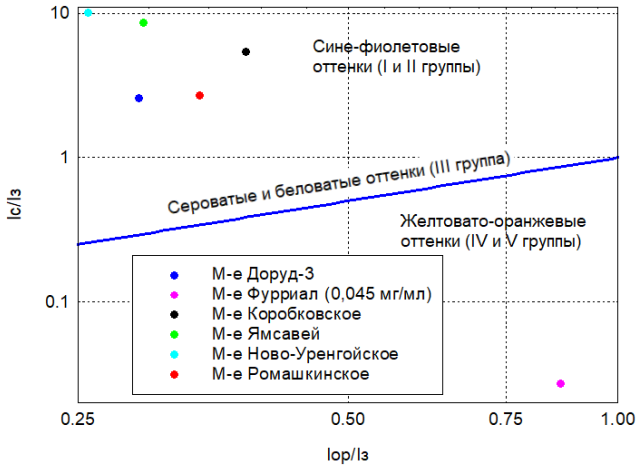


Рис. 2. Цветовой график к анализу соотношения интенсивностей

Показана возможность количественного анализа битумоидов по интенсивности люминесценции при фиксированной длине волны. Уравнение регрессии степенное. Выявлены ограничения по концентрациям (номеру эталона) для количественного анализа, связанные с высокой оптической плотностью растворов и отклонениями от закона Бугера–Ламберта–Бера. Для любых типов битумоидов количественный анализ по интенсивности люминесценции возможен в пределах 1–7 эталонов (0,0006–0,32 мг/мл) [6].

Литература

1. Руководство по методике люминесцентно-битуминологических исследований / Под ред. Т.Э. Барановой, А.А. Ильиной, В.Н. Фроловской. Л.: Недра, 1966. 112 с.

2. *Евдокимов И.Н., Лосев А.П., Могильниченко М.А.* Самопроизвольное образование аномально вязких нефтекислотных эмульсий в призабойной зоне скважины // Бурение и нефть. 2017. № 7–8. С. 54–59.

3. *Lakowicz J.R.* Principles of fluorescence spectroscopy. 3rd ed. New York: Springer, 2006. 954 p. https://doi.org/10.1007/978-0-387-46312-4

4. *Евдокимов И.Н., Лосев А.П.* Возможности оптических методов исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений. М.: Нефть и газ, 2007. 228 с.

5. *Мигалина И.В.* Основы архитектурного цветоведения: Учеб. пособие. М.: Ладья, 1998. 145 с.

6. *Evdokimov I.N., Losev A.P.* On the nature of UV/Vis absorption spectra of asphaltenes // Petroleum Science and Technology. 2007. Vol. 25, No. 1–2. P. 55–56. https://doi.org/10.1080/10916460601186420

Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных на этапе поисков и прогноза высокоемких коллекторов и детализации структурно-тектонической модели на примере площади в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне

Волков Д.С.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.ru

Аннотация. В последние десятилетия динамический анализ сейсмических данных является надежным инструментом детализации структурно-тектонической модели площадей, поисков и прогноза зон с высокоемкими коллекторами. Интерпретация результатов может быть выполнена как на количественном, так и качественном уровнях в зависимости от качества и объема входных данных, требований решения обратной задачи и физико-геологических параметров среды. Эти факторы оказывают значительное влияние и накладывают дополнительные ограничения на выбор методики, что определяет информативность использования того или иного подхода при интерпретации. В работе представлены примеры применения динамической интерпретации, позволившие изменить представление о площади, ранее выведенной из бурения с отрицательными результатами.
Ключевые слова: сейсморазведка МОГТ-3D, атрибутный анализ, качественная и количественная интерпретация, сейсмофациальный анализ, AVO-анализ.

Цель работы – продемонстрировать возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных на примере одного из участков Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Площадь работ расположена на юго-востоке Ижма-Печорской нефтегазоносной области. На участке выполнено 134 км^2 сейсморазведки МОГТ-3D и пробурено 5 поисковых скважин. Нефтегазоносность не установлена. Причина отрицательных результатов бурения – недостоверный структурный план по горизонтам в нижней перми–верхнем девоне, полученный по материалам крайне редкой сети профилей сейсморазведки МОГТ-2D 1980-х годов. Перспективные отложения: карбонатные отложения нижней перми (P_1a+s), среднего карбона (C_2m_2), верхнего девона (D_3up ($Ф_5$), D_3zd ($Ф_0$)), верхний ордовик (O_3sl); верхнедевонские терригенные отложения (D_3dzr).

Для детализации структурно-тектонической модели и оценки параметров фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) перспективных отложений в рамках комплексной геолого-геофизической интерпретации проведен цикл исследований.

1. *AVO-анализ* (AVO – Amplitude Variation with Offset) выполнен с целью выделения аномалий, обусловленных наличием углеводородов (УВ). Проанализирована связь между парами независимых атрибутов: интерсепт и градиент, отражательная способность модулей сжатия ($\lambda\rho$) и сдвига ($\mu\rho$). Выделенные AVO-аномалии в ордовикско-нижнефранском и нижнепермском интервалах разреза фиксируются в пределах куполов структуры. В перспективных нижнефаменско-верхнефранских отложениях AVO-аномалии не выявлены. Однозначная интерпретация природы (наличие УВ или эффект литологии) наблюдаемых AVO-аномалий не установлена. Результаты расчета AVO-атрибутов и анализ кросс-плотов представлены на рис. 1.

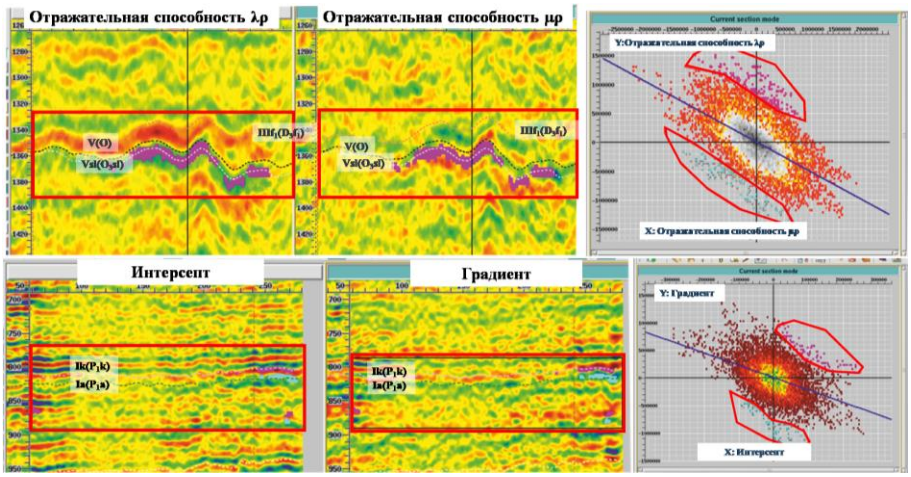


Рис. 1. Результаты расчета основных сейсмических атрибутов и анализ их комбинаций по кросс-плотам

2. *Акустическая инверсия* рассчитана с целью выполнения прогноза ФЕС, в частности, карт коэффициентов пористости. Ввиду отсутствия оригинальных кривых – результатов интерпретации геофизических исследований скважин, по акустическому каротажу синтезированы кривые пористости, использованные для поиска уравнений связи с кубом акустического импеданса. Согласно методическим указаниям, коэффициент корреляции между изучаемыми параметрами должен быть не ниже 0,8–0,9, иначе вероятность наличия корреляционной связи считается низкой. Среднеквадратичная погрешность прогнозных коэффициентов пористости составила для карбонатных отложений: нижней перми – 0,5%, верхнего девона – 0,6%, верхнего ордовика – 0,8%. Учитывая данный факт, полученные прогнозные карты на данном этапе исследования площади следует рассматривать на качественном уровне как дополнительную информацию. Наиболее информативными являются прогнозные карты пористости среднефаменского и нижнепермского интервалов разреза. На картах прослеживаются участки низких значений пористости, интерпретируемые как зоны мелководно-шельфовой и межбиогермной фаций, и увеличения порового пространства предположительно в биогермных отложениях (рис. 2).

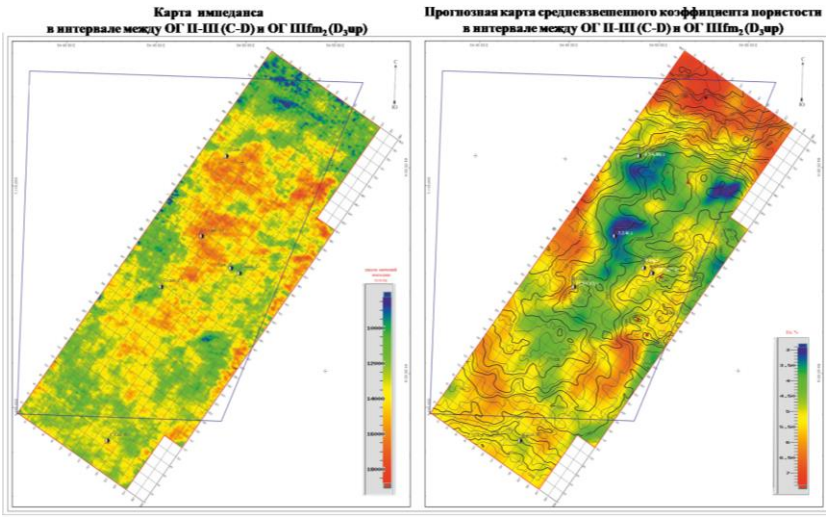


Рис. 2. Сопоставление структурной карты по ОГ II-III с гридами импеданса и коэффициента прогнозной пористости в интервале между ОГ II-III(C-D) и ОГ IIIfm$_2$(D$_3$up)

3. *Сейсмофациальный анализ* реализован с использованием алгоритма распознавания и классификации по форме сейсмического сигнала. Анализ проведен по разрезам скважинных данных с дальнейшим уточнением границы смены в горизонтальном направлении по временным

разрезам и карте сейсмофаций. На площади исследования наиболее успешные результаты работы алгоритма отмечаются при определении линии срезания пластов. Наиболее информативной является карта сейсмофаций для интервала ордовикско-нижнефранских отложений, где отчетливо прослеживается постепенное сокращение мощности ордовикских, силурийских, нижнефранских отложений в юго-западном направлении и их выход под предфранский размыв (рис. 3).

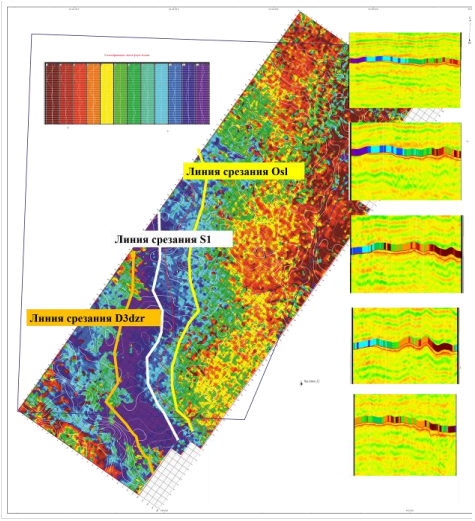


Рис. 3. Карта сейсмофаций в интервале ордовикско-нижнефранских отложений.
Характер распределения типов форм сейсмической записи на временных разрезах

4. *Атрибутный анализ.* В процессе динамической интерпретации получены кубы и карты независимых сейсмических атрибутов вдоль изучаемых поверхностей: мгновенной частоты и фазы, когерентности, угла и азимута наклона, кривизны и «шероховатости» отражений. Эта дополнительная информация использована при создании структурно-тектонической модели верхнепермских отложений. На временных разрезах тектонические нарушения представляют собой микрогорсты и микрограбены (рис. 4).

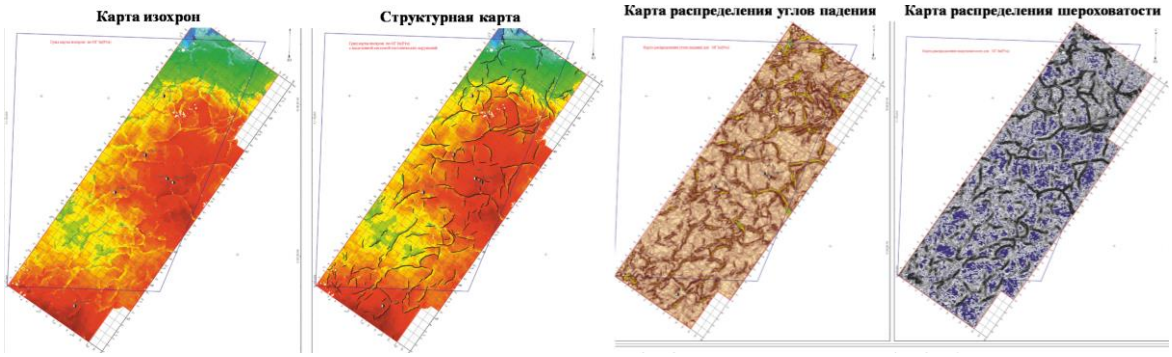


Рис. 4. Поверхностные атрибуты отражающего горизонта Iu (P_2u)

Структурный план имеет ячеистый характер, что отчетливо проявляется в приподнятой зоне. Однако стоит отметить, что для подробного изучения верхнепермских отложений и выделения перспективных зон поиска УВ требуется ряд дополнительных процедур: улучшение разрешенности сейсмической записи, прослеживание дополнительных отражающих горизонтов, скважинные данные.

Выводы

В результате динамической интерпретации сейсмических данных уточнено и детализировано структурно-тектоническое строение исследуемой площади от ордовикских до верхнепермских отложений. Выделены и протрассированы бескорневые нарушения в отложениях верхней перми по кубам геометрических атрибутов. Уточнена линия выхода под предфранский размыв салюкинских отложений верхнего ордовика, нижнего силура, джъерских песчаников верхнего девона. В интервале ассельско-каменноугольных и верхнедевонских карбонатных отложений (пласты $Ф_5$, $Ф_0$) выявлены аномалии сейсмической записи, возможно, связанные с фациальными изменениями в карбонатном разрезе, которые прослеживаются на картах пористости.

В настоящей работе наиболее информативные результаты получены при выполнении сейсмофациального и атрибутного анализа, которые позволили уточнить линии выхода под предфранский размыв отложений ордовика, силура, терригенного верхнего девона и построить новую структурно-тектоническую модель.

Менее информативными являются результаты AVO-анализа и сейсмической инверсии. Неоднозначные результаты AVO-анализа можно объяснить как геологическими причинами (мощность насыщенных коллекторов менее 20 м), так и эффектами, связанными с качеством сейсмического материала.

Представленные прогнозные карты петрофизических характеристик для разных перспективных интервалов показывают различную сходимость с материалами бурения. С одной стороны, это обусловлено величиной разрешающей способности сейсморазведки. С другой стороны – для получения более достоверных результатов при динамической интерпретации необходимы качественные данные геофизических исследований скважин (ГИС) по всем скважинам на площади работ. Полный объем данных ГИС должен содержать информацию по продольным и поперечным волнам, плотностному каротажу, детальную обработку каротажа с литофациальными попластовыми моделями.

Для получения надежных связей между сейсмическими атрибутами и петрофизическими параметрами изучаемого разреза 5 скважин недостаточно и это количество является предельным для оценки корреляционных связей. По методическим рекомендациям количество скважин, необходимое для статистического анализа при динамической интерпретации, определяется как 20 и выше. Таким образом, полученные прогнозные карты на данном этапе исследования площади следует рассматривать на качественном уровне, как дополнительную информацию.

Литература

1. *Колоколова И.В.* Результаты сейсморазведочных работ 3D на юго-востоке Ижма-Печорской синеклизы ТПП (Ермоловская площадь) // Материалы 2-й Международной геолого-геофизической конференции и выставки Европейской ассоциации ученых и инженеров-геологов и геофизиков (EAGE), Тюмень, Россия, 2–5 марта 2009 г. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201405340

2. *Chopra S., Marfurt K.J.* Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 464 p. https://doi.org/10.1190/1.9781560801900XI

Гидрохимические особенности северо-западной части Прикаспийской впадины (на примере Карпенского газоконденсатного месторождения)

Гумерова Р.Р.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: gumerova@ipng.ru

Аннотация. В работе рассмотрена гидрогеологическая характеристика Карпенского газоконденсатного месторождения. Проанализирован химический состав пластовых вод, отобранных на ряде скважин месторождения. Установлены предполагаемые типы гидрохимической зональности подсолевых отложений Прикаспийской впадины и сделаны выводы о природе их возникновения.
Ключевые слова: Прикаспийская впадина, гидрохимическая зональность, Карпенское газоконденсатное месторождение, нижнепермские отложения.

Введение. Вопрос о природе, пространственном проявлении и сохранности в геологическом времени гидрохимической зональности нефтегазоносных провинций лишен простоты. Многократно на фактическом материале доказана аналогичность трендов изменения гидродинамических и гидрохимических параметров пластовых систем [1–3]. Концептуально такая связь обусловлена единством природных вод и их геохимической связью с породами, газами и органическим веществом, физически и математически описана фундаментальной зависимостью гидродинамических потенциалов от плотности геофлюидов [4]. Это важное, но часто не учитываемое обстоятельство позволяет с гидрохимических позиций оценить масштабы проявлений геофлюидодинамической неоднородности как свойства геологической среды, обусловленного взаимовлиянием гидрогеологической, литофациальной и тектонической составляющих геосферы как единой геологической системы.

Изучением процесса возникновения гидрохимической инверсии и выдвижением гипотез опреснения подземных вод с глубиной занимались многие исследователи [3, 5–7 и др.]. Показано, что химический состав подземных вод нефтегазоносных провинций формируется за счет взаимодействия осадочных пород с пластовыми и конденсационными водами, метаморфогенными водами, дегидратации глин вследствие их литогенетических преобразований, выделения вод из кристаллогидратов при их разрушении, внедрения в осадочный чехол метаморфогенных вод, подтока ювенильных вод и других факторов.

Несмотря на сложный и многосоставной характер совокупности процессов, определяющих химизм подземных вод нефтегазоносных комплексов, к сожалению, бытует упрощенное представление о направленности изменения гидрохимических параметров в нефтегазоносных провинциях. Обычно обсуждается либо прямая, либо обращенная зональность изменения минерализации и плотности пластовых вод. На самом деле ситуация существенно сложнее, как правило, носит наложенный характер и зависима от таких факторов, как: смешение вод различного состава и генезиса; взаимодействие вод различной природы с породообразующими минералами; катагенетическая флюидогенерация, связанная с высвобождением из связанного

состояния органогенных вод; изменение кислотно-щелочного баланса геологической среды; влияние нефтегазового техногенеза.

Цель работы – продемонстрировать на отдельном примере источники и процессы формирования гидрохимической обстановки нефтегазообразования в подсолевых отложениях северо-западной части Прикаспийской впадины.

Геологическая позиция объекта исследования. Карпенское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Прикаспийского артезианского бассейна, флюидовмещающие породы артинского возраста представлены минерально-слоевым комплексом с участием доломитов, известняков, ангидритов [8]. Водонапорная система палеозойских отложений охватывает надверейский карбонатный комплекс. Глинистые породы верейского горизонта и соленосная толща кунгурского яруса выполняют функцию региональных водоупоров. На территории, находящейся к северу от месторождения, где отсутствует соленосная толща, а карбонатные породы (C_2, C_3, P_1) контактируют с отложениями среднепермского и среднеюрского возрастов, надверейский комплекс находится в зоне активного водообмена.

Теоретическая основа исследования – гипотеза гравитационного сползания рассолов, следствием чего является отжатие органического материала и фазообособленных углеводородов вниз по разрезу. Предыдущими исследованиями М.Г. Валяшко, А.И. Поливановой и Л.Г. Богашовой установлено, что под действием градиента концентраций маточные рассолы эвапоритовых отложений способны переносить в нижние части осадочного чехла достаточно большой объем органического материала Сорг и, таким образом, повышать перспективы нефтегазоносности больших глубин [9] (табл. 1).

Таблица 1

Количественная оценка выноса Сорг нисходящими галогенными водами в главной зоне нефтеобразования [9]

Солеродный бассейн, возраст/ площадь n*10^6 км^2	S сульфатных пород $\frac{CaSO4, км^2}{V, км^3}$	V рапы гипсовой стадии, км^3 V_{CaSO4}*230	$\frac{V_{NaCl}}{V_{рапы}}$ гипсовой стадии, израсходованной на образование NaCl, км^3	V рапы гипсовой стадии, профильтров. через подсолевые отложения, км^3	Масса $C_{орг}$ в объеме профильтров. рапы гипсовой стадии, млрд т
Восточно-Сибирский, кембрий / (4,5–5)*10^6	$\frac{2 * 10^6}{2 * 10^5}$	46*10^6	$\frac{5{,}8 * 10^5}{5{,}34 * 10^6}$	40,7*10^6	2035

Однако не все исследователи признают значимую роль процесса гравитационного сползания рапы в нисходящей миграции углеводородов в эвапоритосодержащих осадочных бассейнах [7], поэтому исследования в данном направлении должны быть продолжены.

Результаты исследования. По скважине Карпенская 6 сформирована наиболее представительная совокупность данных по химическому составу подземных вод (рис. 1), на основании которых можно судить о развитии процессов гравитационного сползания рапы.

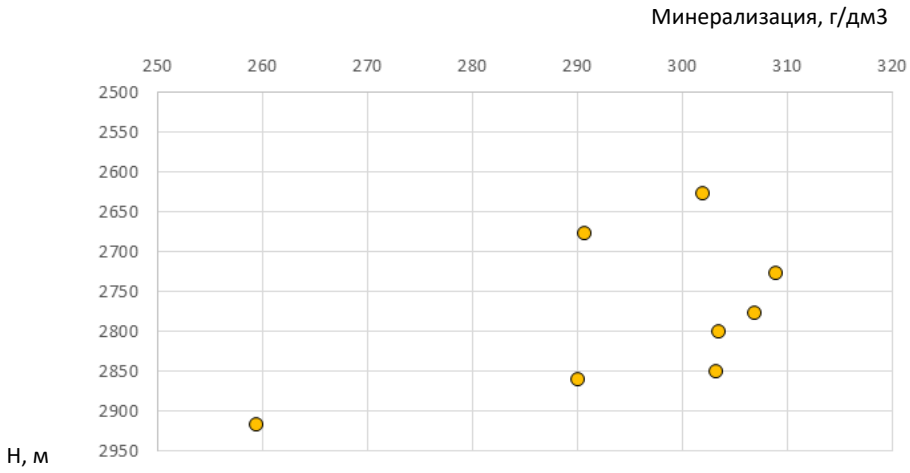


Рис. 1. График зависимости минерализации от глубины (Карпенское ГКМ, скв. 6)

Отчетливо видно, что минерализация рассолов в интервале глубин от 2600 до 2850 м находится в узком интервале значений от 290 до 310 г/дм^3, а ниже опознается зона резкого снижения минерализации вод, которые являются растворами смешения между рапой и пластовыми водами. О разном генезисе вод, расположенных выше и ниже глубины в 2850 м, говорят и значения генетического коэффициента rNa/rCl: для рассолов они составляют менее 0,5, а для пластовых вод нижележащего горизонта – 0,67. Низкие значения этого коэффициента свидетельствуют о высокой степени метаморфизации и древнем возрасте вод, отсутствии (незначительности) примет их разбавления. О границах распространения соленосной толщи можно также судить по пробам вод, в которых зафиксированы повышенные концентрации брома: для интервалов распространения рапы от 159 до 848 мг/дм^3 и растворов смешения, где концентрация брома резко убывает, – до 44 мг/дм^3. Также информативно снижение концентрации магния (от 39941 мг/дм^3 до 13830 мг/дм^3). Аналогично поведение сульфат-иона (от 4045 мг/дм^3 до 818 мг/дм^3).

Обращает на себя внимание то, что явно выраженное осолонение разреза в районе скв. Карпенская 6, возможно, связано с влиянием повышенного литостатического давления. Об этом косвенно говорит сравнение минерализации химического состава вод на одинаковых глубинах (табл. 2).

Таблица 2

Сравнение минерализации химического состава вод на разных глубинах Карпенского ГКМ

Площадь, скважина	Возраст отложений	Глубина, м	Значение минерализации, г/дм^3
Карпенская, 6	P_1a	2627	302
Карпенская, 6	P_1a	2677	291
Карпенская, 13	C_3	2610,5	200
Карпенская, 13	C_3	2516	202

Заключение. Роль гравитационного сползания в формировании повышенной плотности исходного органического материала для процесса нефтегазообразования не однозначна и, как показали исследования автора, зависима от литостатической нагрузки, оказываемой на рапоносные отложения вышележащими толщами.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. *Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н.* Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 68.

2. *Вернадский В.И.* История минералов земной коры. Т. 2. История природных вод. Ч. 1. Вып. 3. Л.: ОНТИ ХИМТЕОРЕТ, 1936. 562 с.

3. *Анисимов Л.А.* Условия формирования химического состава подземных вод Прикаспийской впадины // Геология и разведка. 1963. № 11. С. 15–17.

4. *Гумерова Р.Р.* Взаимообусловленность гидрохимических и гидродинамических процессов в эвапоритовых нефтегазоносных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып.4(35). С. 21–29. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art3

5. *Хаустов В.В.* О генезисе гидрогеохимических инверсий // Вестник Санкт-Петербургского университета. Сер. 7. Геология. География. 2008. Вып. 2. С. 20–24.

6. *Валуконис Г.Ю., Ходьков А.Е.* Роль подземных вод в формировании месторождений полезных ископаемых. М.: Недра, 1978. 296 с.

7. *Ильченко В.П., Стадник Е.В*. Газогидрогеохимические поля в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1992. № 2. С. 27–30.

8. *Шебалдин В.П.* Рекомендации на поиски залежей нефти и газа в пределах Карпенского участка бортовой зоны Прикаспийской впадины. Саратов: Саратовский филиал Территориального фонда геологической информации, 1971.

9. *Богашова Л.Г.* Роль нисходящей фильтрации галогенных вод в нефтеобразовании // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы): Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.А. Карцев, Л.А. Абукова. М.: ГЕОС, 2007. С. 209–219.

О методологии построения новых моделей залежей в палеозойских отложениях Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на основе переинтерпретации данных ГИС и сейсморазведки

Гурова Д.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: divalieva@ipng.ru

Аннотация. В результате переинтерпретации данных ГИС и сейсморазведки в пределах Шоръельской и Лебяжской структур построены новые модели залежей палеозойских отложений. В разрезе скважин выделены дополнительные флюидоупоры и нефте- и водонасыщенные коллекторы, не установленные ранее. При корреляции сейсмических волн непосредственно по подошве выявленных флюидоупоров выделяются антиклинальные перегибы, обусловленные существованием структур облекания.
Ключевые слова: ГИС, сейсморазведка, переинтерпретация, флюидоупор, коллектор, палеозойские отложения, Верхнепечорская впадина.

В качестве примера выделения флюидоупоров по каротажу и новых объектов по сейсмическим профилям в работе представлена переинтерпретация данных ГИС скв.1-Шоръельская и сейсморазведки нижнепермских отложений.

В карбонатном разрезе отложений нижнепермского возраста скв. 1-Шоръельская выделяются несколько покрышек: регионально распространенная глинистая толща в кровле карбонатов (выделялась ранее) и два локально распространенных пласта глин, которые выделены впервые в результате выполненной переинтепретации [1–2]. Отметка подошвы данных флюидоупоров -2163 м и -2291 м. Под ними выделяются пласты нефтенасыщенных коллекторов мощностью 34,8 м и 9,8 м. Глины залегают не в кровле коллекторов, между ними выделяется рассеивающая толща. Над покрышками уверенно выделяются водонасыщенные пласты, что указывает на то, что глины являются покрышками для залежей углеводородов под ними. ВНК залежей по данным ГИС устанавливается на отметках -2222 м и -2274 м.

По результатам переинтерпретации материалов сейсморазведки 2D в разрезе нижнепермских отложений впервые выделены рифовые постройки, которые на временных разрезах характеризуются ухудшением или потерей корреляции волн, вокруг них отмечается прилегание (угловое несогласие) пластов вмещающей толщей [3]. В пределах аномалии, не всегда, но можно выделить ядро рифа и зарифовую часть (продукты разрушения постройки). Отражающий горизонт Ik (P1k) прослежен выше на 100–120 м возможной поверхности распространения нижнепермских рифовых построек. По этому горизонту во впадине отмечается моноклиналь с небольшими структурными носами. При корреляции же сейсмических волн непосредственно по кровле рифов выделяются антиклинальные перегибы, обусловленные существованием структур облекания. В этом случае можно определить замкнутые контуры и закартировать структуры, перспективные на нефть и газ. Так, при сопоставлении результатов переинтерпретации данных ГИС (скв.1-Шоръельская) и сейсморазведки (профиль 11087-10) в масштабе 1:200 видно, что продуктивная по ГИС часть верхней залежи соответствует верхней части рифовой постройки, а покрышка соответствует фазе у кровли рифа. При корреляции данной

фазы выделяется антиклинальный перегиб, обусловленный существованием структуры в нижнепермских карбонатных отложениях по подошве флюидоупора (рис. 1).

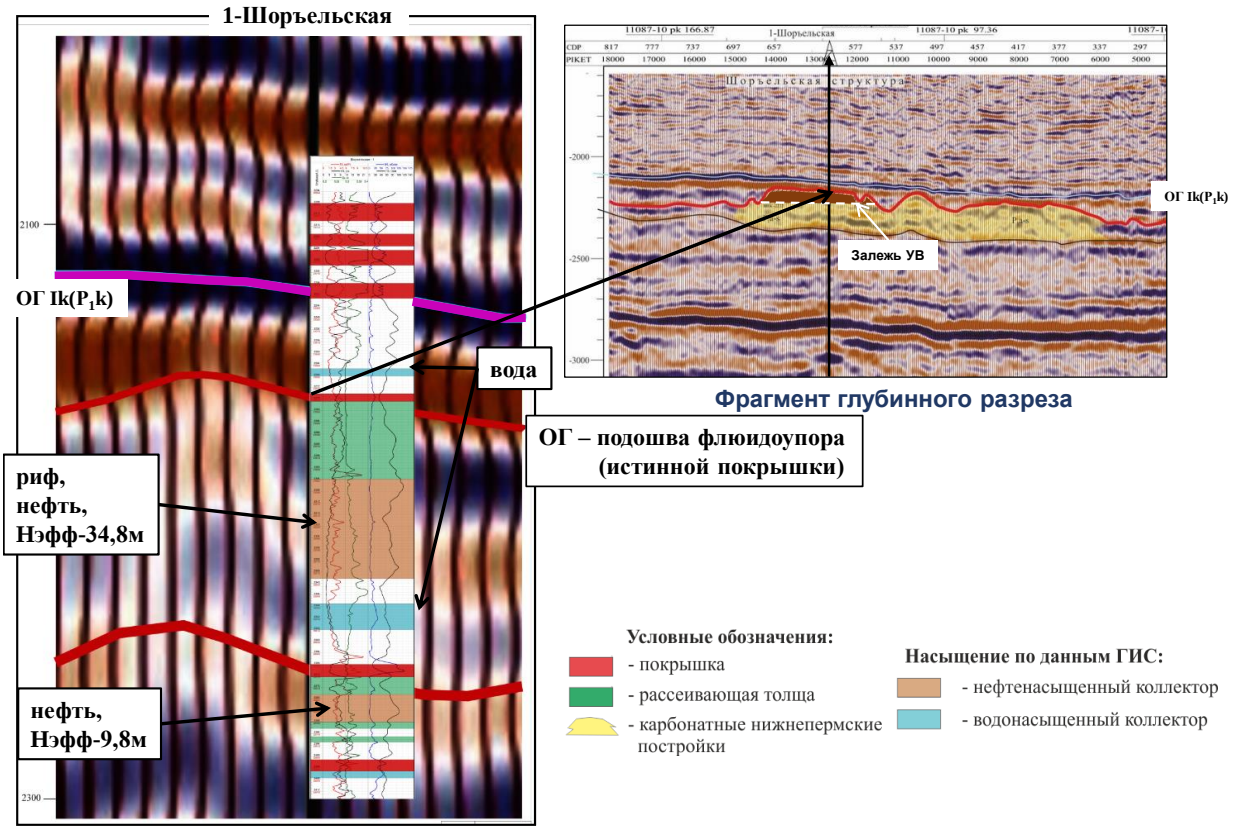


Рис. 1. Сопоставление данных ГИС (скв. 1-Шоръельская) и сейсморазведки на Шоръельской структуре в интервале нижнепермских отложений. Верхнепечорская впадина

Такая переинтепретация ГИС и сейсморазведки проведена для каждого перспективного интервала осадочного чехла (от силурийских до триасовых отложений) на Шоръельской структуре. В результате представлена новая модель залежей, кардинально отличающаяся от предыдущих представлений о строении Шоръельской структуры (рис. 2).

В результате переинтерпретации данных ГИС скв. 2-Лебяжская также выделены дополнительные локальные флюидоупоры, под которыми выявлены нефте-, газонасыщенные коллекторы, и представлена иная модель залежей Лебяжской структуры.

Переинтерпретация материалов сейсморазведки и данных ГИС позволила выделить новые для рассматриваемых структур объекты в палеозойских отложениях и оценить ресурсы углеводородов наиболее перспективных из них. Здесь можно ожидать мелкие и средние по запасам залежи легкой нефти.

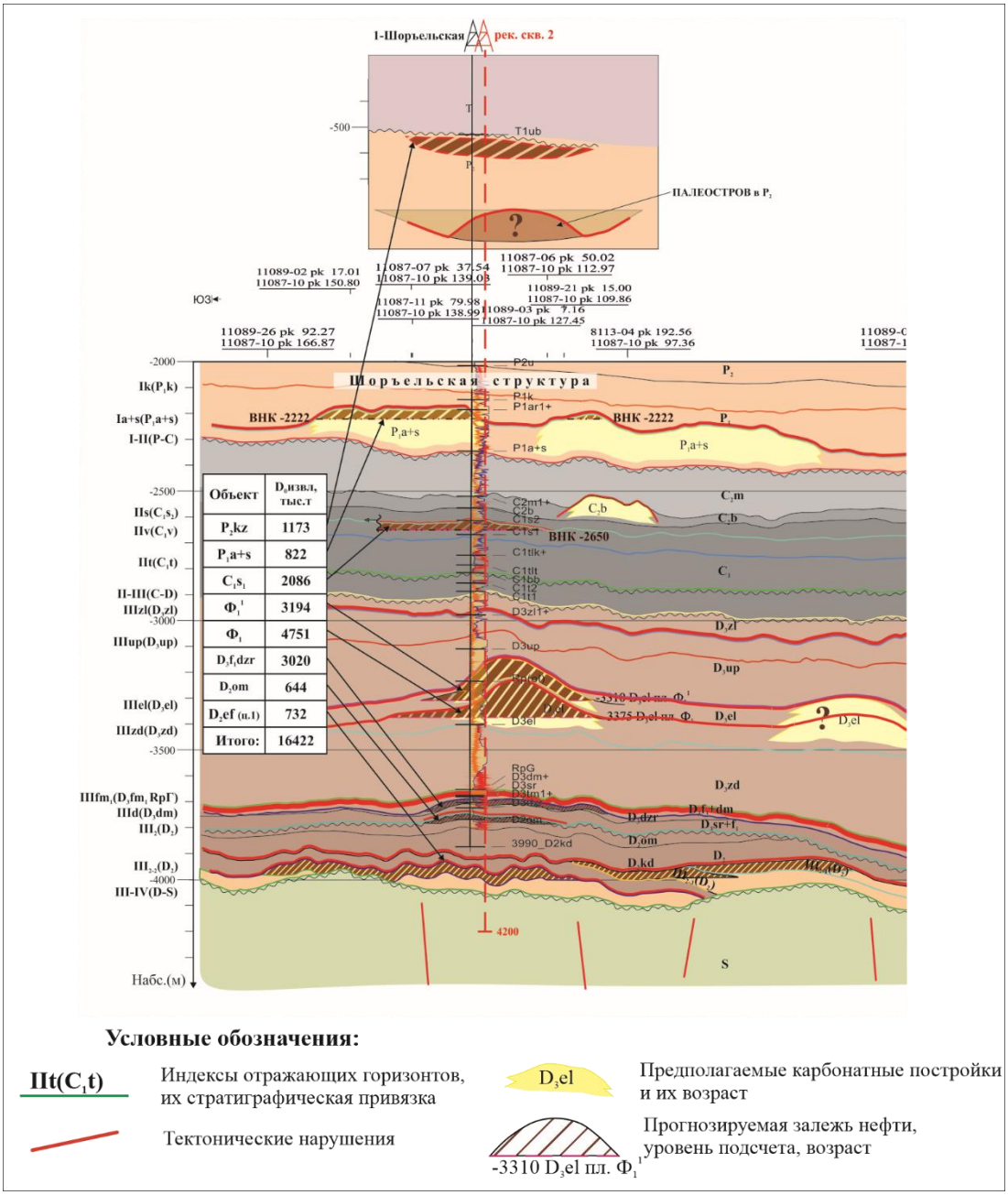


Рис. 2. Новая модель залежей на Шорьельской структуре

Построены новые модели залежей Шорьельской и Лебяжской структур. По результатам интерпретации ГИС в разрезе скважин палеозойских отложений выделены коллекторы, характеризующиеся хорошими фильтрационно - емкостными свойствами, и покрышки над ними, представленные глинистыми пластами различной мощности. По-видимому, даже тонкие пласты глин способны удерживать углеводороды и быть надежным экраном для залежей нефти и газа. При структурных построениях наиболее эффективно и надежно проводить картирование непосредственно по подошве флюидоупора. Это позволит более точно определить замкнутые контуры и объемы перспективных объектов и уменьшить риски дальнейших геологоразведочных работ.

Для наиболее достоверной интерпретации палеозойских отложений необходима постановка сейсмики 3D, которая позволит наиболее точно установить границы перспективных объектов, их конфигурацию и распространение по площади.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Литература

1. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Методическое руководство / Сост. А.М. Хитров, П.Т. Савинкин, В.Д. Ильин. М.: Министерство природных ресурсов РФ, Министерство энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002. 63 с.

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

3. *Гурова Д.И., Попова М.Н., Хитров А.М.* Органогенные постройки палеозоя Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской провинции и их ресурсный потенциал // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). С. 6. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art6

Перспективы нефтегазоносности рифогенных нижнепермских отложений юга Хорейверской впадины Тимано-Печорской провинции

Драбкина А.Д.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: anastasiadrabkina@gmail.com

Аннотация. В южной части Хорейверской впадины установлены кольцевые и линейно вытянутые постройки ассельско-сакмарской рифовой системы. На Сандивейской площади рифогенные образования нижней перми промышленно нефтегазоносны. Здесь открыто несколько месторождений: Сандивейское, Северо-Хаяхинское, Веякшорское, Восточно-Веякское, Салюкинское и др., в том числе и с высокими дебитами нефти. В результате проведенного анализа данных сейсморазведки 2D и 3D, комплекса данных бурения и геофизических исследований скважин в верхних частях рифовых построек выделены многочисленные зоны коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами, которые являются высокоперспективными объектами на поиски залежей нефти и газа в переделах Южно-Сандивейского и Восточно-Баганского участков и Цильегорской депрессии.
Ключевые слова: рифовые системы, коллекторы нефти и газа, фильтрационно-емкостные свойства.

На современном этапе геологоразведочных работ (ГРР) повышается актуальность поисков залежей нефти и газа в высокоемких, и, как правило, в высокодебитных резервуарах и коллекторах верхнего палеозоя. Перспективным является поиск, изучение рифовых объектов в нижнепермских отложениях Хорейверской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Нижнепермский терригенно-карбонатный комплекс имеет почти повсеместное распространение, исключая участки выхода на дневную поверхность на Тиманском кряже, Печоро-Колвинском мегавале, Гряде Чернышева и Урале. Одной из главных особенностей его строения являются развитие карбонатных органогенно-рифовых построек линейно-прерывистого, одиночного, кольцевого и атолловидного типов. Нижнепермские отложения наиболее полно изучены комплексом геолого-геофизических методов в Печоро-Колвинском авлакогене, Хорейверской впадине, на западном крыле Косью-Роговской впадины на Кочмесской ступени [1]. В работе проведен анализ геолого-геофизических материалов, сейсмических данных 2D и 3D, в результате была уточнена модель ассельско-сакмарского рифового резервуара Южной части Хорейверской впадины на Южно-Сандивейском участке нераспределенного фонда недр в зоне сочленения с Косью-Роговской впадиной с выделением кольцевых и линейных рифовых систем.

В переделах Южно-Сандивейского участка пермская система представлена нижним и верхним отделами. Общая мощность отложений изменяется от 759 м (скв. № 145-Северо-Хаяхинская) до 791 м (скв. № 121-Сандивейская). Нижнепермские карбонатные отложения – ассельский и сакмарский ярусы – представлены известняками, участками пористо-кавернозными и трещиноватыми с глинистыми прослоями. В основании ассельско-сакмарских отложений прослеживается глинистый пласт мощностью 4–6 м, который хорошо прослеживается на диаграммах геофизических исследований скважин (ГИС) и может служить зональным флюидоупором для подстилающих отложений.

Накопление осадков ассельско-сакмарского возраста происходило на северо-западе Сандивейской площади в обстановке умеренно-глубоководного шельфа с некомпенсированным глинисто-карбонатным осадконакоплением, на юго-востоке в мелководно-шельфовых условиях, где поднятие морского дна бассейна привело к дифференциации палеорельефа и заложению валообразных структур на которых происходило формирование рифовых построек биостромного и биогермного типов, имеющих сложную пространственную форму в виде кольцевых систем и линейных рифогенных комплексов, образующих систему барьерных рифов западного борта Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба. Мощность ассельско-сакмарских отложений изменяется от 67 м (скв. № 1-Ладская) до 106 м (скв. № 145-Северо-Хаяхинская при возрастании в восточном направлении [2–4].

Отложения артинского яруса отсутствуют на востоке участка (скв. № 146-Северо-Хаяхинская и № 1-Ладская), образуя зону литолого-стратиграфического несогласия. Разрез яруса представлен переслаиванием известняков, аргиллитов и мергелей. На северо-западе Сандивейского поднятия формирование отложений нижней части артинского яруса происходило в умеренно глубоководно-шельфовой обстановке. Отложения верхней части яруса формировались в зоне глинисто-карбонатного осадконакопления в условиях мелководного шельфа с терригенно-карбонатным осадконакоплением и возможностью формирования рифовых построек биостромного типа. Мощность отложений артинского яруса возрастает от 0 на востоке до 10–15 м на западе.

Кунгурский ярус со стратиграфическим несогласием на юго-востоке залегает на ассельско-сакмарских отложениях, а на северо-западе – на артинских, образуя зону стратиграфического экранирования ассельско-сакмарского комплекса выполняющего роль зонального флюидоупора. Ярус представлен тонким горизонтально-волнистым переслаиванием глин, аргиллитов и алевролитов с прослоями глинистых известняков и песчаников. Формирование отложений нижней части яруса происходило в обстановке мелководного шельфа с терригенно-карбонатным осадконакоплением, верхней части – в условиях литорали в зоне приливно-отливной дельтовой равнины. Мощность кунгурских отложений составляет от 25 м (скв. № 1-Северо-Веякская) до 98 м (скв. № 121-Сандивейская).

Южно-Сандивейский участок тектонически расположен на восточном крыле Сандивейского сводового поднятия в зоне сочленения с Макариха-Салюкинской антиклинальной зоной и Цильегорской депрессией – структуре II порядка, входящей в состав юго-восточной части Хорейверской впадины (рис. 1).

Хорейверская впадина – структура I порядка, является фрагментом южного периклинального окончания Печоро-Хорейверской синеклизы. Ее западная и юго-западная границы контролируются Печоро-Колвинским авлакогеном, юго-восточная – Грядой Чернышева и Валом Сорокина. На юге Хорейверская впадина резко сужается и сочленяется с Большесынинской впадиной и Сынянырдской депрессией. На севере, через Чернореченскую ступень, впадина раскрывается в сторону Печорского моря. В Хорейверской впадине по поверхности карбонатных отложений нижнепермского структурного этажа выделяются следующие крупные тектонические элементы II порядка: наиболее приподнятое Сандивейское сводовое поднятие с прилегающими Колвинской и Садаягинской ступенями, сопряженными с Сынянырдской депрессией в юго-западной краевой части впадины и с Цильегорской – в юго-восточной краевой части впадины.

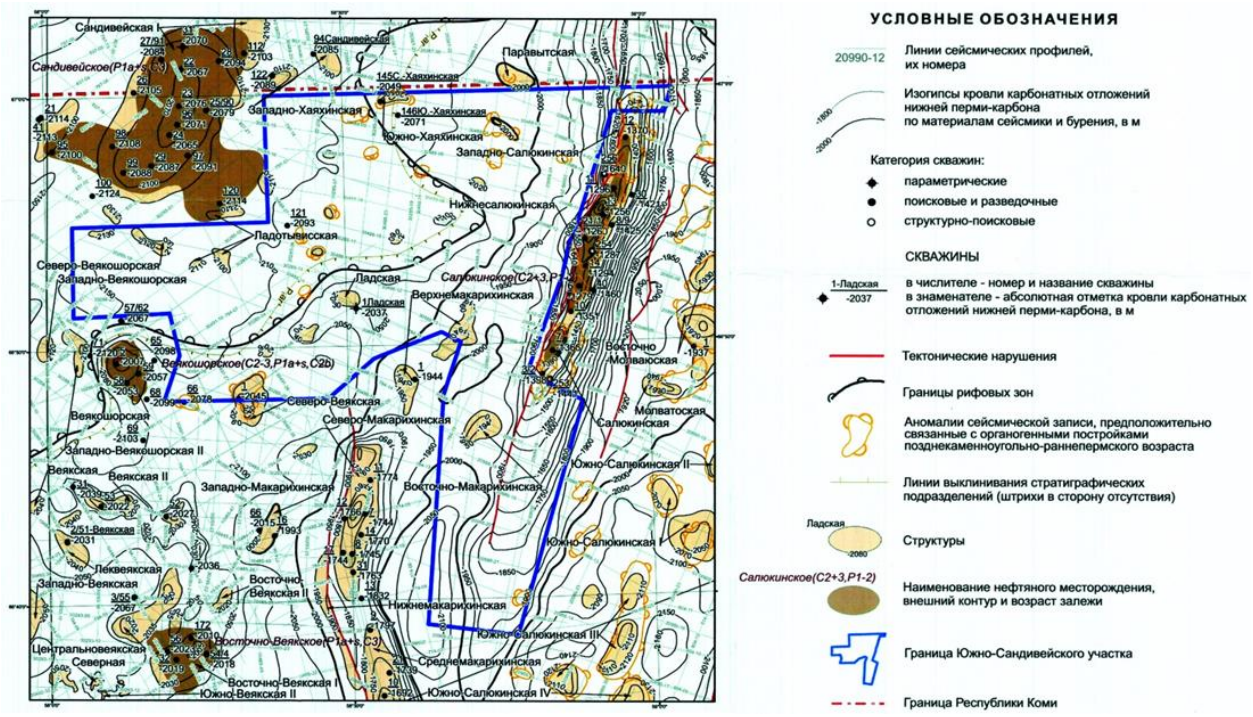


Рис. 1. Структурная карта кровли карбонатных отложений нижней перми-карбона южной части Хорейверской впадины (по данным Тимано-Печорского Научно-исследовательского Центра, 2010 г.)

Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, представлена линейными высокоамплитудными антиклиналями, ограниченными с запада надвигами субмеридионального и северо-восточного простирания, разделяющая Сандивейское поднятие и Цильегорскую депрессию. Хорейверская впадина по фундаменту и ордовикско-силурийским отложениям в южной и центральной частях расположена над Большеземельским палеосводом, в пределах которого и расположен Южно-Сандивейский высокоперспективный на поиски нефти и газа участок.

Свод крупного Большеземельского валообразного выступа фундамента разбит разнонаправленными тектоническими нарушениями конформного и трансформного типов, которые обусловили формирование и пространственное расположение локальных и региональных структур внутри свода от рифея до ранней перми.

Хорейверская впадина характеризуется структурным несоответствием между ордовикско-нижнедевонскими отложениями в пределах обширного погребенного Большеземельского палеосвода и трансгрессивно залегающими на них верхнедевонскими отложениями. Выше поверхности предраннефранского размыва свод значительно утрачивает свою структурную конфигурацию, распадаясь на группы локальных поднятий, структурных ступеней и депрессий. Тем не менее, влияние палеосвода отмечено стратиграфическими перерывами практически по всему верхнедевонско-нижнепермскому интервалу осадочного чехла, глубокими размывами и изменением фациальных условий при формировании всех структурных этажей, и приуроченностью их к склонам и сводам банок, отмелей с позднедевонско-каменноугольными и раннепермскими биогермно-биостромными постройками унаследованного развития.

В кунгурское время под влиянием активно формирующегося и расширяющегося в сторону платформы Предуральского прогиба, палеосвод начал активно опускаться. Произошло формирование и наложение Хорейверской впадины на палеосвод, уверенно прослеживающийся

по отложениям перми и триаса. Мощность всех палеозойских и мезозойских отложений увеличивается от 4 км на вершине Большеземельского свода до 5,5 км на его бортах.

В пределах Веякско-Салюкинской зоны открыты Веякошорское, Южно-Веякское, Восточно-Веякское, Салюкинское, Северо-Хаяхинское нефтяные месторождения.

На Веякошорском нефтяном месторождении выявлены три залежи нефти в карбонатных отложениях нижней перми и карбона. Позже разведочной скважиной № 59 выявлена залежь нефти в песчаниках кунгурского яруса нижней перми.

Признаки нефтеносности на рассматриваемой территории отмечены на Южно-Хаяхинской площади при опробовании ассельских отложений нижней перми. В скважинах, пробуренных на Ладской и Северо-Веякской структурах, признаки нефтеносности не установлены. Возможно, это связано с неблагоприятным структурным положением этих скважин из-за низкого качества подготовки структур. В скв. № 1-Северо-Веякская в нижнепермских ассельско-сакмарских отложениях по ГИС выделены два нефтенасыщенных пласта (2198–2203,2 м; 2210–2214,8 м).

Оценивая перспективы нижнепермских отложений Южно-Сандивейского участка, связанные с органогенными постройками, можно сделать вывод, что перспективными являются Южно-Паравытская, Восточно-Веякошорская, Ладская, Северо-Веякская и другие рифогенные постройки. Возможно открытие высокодебитных залежей нефти по аналогии с Веякошорским месторождением.

Прогнозируемые ресурсы нефти по 7 залежам в нижнепермских рифовых отложениях составили: геологические – 8623 тыс. т., извлекаемые – 3442 тыс. т.

Выводы. Южно-Сандивейский участок нераспределенного фонда недр предлагается к лицензированию на поиски, разведку и добычу нефти и газа. На его территории рекомендуется проведение следующих работ:

– переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов по всему участку с целью уточнения строения выявленных структур и переподготовки Нижнесалюкинской, Ладской, Северо-Веякской и Восточно-Веякошорской структур.

– бурение поисково-оценочных скважин.

– проведение сейсморазведочных работ 3D для подготовки выявленных структур к глубокому поисковому бурению.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. *Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л.* и др. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. СПб.: Недра, 2004. 396 с.

2. *Никонов Н.И., Беда И.Ю.* Новые данные о перспективах нефтегазоносности нижнепермских органогенных построек // Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: Геопринт, 2010. С. 126–128.

3. *Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э.* Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 3. С. 11. https://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf (Дата обращения 17.09.2022).

4. *Драбкина А.Д.* Перспективы поисков залежей нефти и газа в нижнепермских рифогенных отложениях севера Предуральского прогиба // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 3(18). С. 14. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art14

О перспективах поисков залежей нефти в нижнепермских природных резервуарах на примере Сандивейского месторождения

Ершов А.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: aershov@ipng.ru

Аннотация. В докладе рассмотрены карбонатные нижнепермские природные резервуары Сандивейского месторождения. Анализ геолого-геофизической информации показал, что применение сейсморазведки 3D и комплексных атрибутов позволяет закартировать постройки размером до 100 м в поперечном сечении. Обосновывается возможность открытия новых высокодебитных месторождений углеводородов в рифах нижней перми с высокими плотностями запасов.
Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция, нижняя пермь, риф, коллектор, нефть, нефтяное месторождение, сейсморазведка методом общей глубинной точки.

Сандивейское нефтяное месторождение входит в Колвависовский нефтегазоносный район (НГР) Хорейверской нефтегазовой области. В тектоническом плане месторождение приурочено к Сандивейской I структуре, находящейся на Сандивейском поднятии, расположенное в свою очередь на территории погребенного Большеземельского палеосвода.

На Сандивейском поднятии промышленная нефтеносность отложений (C_3-P_1a+s) установлена на Сандивейском, Баганском, Южно-Баганском, Веякошорском, Веякском, Восточно-Веякском, Южно-Веякском, Восточно-Баганском, Мусюршорском, Северо-Хаяхинском месторождениях. На Сандивейской-I структуре нефтеносность данного комплекса связана с органогенными постройками позднекаменноугольно-раннепермского времени, унаследовано развитыми надпозднедевонскими рифами. Характер развития данных построек относится к типам «биогерм» и «биостром» (Иванова А.И., Бирон Р.И., Усик В.П. Отчет о сейсморазведочных работах на Сандивейской площади за 1978–1979 гг. (сейсмопартия 797). Ухта: УГТУ, ГСЭ, 1980. 144 л.)

В Колвависовском НГР доказана промышленная нефтегазоносность трех нефтегазовых комплексов (НГК) из десяти выделяемых Тимано-Печорским Научно-исследовательским Центром для этой территории. Ими являются: средневизейско-нижнепермский, доманиково-турнейский и верхнеордовикско-нижнедевонский. Ловушки нефти и газа в данном НГК могут относиться к разным классам: структурному, литологическому, рифогенному и стратиграфическому. Также следует отметить сложную структуру порового пространства карбонатных коллекторов этих залежей.

Известняки органогенно-детритовые и органогенно-обломочные, пористые, иногда трещиноватые и кавернозные являются коллекторами для данной территории. Региональной покрышкой в Хорейверской впадине служат глинисто-карбонатные породы артинско-кунгурского возраста. Залежи нефти, в основном, массивного, реже пластового и неполнопластового типов [1].

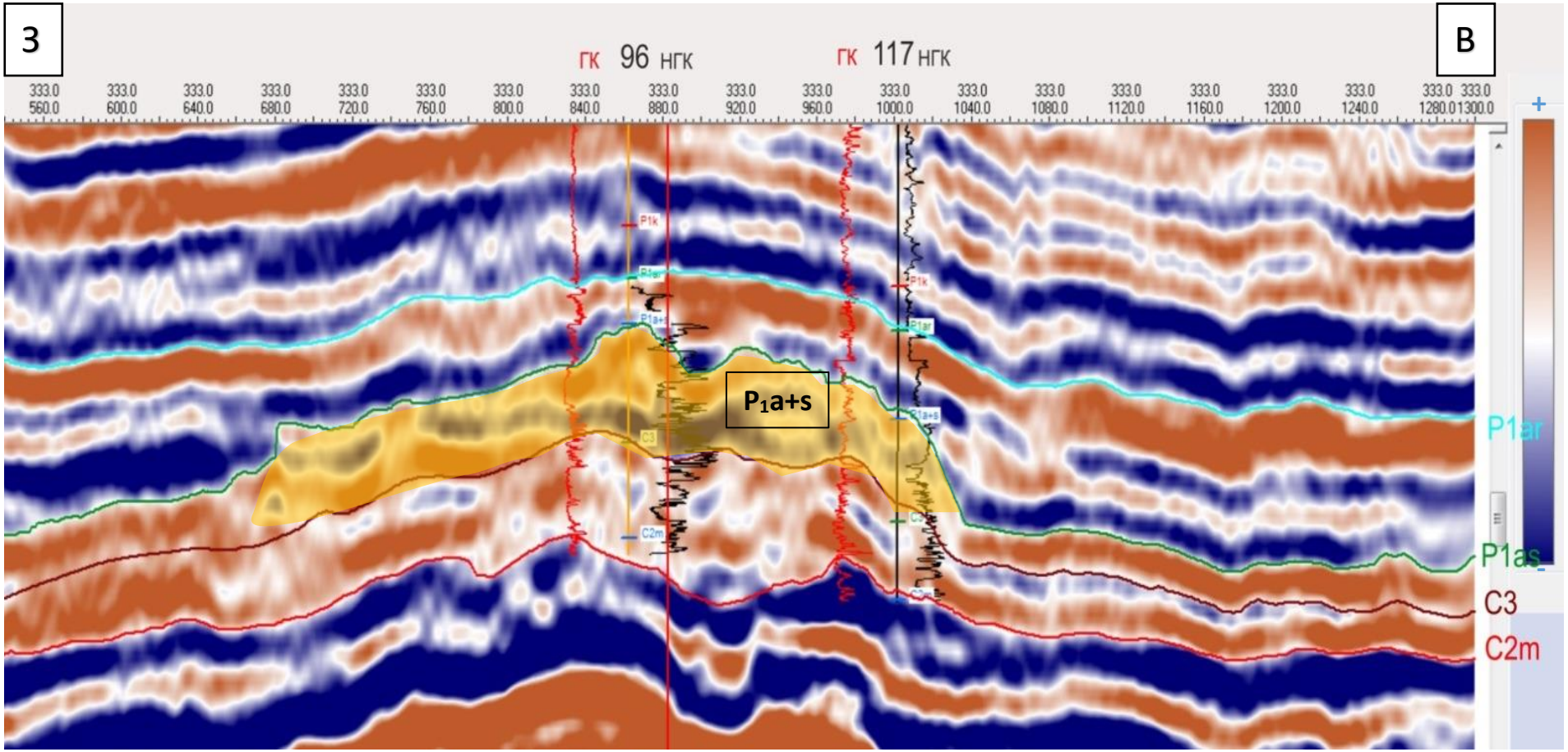


Рис. 1. Выделение органогенных построек раннепермского возраста в сейсмическом волновом поле по линии inline 300

Сандивейское месторождение было открыто в 1982 г. – поисковой скв. № 22 была открыта нефтяная залежь каменноугольного возраста. В следующем 1983 г. скв. № 25 установила продуктивность нижнепермских отложений, разведанные промышленные залежи нефти месторождения приурочены к карбонатным верхнекаменноугольным и нижнепермским отложениям (Тарасова Л.К., Лукша Е.А., Бенько И.П. и др. Отчет о сейсморазведочных работах на Сандивейской площади (Сандивейская сейсмопартия № 6-01). Ухта: Севергеофизика, 2003).

Кровли артинских и ассель-сакмарских отложения нижней перми по данным ГИС являются реперными. В качестве целевых были проинтерпретированы отражающие горизонты P_1a+s и C_3, в качестве реперных – отражающие горизонты P_1ar и C_2m. Результаты интерпретации изучаемого разреза целевых и реперных отражающих горизонтов показано на профиле Inline 300, проходящем через скв. 96 в центральной части карбонатной банки и в крест ее простирания (рис. 1). Предыдущий опыт автора, который нашел свое подтверждение при исследовании данной площади, указывает на то, что применение 3D сейсморазведки при использовании комплекса атрибутов позволяет детально закартировать рифовые постройки размерами до 100 метров в поперечнике [2–6].

В волновом поле изучаемый нижнепермский карбонатный сейсмокомплекс представлен серией субпараллельных и извилистых отражений разной степени интерференции. Характерной чертой является снижение интенсивности отражений под нижнепермским рифом, что является дополнительным доказательством корректности его выделения.

Высокоемкие коллекторы связаны с зоной развития Сандивейской биогермной постройки, что было доказано бурением, в противоположность в ее внутренней части, где выделены отложения, в которых прогнозируются участки с отсутствием коллекторов. Для таких пород, отложившихся в пониженных зонах, а также для межрифовых фаций, содержащих в своем составе пелитоморфные и тонкозернистые иловые образования, характерно отсутствие коллекторов. Они и определили форму и границы залежей в данных отложениях. Наряду с биогермной постройкой имеют место и биостромные, в пределах которых также возможно наличие коллекторов. Тип коллектора поровый, каверно-поровый.

В юго-западной области куба 3D сейсморазведки в активной зоне роста биогермных построек нижнепермского возраста выделяются линейные зоны распространения прогнозируемых биогермов, протягивающиеся с северо-востока на юго-запад, с конфигурацией линейных зон напоминающей соты. Ширина этих линий зависит от размеров выделенных рифовых построек.

Нефтенасыщенные разности пород представлены известняками буровато- и темно-коричневыми за счет нефтенасыщения, органогенно-детритовыми, с брахиоподами, водорослями, единичными мшанками и фораминиферами, перекристаллизованные, неслоистые, неравномерно пористые, кавернозные, выщелоченные, с пиритом, местами отмечается слабое окремнение по фауне, с резким запахом углеводородов при расколе. Отмечается вертикальная и горизонтальная трещиноватости в керне; трещины выполнены кальцитом, битумом.

Ряд сейсмогеологических отчетов показал, что этаж нефтеносности залежей в нижнепермских постройках – весь интервал имеющихся коллекторов - от кровли до основания, что может говорить о высокой плотности запасов. Следует указать, что испытания интервалов с нефтенасыщением и водонасыщением по ГИС одновременно может привести к некондиционным

результатам, так как более интенсивный приток из водонасыщенных пластов может помешать получению менее подвижной нефти [7].

Рекомендуется на уже выявленных аномалиях типа «риф» в нижнепермских природных резервуарах Тимано-Печорской провинции проводить сейсморазведочные работы МОГТ-3D в связи с высокими перспективами открытия высокодебитных залежей углеводородов с высокими плотностями запасов.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. *Жемчугова В.А.* Актуальные научно-технические проблемы развития геологогеофизических, поисково-разведочных и промысловых работ в республике Коми. Кн. 2. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд-во Моск. гос. горного ун-та, 2002. 243 с.

2. *Ершов А.В.* Критерии выделения природных резервуаров в рифовых отложениях нижней перми по данным 3D сейсморазведки в пределах южной части Хорейверской впадины // Актуальные проблемы нефти и газа: Тез. докл. 3-й Всероссийской молодежной научной конференции. М.: ИПНГ РАН, 2019. С. 18.

3. *Ершов А.В.* Применение атрибутного анализа для выделения рифовых резервуаров ассель-сакмарского возраста на примере месторождения в Хорейверской впадине // Материалы Международного молодежного научного форума «ЛОМОНОСОВ-2019». М.: МАКС Пресс, 2019. https://lomonosov-msu.ru/archive/Lomonosov_2019/index.htm (Дата обращения 17.09.2022).

4. *Ершов А.В., Попова М.Н.* Перспективы поисков залежей нефти в пермских островах палеорек и рифовых барьерах на основе выделения флюидоупоров над высокодебитными коллекторами // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2019. С. 134–135.

5. *Ершов А.В., Попова М.Н.* Новые модели природных резервуаров углеводородов и выбор точек заложения скважин на нижнепермские органогенные постройки // Геология рифов: Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 130-летию со дня рождения В.А. Варсанофьевой. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2020. С. 49–51.

6. *Ершов А.В., Жилина И.В.* Признаки выделения органогенных построек и перспективы нефтегазоносности нижнепермских отложений востока Хорейверской впадины и гряды Чернышева // Актуальные проблемы нефти и газа: Тез. докл. 4-й Всероссийской молодежной научной конференции. М.: ИПНГ РАН, 2021. С. 28.

7. *Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э.* Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9, № 3. С. 11. http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf (Дата обращения 17.09.2022).

Перспективы нефтегазоносности нижнего этажа – доюрских и нижне-среднеюрских отложений севера Западной Сибири

Зинатуллина Л.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: zinatullina@ipng.ru

Аннотация. Полуостров Ямал является одним из важнейших стратегических центров газоносности Российской Федерации. Представление о геологическом строении глубоких горизонтов претерпевает в последние годы кардинальные изменения, в связи с чем традиционные методики прогнозной оценки ресурсов и проведения поисково-разведочных работ становятся малоэффективными. Проблема освоения углеводородных ресурсов малоизученных глубоких горизонтов Западной Сибири с каждым днем становится все более актуальной. К глубоким горизонтам принято относить отложения нижнесреднеюрского возраста и более древние триасовые и палеозойские (залегающие ниже глубины 4 км) и породы доюрского основания. На исследуемой территории, несмотря на большой объем поискового бурения, очень мало скважин, вскрывших доюрский фундамент. Глубокие горизонты севера Западной Сибири на сегодняшний день являются наименее изученными в регионе.
Ключевые слова: север Западной Сибири, перспективы нефтегазоносности, отложения палеозоя, триаса, юры, Ямал, глубокие горизонты.

Область интересов – нижне-среднеюрские и доюрские (триасовые, палеозойские) отложения Ямальской и запада Гыданской нефтегазоносных областей (рис. 1).

Рис. 1. Обзорная карта исследуемого региона

Для оценки перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов применяется такой же набор геологических параметров, как и для верхнего этажа. Оцениваются свойства пород-коллекторов, пород-флюидоупоров, их литолого-фациальная характеристика, фильтрационно-емкостные свойства. Оценивается нефтегазообразующий потенциал разреза.

Геологическое строение и нефтегазоносность глубоких горизонтов в регионе изучалось Скоробогатовым В.А., Бочкаревым В.С., Брехунцовым А.М., Дмитриевским А.Н., Шустером В.Л., Плесовских И.А., Монастыревым Б.В., Дзюбло А.Д. и другими. Вопрос о перспективности этого интервала остается открытым. В докладе автором сделана попытка оценить перспективы нефтегазоносности отложений глубоких горизонтов на современном уровне изученности.

Оценка перспектив нефтегазоносности проведена по следующим параметрам: плотность геологических ресурсов, тектонический и литолого-фациальный.

Исходя из проведенного анализа плотности начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов верхнего этажа нефтегазоносности, можно допустить соизмеримые значения для нижнего этажа (рис. 2).

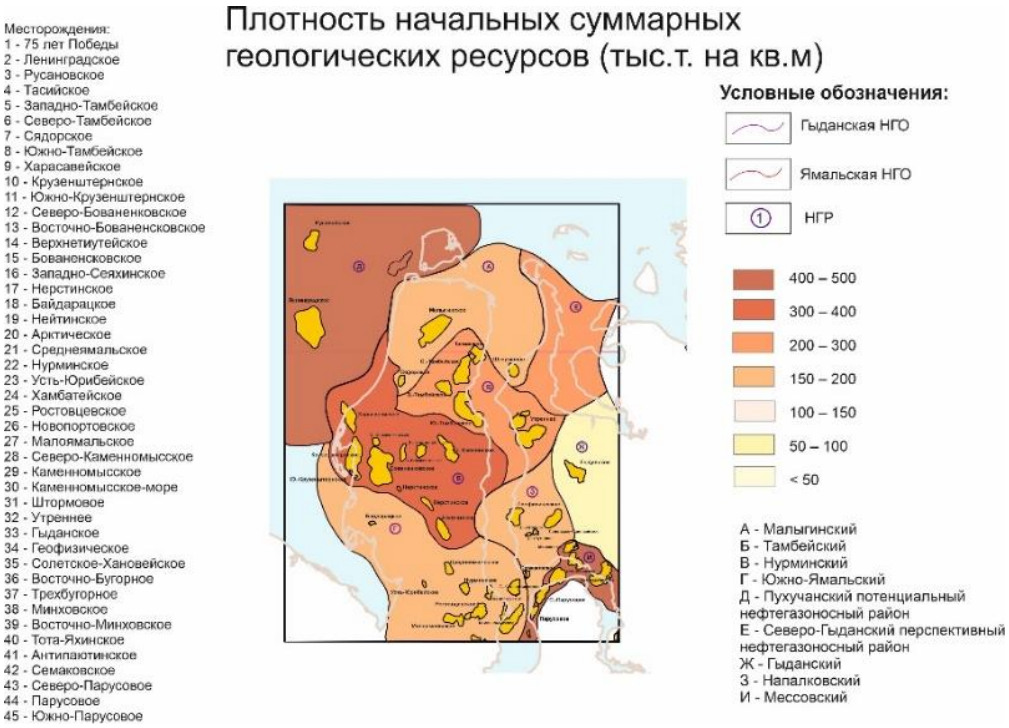


Рис. 2. Схема плотности геологических ресурсов в тыс. т на кв. км (составлена Зинатуллиной Л.И. по материалам [1, 2] 2022 г.)

Благоприятными тектоническими условиями при формировании УВ скоплений в глубоких горизонтах характеризуются валы, куполовидные поднятия, структуры, осложненные тектоническими нарушениями (рис. 3). По результатам проведения палеотектонического анализа в глубокозалегающих отложениях количество объектов из этих положительных структур сократилось.

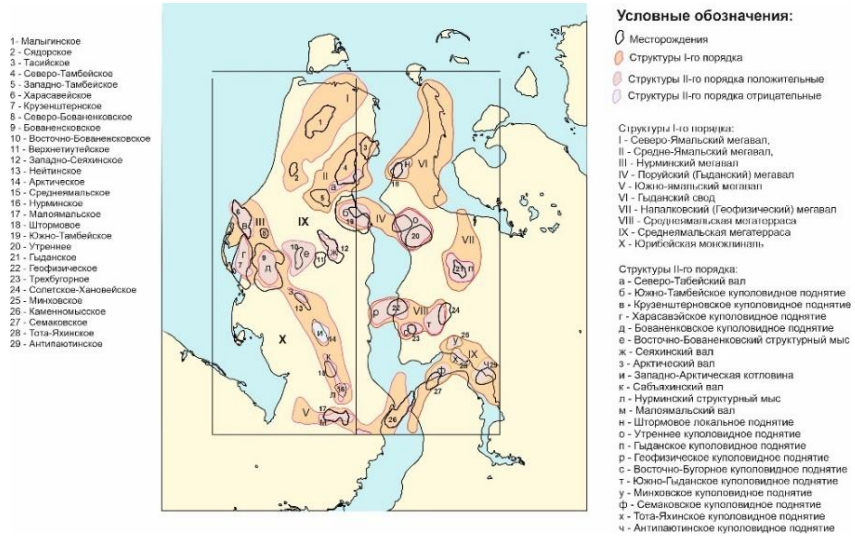


Рис. 3. Схема тектонических элементов (составлена Зинатуллиной Л.И. по материалам [1–3, 6, 7], 2022 г.)

Проведенный анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов нижне-среднеюрских отложений говорит о неоднородности распределения по площади значений пористости и проницаемости. Значения открытой пористости варьируют в малышевском комплексе от 7 до 24%, в вымском – от 10 до 15% и в джангодском – от 5 до 15% (рис. 4). Проницаемость по всему исследуемому интервалу низкая – от 0,5 до 2 мД и с глубиной уменьшается. В нижнеюрском комплексе и в отложениях палеозоя данных по определению открытой пористости и проницаемости нет [2–5].

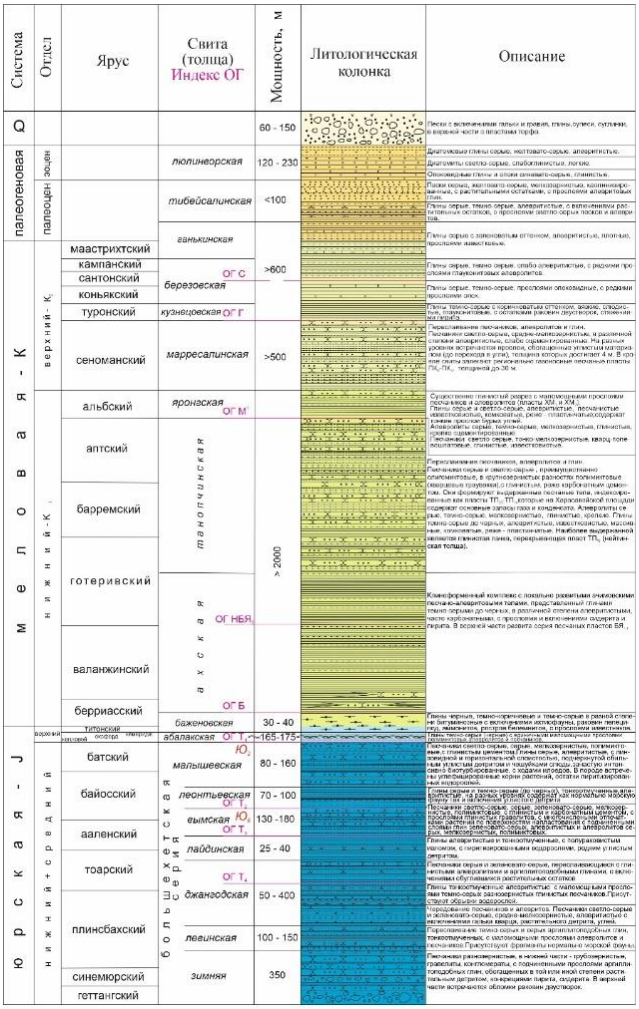


Рис. 4. Сводный литолого-стратиграфический разрез исследуемой территории

Литолого-фациальный анализ позволил выделить наиболее перспективные зоны с точки зрения распространения пород-коллекторов по площади в исследуемом интервале.

По результатам проведенных анализов на Ямальском и Гыданском полуостровах и прилегающей акватории Карского моря в глубокозалегающих (нижне-среднеюрских, триасовых, палеозойских) отложениях проведена многокритериальная оценка перспектив нефтегазоносности и ранжированы по степени перспективности зоны нефтегазонакопления. Перспективные объекты можно ожидать, в основном, на севере территории с продолжением в акваторию Карского моря и в центральной части полуострова Ямал (рис. 5, 6) [5].

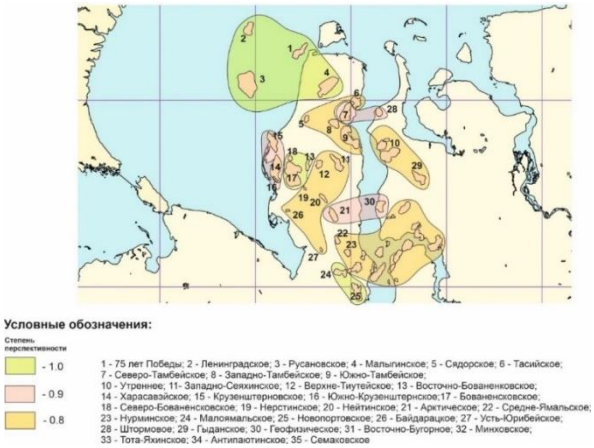


Рис. 5. Зоны перспективности по плотности начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов (тыс. т на кв. м) (составлено Зинатуллиной Л.И., 2022 г.)

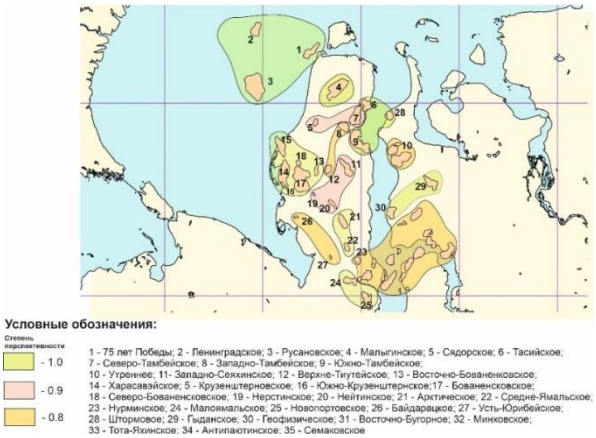


Рис. 6. Зоны перспективности по тектоническому фактору (составлено Зинатуллиной Л.И., 2022 г.)

В результате проведенных исследований выявлены перспективные зоны по наиболее важным геолого-геофизическим показателям при формировании нефтегазоносных скоплений в глубокозалегающих отложениях. На слабоизученных территориях подобный подход оценки перспектив нефтегазоносности позволяет оценить направления поисково-разведочных работ и выявить первоочередные перспективные объекты.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. Карта нефтегазоносности территории Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017. Масштаб 1:5 000 000 / Гл. ред. П.Н. Мельников. М.: ВНИГНИ, 2021.

2. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000. Серия Западно-Сибирская. П-ов Ямал: Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. Л. R-42.

3. *Скоробогатов В.А. Строганов Л.В., Копеев В.Д.* Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 352 с.

4. *Шустер В.Л., Зинатуллина Л.И.* Обоснование перспектив нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Бованенковско-Харасавейского НГР Западной-Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2(62). С. 18–21.

5. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Обоснование перспектив нефтегазоносности Юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 4. Ч. 2. С. 337–345. https://doi.org/10.18599/grs.18.4.13

6. *Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П.* и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ: Сб. науч. докл. Всерос. науч.-практ. конф., Пермь: КамНИИКИГС. 2000. С. 201–202

7. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 1. С. 30–41. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3

Миграция углеводородов к приповерхностным отложениям в Баренцевом море в связи с четвертичными оледенениями на основе двухмерного бассейнового моделирования

Кишанков А.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: alexey137k@yandex.ru

Аннотация. Акватория Баренцева моря испытала интенсивную эрозию в кайнозое в результате регионального воздымания и многочисленных циклов оледенений, что приводило к изменению термобарических условий и перераспределению углеводородов в осадочном чехле. В данной работе рассмотрена миграция углеводородов из продуктивных верхнетриасовых-среднеюрских отложений к приповерхностной части разреза в центральной части трога острова Медвежий в связи с оледенениями в четвертичное время с использованием методики двухмерного бассейнового моделирования. Сделаны выводы о механизмах и масштабах утечки углеводородов.
Ключевые слова: Баренцево море, углеводороды, газ, миграция, четвертичные оледенения, ледниковая эрозия, бассейновое моделирование.

Баренцево море представляет собой обширную акваторию, ограниченную берегами России и Норвегии на юге, Норвежским морем на западе, архипелагом Новая Земля и Карским морем на востоке, глубоководной частью Северного Ледовитого океана на севере (рис. 1). Активная геологоразведка на акватории подтверждает ее высокий углеводородный потенциал [1, 2]. Воздымание региона, оледенения и связанная с ними эрозия в кайнозое оказали значительное влияние на термальное созревание нефтегазоматеринских пород, а также на пористость и проницаемость резервуаров и флюидоупоров в существующих углеводородных системах. В четвертичное время многочисленные ледниковые циклы вызывали резкие изменения температуры и давления в углеводородных системах, что приводило к перераспределению накапливавшихся углеводов в осадочном чехле через системы разрывных нарушений, при этом мигрировавшие углеводороды могли достигать морского дна [3, 4]. Свидетельства эмиссии газа через морское дно, такие как покмарки, бугры пучения, кратеры газовых выбросов распространены на акватории Баренцева моря. Одно из наиболее примечательных мест расположено на северном борту трога острова Медвежий, где находятся гигантские кратеры, сформированные вследствие интенсивного накопления свободного газа в приповерхностных отложениях при диссоциации газовых гидратов, которая происходила в результате изменения термобарических условий в верхней части разреза за счет таяния последнего ледникового покрова [5]. В настоящей работе исследованы механизмы миграции углеводородов из продуктивных отложений к приповерхностной части разреза во время ледниковых циклов четвертичного периода с использованием двухмерного бассейного моделирования. Объектом исследования являлась центральная часть трога острова Медвежий, что обусловлено рядом причин: данный район характеризуется высоким уровнем ледниковой эрозии, которая должна была вызвать интенсивное движение углеводородов в осадочном чехле; в районе находятся локальные поднятия с подтвержденным наличием углеводородов (Ханссен, Вистинг, Атлантис, Спутник и др.), для которых вопрос утечки углеводородов представляет научный и

экономический интерес; рядом с районом находится комплекс кратеров газовых выбросов, отмеченный выше, указывающий на активную эмиссию газа через морское дно. Район исследования находится в западной части Баренцева моря, в зоне сочленения платформы Бьярмеланд с поднятием Лоппа и бассейном Мауд (рис. 1).

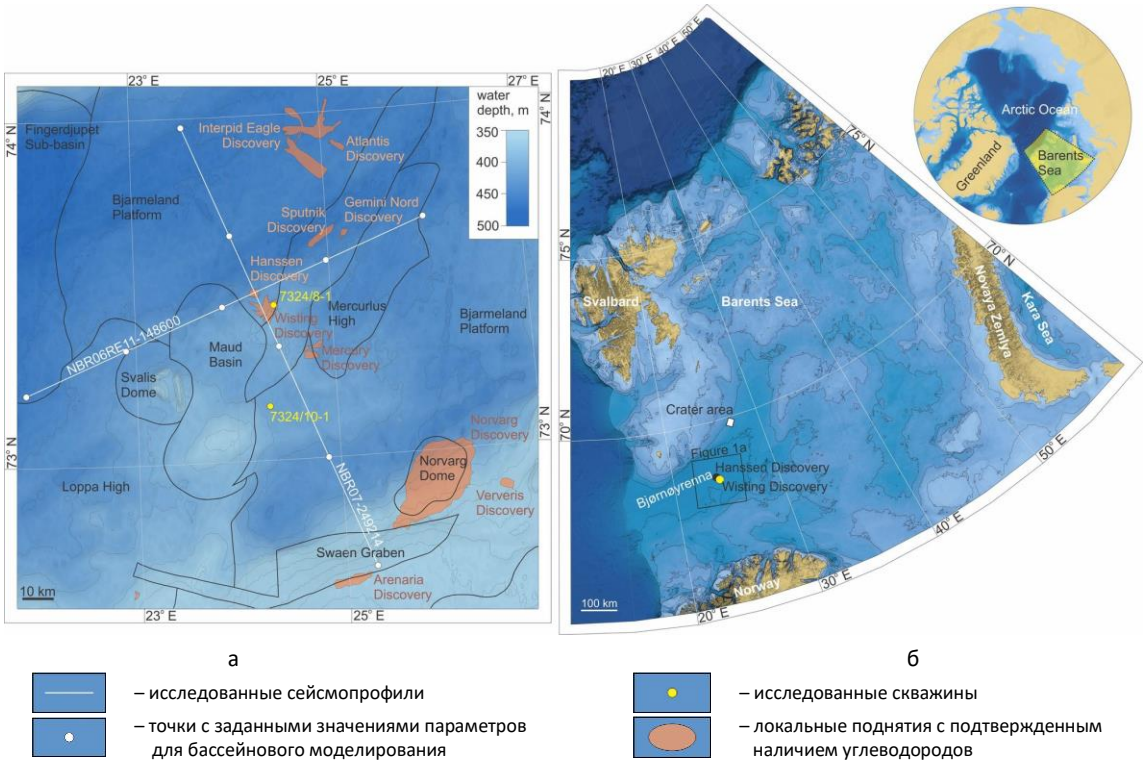


Рис. 1. Район исследования [6]: а – карта района исследования с положением геологических структур, б – карта Баренцева моря с положением района исследования и зоны кратеров газовых выбросов

Западная часть Баренцева моря имеет каледонский фундамент, осадочный чехол представлен отложениями от девона до мела. Значительная мощность меловых и кайнозойских пород была эродирована при воздымании региона, начавшемся ориентировочно в олигоцене, и во время четвертичных оледенений. В Баренцевом море известны три основные углеводородные системы, именуемые по возрасту соответствующих нефтегазоматеринских пород: верхнеюрская, триасовая и палеозойская. В районе исследования наиболее продуктивной является триасовая система с верхнетриасовыми-среднеюрскими коллекторами [7].

Бассейновое моделирование выполнялось по двум сейсмическим разрезам, пересекающимся на поднятии Ханссен, с использованием данных по двум скважинам (см. рис. 1), в программном обеспечении PetroMod 2019. Структурный каркас моделей состоял из отражающих горизонтов и разломов, полученных в результате интерпретации временных разрезов. Параметры, заданные для моделей, включали литологический состав пород, периоды эрозии и мощность эродированных отложений, время активизации разломов, время образования и мощность ледниковых покровов, тепловой поток, палеоглубину бассейна, температуру поверхности осадочного чехла, геохимические свойства нефтегазоматеринских пород (общее содержание органического углерода, водородный индекс, тип органического вещества). Для некоторых параметров (мощность

эродированных отложений, мощность ледников, палеоглубина бассейна) учитывались латеральные изменения – конкретные значения параметров присваивались точкам, поставленным на равных расстояниях вдоль профилей (см. рис. 1), для промежуточных значений выполнялась автоматическая интерполяция. Для большинства параметров значения задавались единые для всего района исследования. В связи с высоким уровнем неопределенности многих параметров, моделирование проводилось по десяти сценариям, при которых менялись входные значения теплового потока, содержания органического углерода нефтегазоматеринских толщ, мощности ледниковых покровов и эродированных отложений, проводимость разломов, временные рамки оледенений [6].

На рис. 2 показан один из полученных в ходе моделирования результатов – изменение количества газа в верхнетриасовых-среднеюрских отложениях во время четвертичных оледенений, в период с 1,2 млн. лет назад по настоящее время.

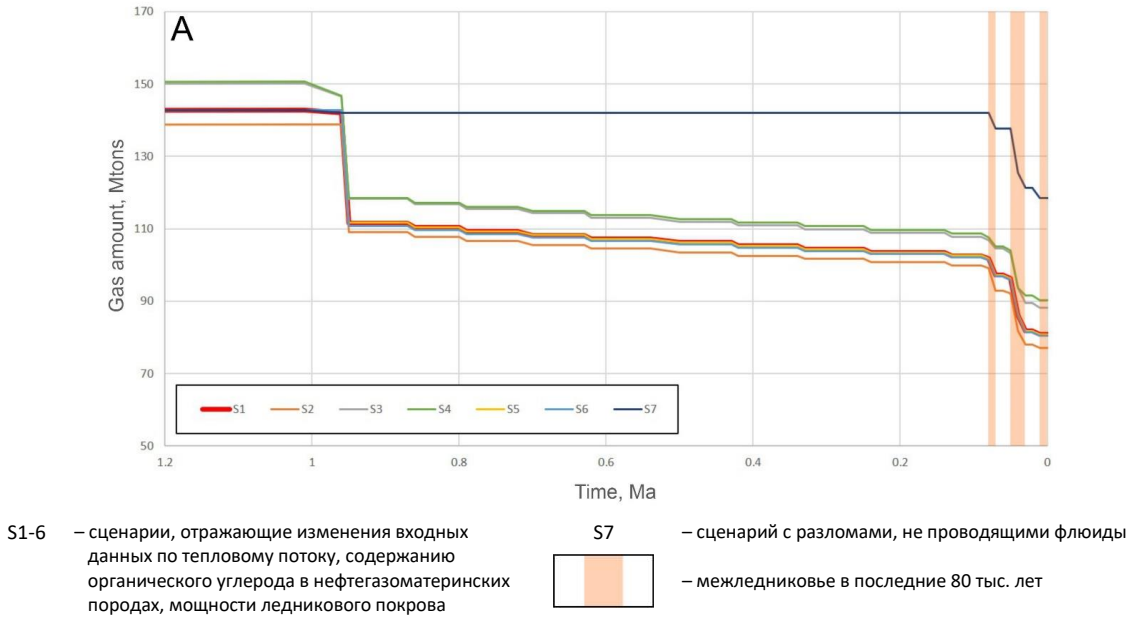


Рис. 2. График изменения количества газа в верхнетриасовых-среднеюрских отложениях с 1,2 млн лет назад по настоящее время [6]

Для большинства сценариев, отражающих изменения входных данных по тепловому потоку, содержанию органического углерода в нефтегазоматеринских породах, мощности ледниковых покровов, прослеживается общая тенденция: количество газа резко снижается в период таяния ледникового покрова в первом цикле оледенения при активизации разломов за счет резкого снижения давления, в значительно меньших масштабах снижается при таянии ледников в последующие циклы и вновь резко снижается приблизительно в последние 80 тыс. лет. Единственный отличный сценарий – с непроницаемыми для флюидов разломами. В данном сценарии количество газа начинает снижаться только в последние 80 тыс. лет, в периоды соответствующие межледниковьям, когда давление на продуктивные отложения от перекрывающих толщ становится минимальным. Миграция в данном сценарии могла осуществляться за счет прорыва флюидоупора. У отложений, перекрывающих продуктивные

толщи, в ходе ледниковой эрозии постепенно уменьшалась мощность, и на последних циклах оледенений ее оказывалось недостаточно для экранирования накопленного газа. В сценариях с изменением мощности эродированных отложений также получено значительное снижение газа на первом эпизоде таяния льдов, однако масштаб миграции газа в результате прорыва покрышки менялся в связи с разными количествами газа, сохранившимися к моменту прорыва, которые зависят от масштабов предшествующей эрозии. От количества газа в резервуаре зависит его давление на флюидоупор и, соответственно, возможность прорыва в определенный момент времени. Стоит отметить, что утечка углеводородов за счет прорыва флюидоупора получена при моделировании только для газа, в то время как для нефти установлена лишь миграция по разломам, что может объясняться большей мобильностью газа по сравнению с нефтью за счет меньшей молекулярной массы газа.

Таким образом, бассейновое моделирование по всем сценариям показало, что при активизации разломов в периоды таяния ледниковых покровов интенсивная утечка углеводородов из продуктивных отложений происходит при первой деградации ледникового покрова, в связи с резким снижением давления. Для газа дополнительная существенная миграция происходит на последних межледниковых этапах при прорыве флюидоупора за счет значительного снижения мощности перекрывающих отложений. Мощность эродированных отложений является важным фактором для оценки масштабов утечки газа.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата», № 122022800264-9).

Литература

1. *Грамберг И.С., Супруненко О.И., Вискунова К.Г.* и др. Нефтегазоносность Арктического супербассейна // Разведка и охрана недр. 2000. №. 12. С. 24–30.

2. .*Doré A.G.* Barents Sea geology, petroleum resources and commercial potential //Arctic. 1995. Vol. 48, No. 3. P. 207–221. https://doi.org/10.14430/arctic1243

3. *Chand S., Thorsnes T., Rise L.* et al. Multiple episodes of fluid flow in the SW Barents Sea (Loppa High) evidenced by gas flares, pockmarks and gas hydrate accumulation // Earth and Planetary Science Letters. 2012. Vol. 331. P. 305–314. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2012.03.021

4. *Vadakkepuliyambatta S., Bünz S., Mienert J., Chand S.* Distribution of subsurface fluid-flow systems in the SW Barents Sea // Marine and Petroleum Geology. 2013. Vol. 43. P. 208–221. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.02.007

5. *Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M.* et al. Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor // Science. 2017. Vol. 356, No. 6341. P. 948–953. http://doi.org/10.1126/science.aal4500

6. *Kishankov A., Serov P., Bünz S.* et al. Hydrocarbon leakage driven by Quaternary glaciations in the Barents Sea based on 2D basin and petroleum system modeling // Marine and Petroleum Geology. 2022. Vol. 138. P.105557. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105557

7. *Henriksen E., Ryseth A. E., Larssen G.B.* et al. Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems // Geological Society, London, Memoirs. 2011. Vol. 35, No. 1. P. 163–195. https://doi.org/10.1144/M35.10

Надводная гравиметрия в комплексе с гидромагнитометрией в рамках выполнения инженерно-геологических изысканий на шельфе

Кочетов М.В.[1], Шепелев А.А.[1,2]*, Челышев С.В.[1]
1 – АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция»,
РФ, 121609, г. Москва, ул. Осенняя, д. 11
2 – МГУ имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1
E-mail: *alexsey.shepelev@mage.ru

Аннотация. В данной работе приведены результаты применения надводной гравиметрии в комплексе с гидромагнитометрией в рамках инженерно-геологических изысканий на арктическом шельфе. Рассмотрен опыт комплексирования данных гравиразведки и гидромагниторазведки с данными морской сейсморазведки с целью локализации потенциально опасных зон для строительства нефтегазовых сооружений, в том числе палеоврезов. Показана возможность применения гравиразведки совместно со стандартным комплексом геофизических методов при инженерно-геологических изысканиях.
Ключевые слова: надводная гравиметрия, гидромагнитометрия, потенциальные методы, сейсморазведка, инженерно-геологические изыскания, палеоврезы.

Задачей инженерно-геологических исследований является комплексное изучение особенностей строения верхней, преимущественно горизонтально-слоистой толщи, соответствующей четвертичным отложениям, и определение инженерно-геологических и инженерно-геокриологических условий района работ. Как правило, объекты исследований при решении приведенных задач приурочены к интервалу глубин от поверхности морского дна до первых десятков метров. Данный диапазон глубин или область вблизи поверхности Земли весьма условно называют верхней частью разреза (ВЧР), хотя в большой (нефтяной, структурной) сейсморазведке под ВЧР понимают интервал глубин от поверхности до целевого горизонта. Поставленные задачи решаются для достижения конечной цели: определение возможности размещения плавучей буровой установки в проектной точке [1–3].

Одним из важнейших условий эффективного изучения ВЧР является выбор оптимального комплекса методов исследований как с точки зрения их потенциальных возможностей, так и информативности и совместимости разнородных данных [4].

Известно, что гравиметрия не входит в стандартный комплекс геофизических методов при инженерных изысканиях на шельфе. Однако возможности современной гравиметрии позволяют пересмотреть ее значимость при комплексировании.

Интерпретация аномального гравитационного поля с гидромагнитными данными позволяет получить достоверную картину о распространении палеоврезов [5]. Как показывает практика, результаты методов хорошо подтверждают друг друга. Важно отметить, что гравиметрия способна выявить опасные области разуплотнений различной геологической природы, например, такие как ВЧР при скоплении в ней газа, не пригодные и опасные для постановки плавучих буровых установок.

В комплексе с материалами сейсморазведки и другими геологическими данными гравиметрия позволяет получить представление об объемном плотностном строении изучаемого

породного массива, дать рекомендации по дальнейшим исследованиям, что, несомненно, поможет задать правильную точку для установки платформы и безопасного проведения бурения на стадии разработки [6, 7].

В сентябре 2020 года на научно-исследовательском судне «Геолог Дмитрий Наливкин» специалистами АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» были выполнены опытные надводные гравиметрические наблюдения в комплексе с дифференциальной гидромагнитометрией и сейсморазведкой на трех инженерных площадках, результат исследований представлен в работе.

Литература

1. *Владов М.Л., Старовойтов А.В.* Обзор геофизических методов исследований при решении инженерно-геологических и инженерных задач. М.: ГСД Продакшен, 1998. 67 с.

2. *Кочетов М.В., Журавлев В.А.* Оптимизация методики дифференциальной гидромагнитной съемки // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. Геология. 2018. № 2. С. 127–131.

3. *Кочетов М.В.* Имитационное моделирование дифференциальной гидромагнитной съемки в стохастических средах // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. Геология. 2019. № 3. С. 99–103.

4. *Кочетов М.В., Стариков В.С.* Стохастическая оценка разрешающей способности дифференциальной гидромагнитной съемки // Инновационные методики геофизических исследований: Материалы ежегодной молодежной научной конференции кафедры геофизики Воронежского государственного университета. Воронеж: Научная книга, 2018. С. 58–65.

5. *Семевский Р.Б., Аверкиев В.В., Яроцкий В.А.* Специальная магнитометрия. СПб.: Наука, 2002. 228 с.

6. *Черников К.С., Горбачев С.В., Голованов Д.Ю.* и др. Геологическая и экономическая эффективность применения гравиразведки и магниторазведки на разных стадиях геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. 2020. № 2. С. 107–120. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-2-107-120

7. *Шепелев А.А., Жилин Ф.Е., Демонов А.П.* Эффективность выполнения гидромагнитных градиентометрических исследований с использованием магнитовариационной станции при инженерно-геологических изысканиях на континентальном арктическом шельфе // Инженерные изыскания. 2021. Т. XV, № 3–4. С. 32–41. https://doi.org/10.25296/1997-8650-2021-15-3-4-32-41

Опыт реализации методики интерпретации данных ГИС с учетом результатов лабораторных исследований керна в интервале верхнеюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Погодаева А.М.*, Немова В.Д.
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
E-mail: *Alla.Pogodaeva@lukoil.com

Введение, постановка задачи. Изучение и разработка запасов углеводородов в сложнопостроенных типах разреза активно ведется в крупных нефтегазовых компаниях на высоком научно-техническом уровне. Верхнеюрские отложения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна – это глинисто-кремнистые высокоуглеродистые отложения, которые являются перспективным объектом наращивания добычи в регионе. Коллекторы и неколлекторы разреза представлены углеродистыми глинисто-кремнистыми породами [1]. Коллекторы двух типов – поровые (кремнистые и доломитизированные радиоляриты) и породы, которые вовлекаются в разработку после интенсификации притока (гидроразрыва пласта) – карбонатизированные радиоляриты, силициты [2].

Выделение коллекторов в верхнеюрских отложениях является наименее регламентированным вопросом. Специалисты используют различные способы и наборы данных для этого. Некоторые методики требуют проведения избыточно большого комплекса геофизических и керновых данных, которые в реальности могут быть получены лишь в единичных скважинах.

Целью работы была разработка унифицированной методики интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) для подсчета запасов углеводородов, позволяющей уверенно выделять коллекторы в целевом пласте по скважинам с ограниченным комплексом ГИС. Полученная информация необходима для выявления закономерностей развития литологических классов пород в интервале верхнеюрских отложений и для дальнейшего планирования рентабельной разработки.

Для решения задачи проведена увязка большого объема результатов комплексных литологических, петрофизических и геохимических исследований керна с каротажными данными; построены геолого-геофизические планшеты и схемы корреляции. Коллекторы выделены на основании комплексного анализа ГИС, результатов лабораторных исследований керна и промыслово-геофизических исследований. За основу интерпретации ГИС принято нормирование показаний радиоактивных методов каротажа в целевом интервале по всем скважинам. Нормированные кривые гамма-каротажа (ГК) и нейтронного каротажа (НК) проанализированы взаимно и коллекторы выделены при наличии экстремумов кривых (локальный максимум НКнорм напротив минимума ГКнорм), что хорошо согласуется с работами других авторов [3, 4]. Выделенные интервалы коллекторов разделены на типы с учетом анализа керна: фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород, литологии и данных пиролиза. Пример результата проделанной работы по скважинам более подробно представлен на планшете (рис. 1).

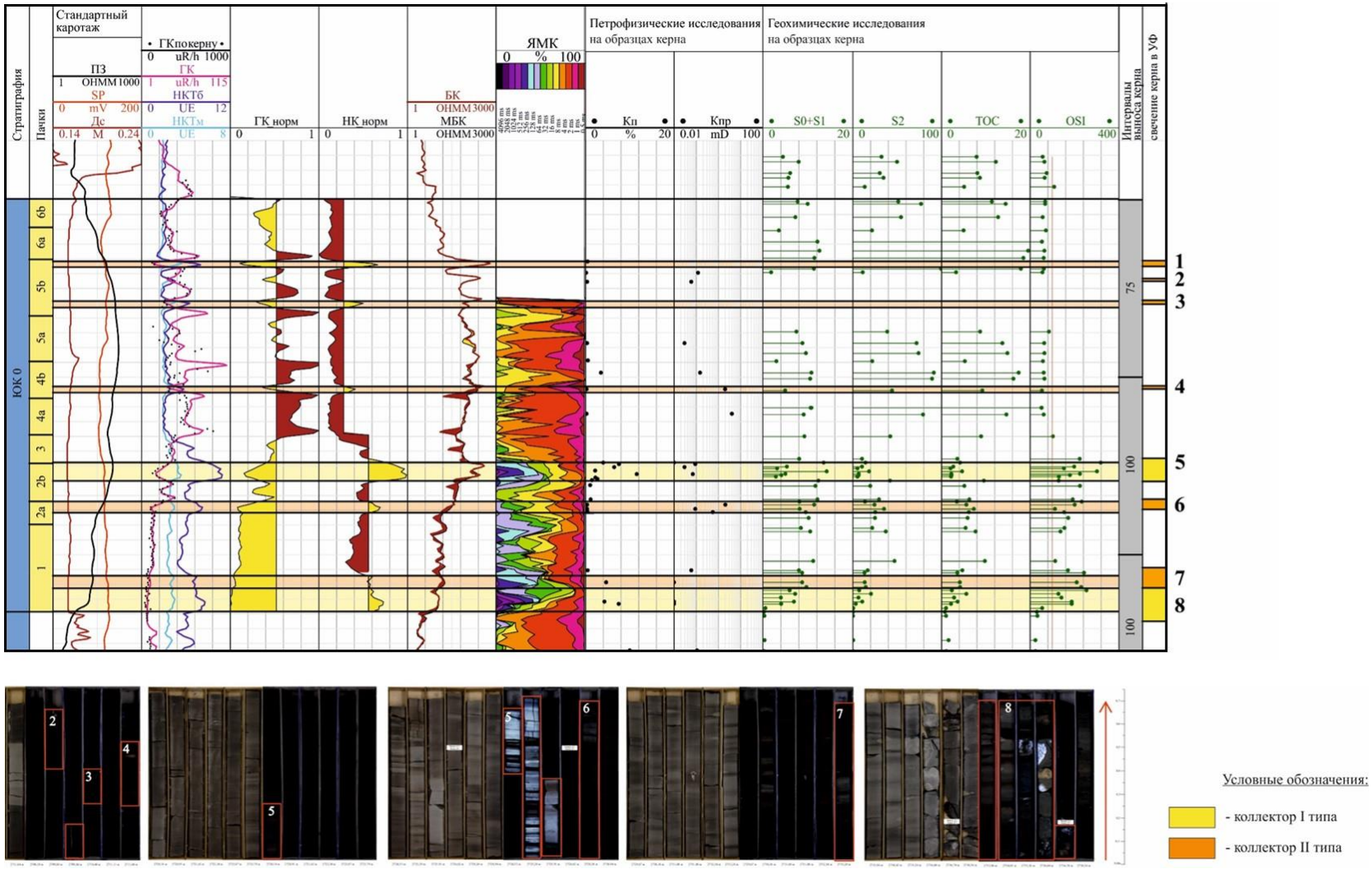


Рис. 1. Пример результата комплексной интерпретации данных ГИС и керновых исследований в интервале верхнеюрских отложений в одной из опорных скважин

На рис. 2 показана схема корреляции полученных результатов выделения коллекторов по соседним месторождениям. Реализованный анализ позволил определить закономерности развития в разрезах верхнеюрских отложений коллекторов разных типов; провести детальные межскважинные корреляции разрезов скважин. В скважинах без керна выделение коллекторов проводилось по комплексу ГИС с учетом закономерностей их развития в соседних опорных скважинах с керном. Алгоритм опробован на большом количестве месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО).

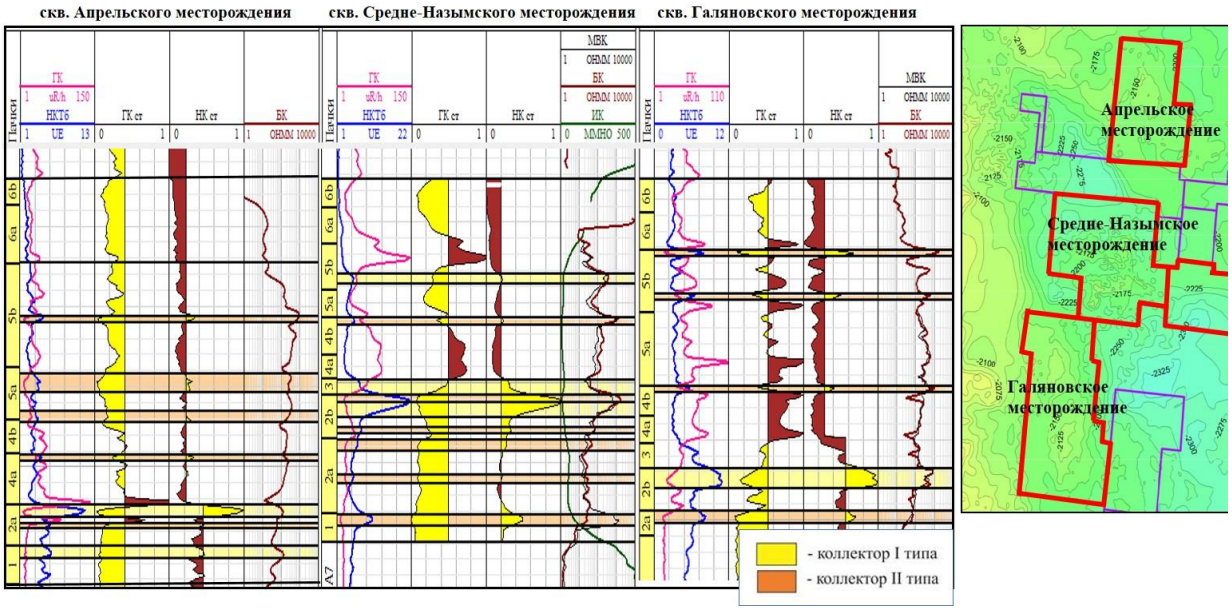


Рис. 2. Пример схемы корреляции полученных результатов выделения коллекторов в интервале верхнеюрских отложений на территории трех месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Результаты, обсуждения. На основе большого объема результатов исследований опорных скважин с керном и промыслово-геофизическими исследованиями разработана универсальная методика интерпретации данных ГИС, позволяющая выделять интервалы коллекторов верхнеюрских отложений с высокой степенью стабильности, в том числе, в скважинах с ограниченным комплексом данных. Согласно предложенной методике, коллекторы разделены на два типа по ФЕС. Полученные результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) для большого количества скважин в интервале верхнеюрских отложений легли в основу построения трехмерной геологической модели верхнеюрских отложений на территории трех месторождений, на базе которых осуществляется планирование размещения новых скважин, ведется подсчет запасов нефти и оценка ресурсов углеводородов. Результаты опробования новых пробуренных скважин подтверждают высокое качество РИГИС и надежную прогнозную способность геологической модели, построенной с опорой на них. Ограничением методики может быть недостаточная степень разрешаемой способности каротажа старого фонда, по причине которой могут завышаться эффективные толщины. Это можно исключить за счет контроля РИГИС опорными скважинами с каротажем наилучшего качества.

Новизна, актуальность работы. Таким образом, предложена и апробирована универсальная методика интерпретации данных ГИС, позволяющая выделять интервалы коллекторов с

различными ФЕС в верхнеюрских отложениях с высокой степенью стабильности даже при наличии ограниченного комплекса ГИС. Актуальность проделанной работы состоит в том, что данную методику интерпретации данных можно успешно использовать на уже разрабатываемых месторождениях, учитывая данные по старому фонду скважин с ограниченным комплексом ГИС в целевом интервале, что в дальнейшем позволяет подсчитывать запасы углеводородов, используя бóльший объем надежной геолого-геофизической информации. Реализация разработанного алгоритма позволила провести масштабные исследования строения разреза верхнеюрских отложений на обширной территории ХМАО, а на трех месторождениях по ней проведены промышленные подсчеты запасов нефти верхнеюрских отложений, что в конечном итоге способствовало повышению эффективности их разработки.

Литература

1. *Немова В.Д.* Многоуровневая литологическая типизация пород баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 13–17. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-8-13-17

2. *Алексеев А.Д., Браткова В.Г., Гутман И.С.* и др. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, 2021. 19 с.

3. *Алексеев А.Д., Давыдов А.В., Касьяненко А.А., Олюнин А.В.* К вопросу выделения эффективных толщин в баженовской свите согласно положениям нового Временного методического руководства ГКЗ, вступившего в силу 01.01.2018 // Недропользование XXI век. 2019. № 3(79). С. 40–59.

4. *Калмыков Г.А., Балушкина Н.С.* Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС, 2017. 247 с.

Комплексная оценка влияния литологических и структурных факторов на проницаемость пород-коллекторов

Ромащенко С.Ю.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: S_Romaschenko@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Учет влияния литологических и структурных факторов на проницаемость пород позволяет наиболее точно оценивать фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, что в дальнейшем позволит производить более точную оценку прогнозных дебитов и корректировать систему разработки месторождений. Для этих целей в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые для Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения была разработана методика комплексной оценки влияния литологических и структурных факторов на проницаемость пород коллекторов.
Ключевые слова: данные геофизических исследований скважин, анизотропия, фильтрационные свойства, проницаемость.

Продуктивные отложения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) характеризуются высокой степенью неоднородности (анизотропии) – изменчивостью таких характеристик как литология, проницаемость и пористость. В связи с этим оценка анизотропии по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и ее учет при определении расчетных фильтрационных свойств пластов, а также, при прогнозировании дебитов целесообразны [1].

Для разработки критериев оценки неоднородности по ГИС данные обработки микросканеров по 14 скважинам [2] были проанализированы и увязаны по глубине с данными стандартного и дополнительного комплекса ГИС, а также с результатами литологического макроописания керна и петрофизическими исследованиями [3].

Для установления возможности разделения продуктивного разреза Чаяндинского НГКМ по степени однородности проанализирована вся выборка данных ГИС с учетом индексов неоднородности, выделенных по данным микросканеров. Наилучшее разделение по однородности получено при использовании относительного коэффициента (К) изменения удельного электрического сопротивления (УЭС) разноглубинных зондов высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), представляющего собой отношение разности значений УЭС согласно показаниям зондов большой и малой глубинности к УЭС зонда большой глубинности.

Коэффициент однородности $К_{ВИКИЗ}$ отражает изменение глубины зоны проникновения в пласте-коллекторе, он увеличивается в однородных пластах и уменьшается в неоднородных, что связано с интегрированным отображением на данных разноглубинного электромагнитного каротажа переслаивания пропластков, отсутствия либо наличия проникновения, глубины проникновения.

В результате анализа коэффициента проницаемости Кпр на образцах керна для разной степени однородности отложений продуктивных горизонтов установлено закономерное и равномерное уменьшение Кпр при увеличении степени неоднородности.

В зависимости от степени анизотропии при оценке проницаемости для литотипов осуществлялась дополнительная дифференциация зависимостей Кпр=f(Кп) и Кпр=f(Кп эф), что

позволило более достоверно определять фильтрационные характеристики пород в скважинах и соответственно более корректно оценивать прогнозные продуктивные характеристики скважин.

Путем интерполяции относительного процента содержания однородных коллекторов получены карты однородности продуктивных пластов.

Полученные данные площадного анализа данных однородности согласуются с данными выборки скважин с проведенным FMI (formation micro imager) каротажем (электрическое сканирование микросканерами). Наиболее однородным является ботуобинский горизонт, а наименее - талахский.

Такая изменчивость степени однородности связана с особенностями осадконакопления месторождений, приуроченных к приливно-отливным равнинам.

В итоге проведенной оценки проницаемости с учетом литотипа и неоднородности продуктивного интервала получены карты проницаемостей продуктивных горизонтов.

Такой методический подход позволяет получить более достоверный прогноз добычных возможностей скважин.

При наложении карт однородности и проницаемости можно выделить наиболее однородные и проницаемые площади для учета при проектировании разработки месторождения.

Литература

1. *Страхов П.Н., Колосков В.Н., Богданов О.А., Сапожников А.Б.* Исследование неоднородностей нефтегазоносных месторождений. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 189 с.

2. *Сасина Э.А., Федорина В.А., Исакова М.З.* Микроимиджеры – прогрессивный метод для исследования карбонатного разреза // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: Материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета. Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2018. С. 56–59.

3. *Ромащенко С.Ю.* Методика выделения мезоанизотропии пород-коллекторов по данным разноглубинных методов электрического каротажа для уточнения фильтрационно-емкостных свойств при эксплуатационном бурении Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2021. № 3(48). С. 141–153.

Сравнительный анализ геофлюидодинамических условий севера Непско-Ботуобинской и Вилюйской нефтегазоносных областей

Севостьянова Р.Ф.
Институт проблем нефти и газа СО РАН, РФ, 677980, г. Якутск, ул. Петровского, д. 2
E-mail: rose_sevos@mail.ru

Аннотация. В работе рассматривается одно из проявлений разномасштабной геофлюидодинамической неоднородности. Целью исследования является обоснование механизма формирования равновесной крупномасштабной геофлюидодинамической системы как совокупности проявления пространственно-временного сопряжения депрессивного и репрессивного водонапорного режима на соседних геологических структурах – Непско-Ботуобинской антеклизы, Вилючанской седловины и Вилюйской синеклизы.
Ключевые слова: нефть, газ, геофлюидодинамика, аномально низкие пластовые давления, аномально высокие пластовые давления, Непско-Ботуобинская антеклиза, Вилючанская седловина, Вилюйская синеклиза.

Геофлюидодинамическая неоднородность – фундаментальное свойство нефтегазоносных бассейнов, определяющая характер геомиграции подземных вод и углеводородов (УВ) [1]. Она возникает под совокупным воздействием тектонической эволюции, процессов первичного (и вторичного) эпигенеза пород, проявлениями геодинамических режимов сжатия и растяжения и, как следствие, развития в соответствии с контрастностью сжимающих и растягивающих напряжений трещинных систем, контролирующих направленность и масштабы массопереноса в геологической среде. Такие условия характерны для смежных тектонических элементов – Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), Вилючанской седловины, Вилюйской синеклизы.

На взгляд автора, в пределах этих трех структурных элементов преобладают собственные водонапорные режимы, но в совокупности они формируют автономную равновесную геофлюдодинамическую систему [2]. Так, на обширных территориях Непско-Ботуобинской антеклизы развит депрессионный водонапорный режим, при котором превышение объемов оттока вод и УВ через зоны разгрузки над привносом через зоны питания, как следствие, проявляется дефицит пластового давления, и его градиент направлен сверху вниз [3].

Практически на всех месторождениях подсолевого комплекса продуктивных отложений Непско-Ботуобинской антеклизы (Среднеботуобинском, Вилюйско-Джербинском, Тас-Юряхском и др.) выявлена гидродинамическая инверсия (рис.1а). Об этом свидетельствуют фактические данные распределения газа, нефти, воды и их энергетических потенциалов по разрезу подсолевой толщи. Такие системы возникают на стыке осадочных пород с раздробленными участками выступов фундамента, где создается большая разница в проницаемости пород. Поэтому движение флюидов направлено из осадочного чехла в сторону фундамента, а в самих осадочных отложениях формируется зона пьезоминимумов [4]. Эти условия существуют между уровнями осинского и ботуобинского горизонтов и их аналогов. Важно и то, что не только градиенты гидродинамического потенциала в подсолевом разрезе всегда имели отрицательные величины, но и градиенты замеренных пластовых давлений по разрезу часто были меньше градиентов давлений нефти и газа и даже достигали отрицательных значений, что прямо указывало на условия нисходящей миграции УВ в этой части разреза.

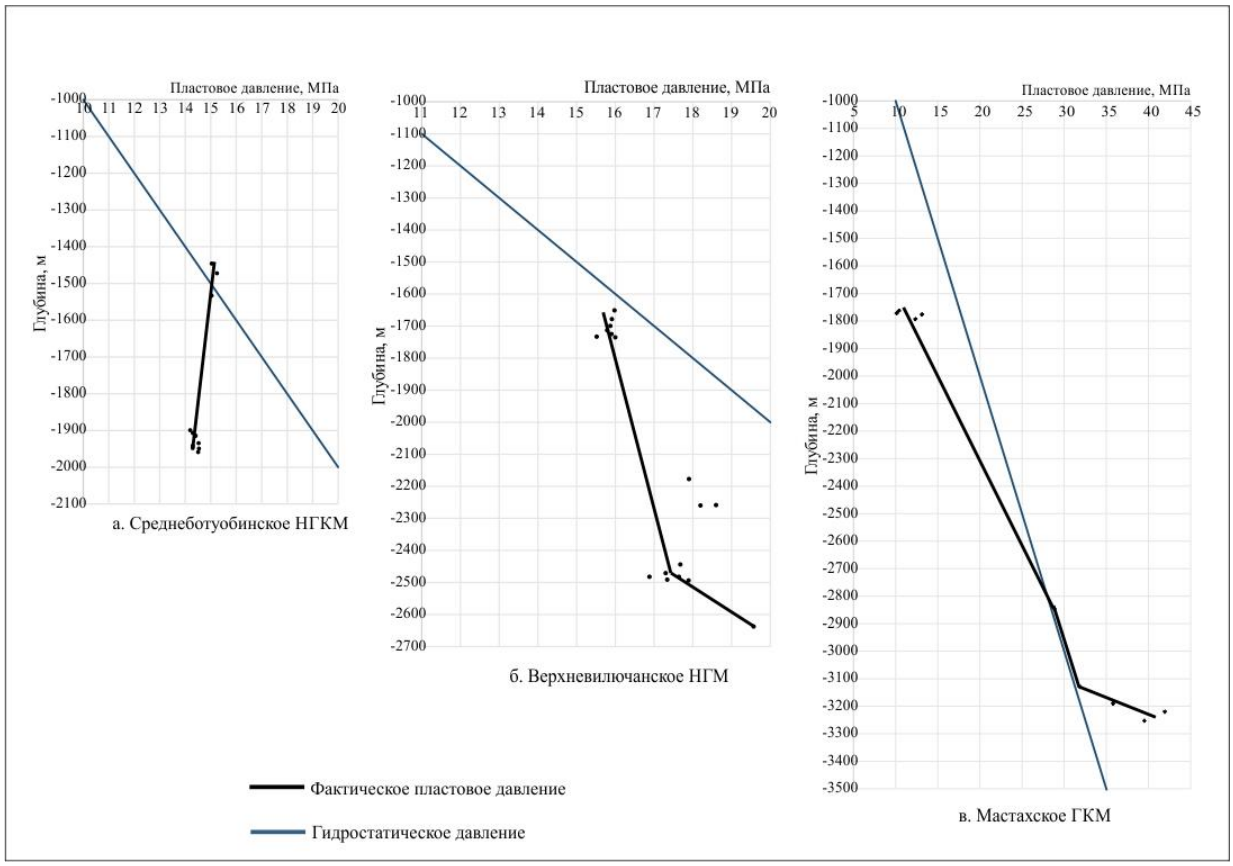


Рис. 1. Распределение пластовых давлений по разрезу: а – на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном, б – Верхневилючанском нефтегазовом, в – Мастахском газоконденсатном месторождениях

В Непско-Ботуобинской антеклизе подземные воды – это крепкие древние рассолы.

Особенностью геологического строения НБА является наличие в них сложнопостроенных соленосных толщ – толбачанская, юрегинская и чарская свиты нижнего кембрия, которые являются определяющим фактором гидрогеохимического и гидродинамического строения. В целом эти толщи обеспечивают значительную гидрогеологическую закрытость недр. Область низких пластовых давлений сохраняет благоприятные условия для сбора флюидов при вертикальной и латеральной миграции.

В пределах Вилючанской седловины, отличающейся от прилегающей антеклизы увеличенной мощностью осадочного чехла, депрессионный водонапорный режим утрачивает свое влияние. Как можно судить по имеющимся данным, его здесь сменяет стагнационный водонапорный режим (рис. 1б), основными свойствами которого является равенство гидродинамического потенциала по глубине [1]. Данные по Верхневилючанскому месторождению говорят о том, что здесь обнаруживается приблизительно одинаковая величина потенциала в верхней части разреза до глубины широко распространенной юрегинской соленосной покрышки и неуклонное снижение потенциала от подошвы этой покрышки до кристаллического фундамента.

Репрессионный водонапорный режим характерен для Вилюйской синеклизы. Разрез Вилюйской синеклизы, как это было показано [4], не содержит выдержанных флюидоупоров, обеспечивающих геофлюидодинамическую изолированность потенциальных коллекторов. Газонефтеводоупором является три региональные толщи глинистого состава: неджелинская и

мономская свиты нижнего триаса, сунтарская свита нижней юры и толща многолетнемерзлых пород (ММП). Но за последний миллион лет толща ММП многократно исчезала и появлялась вновь с наступлением очередного оледенения [5]. Здесь фиксируется прямая гидродинамическая зональность: в отложениях нижнего мела под толщей многомерзлых пород фиксируются субгидростатические давления. Вниз по разрезу пластовые давления нарастают, в юрских и триасовых отложениях они соответствуют гидростатическим, и ниже их становятся сверхгидростатическими.

График распределения пластовых давлений (рис. 1) сделан по результатам глубокого бурения в исследуемых районах. На рисунке видно, что в Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном и Верхневилючанском нефтегазовом месторождениях, в верхней части разреза, пластовые давления характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и близкими к нормальным гидростатическим давлениям, в нижней части – аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД). На Мастахском газоконденсатном месторождении наблюдается обратная картина, в верхней части – зоны АНПД, в средней части – нормальные гидростатические давления и в нижней его части – зоны АВПД.

Таким образом, в пределах севера Восточной Сибири выделяется единая относительно автономная и гидродинамические равновесная система, в пределах которой существуют три зоны с различными гидродинамическими режимами (депрессионным, стагнационным и репрессионным). Возможность перераспределения флюидов между ними, по всей вероятности, является условием сохранения здесь значительных объемов углеводородов в течение длительного геологического времени. Отметим, что формирование подобных структур – устойчивое явление, имеющее аналоги и в верхних частях осадочного чехла, в том числе в области распространения грунтовых вод [6].

Литература

1. *Абукова Л.А., Волож Ю.А.* Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1069–1080. https://doi.org/10.15372/GiG2021132

2. *Абукова Л.А., Яковлев Ю.И.* Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.

3. *Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г.* Роль нисходящей фильтрации углеводородов при формировании месторождений Восточной Сибири // Доклады АН СССР. 1984. Т. 275, № 2. С. 476–478.

4. *Анфицеров А.С., Артеменко А.С. Зеховой О.В.* и др. Нефтегазовая гидрогеология юга Сибирской платформы. М.: Недра, 1984. 192 с.

5. *Гинсбург Г.Д., Гуревич А.Е., Резник А.Д.* О причинах низких пластовых давлений на севере Сибири // Советская геология. 1971. № 9. С. 45–58.

6. *Tóth J.* Gravitational systems of groundwater flow: Theory, evaluation and utilization. Cambridge: Cambridge University Press, 2009. 297 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511576546

Геологические предпосылки и генетические возможности крупного газонакопления в недрах Ямало-Карского региона Западно-Сибирской мегапровинции

Скоробогатова Е.В.
Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
РФ, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: skorobogatova.995@gmail.com

Западно-Сибирская нефтегазоносная мегапровинция (ЗСМП), приуроченная к одноименному мегабассейну, – одна из двух наиболее богатых углеводородами мегапровиций. Вторая – Арабо-Персидская (АПМП). В первой больше газа, чем жидких углеводородов (УВ), в недрах АПМП нефти больше, чем газа.

Под крупным газонакоплениям автор понимает формирования крупнейших (более 100 млрд м^3), гигантских (более 300) и уникальных (более 1 трлн м^3) газосодержащих месторождений и их ассоциаций (зон, районов и областей).

Исследования недр ЗСМП продолжаются уже более семи десятилетий. К 2022 г. здесь пробурено почти 22 тысячи поисковых и разведочных скважин, открыто 930 месторождений углеводородов, однако малоизученной остается арктическая часть мегапровинции в ареале Ямальской, преимущественно газоносной, области – Ямало-Карский регион (ЯКР) суши и шельфа, площадью около 10% от общей площади ЗСМП, включая Южно-Карскую область шельфа (ЮКО). На суше Ямала и прилегающем шельфе пробурено 770 глубоких скважин.

Регион целесообразно выделять в силу единства геологического строения и газонефтеносности пород мела и юры в северо-западной части ЗСМП.

Геологическое строение ЯКР изучалось А.М. Брехунцовым, В.Д. Копеевым, И.И. Нестеровым (мл.), В.А. Скоробогатовым, Л.В. Строгановым, А.В. Ступаковой и др. [1–5].

Сопряженные в пространстве Ямальская и Южно-Карская области, входящие в регион, максимально изучены до средней юры на Ямале (на уровне 70–75%), практически не изучены в ЮКО по среднемеловым толщам (низы апта, верхи неокома). Мощность триас-палеогенового осадочного чехла, залегающего на герцинском фундаменте, увеличивается от 0 – 1 км на юге и западе до 7 – 8 км в северных районах суши и шельфа. С юго-востока на северо-запад вдоль Нурминского мегавала значительно увеличиваются мощности всех осадочных толщ: нижне-среднеюрской от 500 до 1500 м и более, готерив-аптской от 400 до 1200 м, альб-сеноманской от 350 до 750 м, резко увеличивается общая мощность и глинистость разреза, прежде всего нижней глинистой покрышки верхней юры-валанжина (от 50 до 600 м). Центрально-северная часть ЮКО является главным эпицентром мезозойского осадконакопления в ЗСМБ (Пухучанская впадина).

Основные литолого-фациальные особенности Ямала: высокая пористость и общая глинистость разреза нижнего мела и юры; наличие большого числа зональных глинистых покрышек в сеномане, апте и неокоме и достаточно мощной (50–120 м) региональной нижнеальбской покрышки; упорядоченное литологическое строение нижне-среднеюрской толщи (наличие выдержанных в пространстве песчано-алевролитовых горизонтов $Ю_2$...$Ю_{12}$) небольшой

мощности; развитие континентальной угленосной формации в объеме готерива-апта с большим числом пластов и линз углей и углистых глин и субугленосной формации альба-сеномана.

В северо-западной части ЯКР литологические условия в разрезе мезозойского чехла несколько ухудшаются за счет увеличения общей глинистости разреза и роста мощности покрышек.

Тектоническое строение ЯКР относительно спокойное (по сравнению с Надым-Пур-Тазовским регионом). Термобарические условия на большей части Ямала – благоприятные для сохранности коллекторов и УВ-скоплений, кроме Харасавэйской зоны термоаномалии, большая часть которой расположена в акваториальной части (геотемпературы в кровле средней юры составляют 120–130 °С против 90–105 ° на суше региона).

Большинство локальных структур имеют конседиментационный генезис и развивались в течение всего послеюрского времени. Большинство тектонических структур II и III порядков снизу вверх выполаживаются, «затухают», к подошве турон-олигоценовой-верхней-региональной покрышки, в Ямальской области часто они осложнены по своду и/или на крыльях дизъюнктивными нарушениями различной морфологии (с амплитудами перемещения пород от 10 до 35–40 м) [1, 3].

Из 38 месторождений, открытых к 2021 г в Ямало-Карском регионе (26 – на Ямале, в том числе 4 – суша/море, 8 – в ЮКО на Приямальском шельфе и 4 – в Обской губе), 31 – газовые (ГМ) и газоконденсатные (ГКМ), 7 – нефтесодержащие (5 газоконденсатнонефтяных (ГМНМ), 2 нефтегазоконденсатных (НГКМ) – Новопортовское и Ростовцевское).

По крупности и типу (суммарным геологическим разведанным запасам и фазовому состоянию) месторождения ЯКР распределяются следующим образом [3, 6, 7]:

– 1 уникальное (более 3 млрд у.т.*) – ГКМ (Бованенковское);
– 4 сверхгигантских (более 1 млрд у.т.) – 3 ГКМ, 1 НГКМ;
– 10 гигантских (более 300 млн у.т.) – 1 Г, 8 ГКМ, 1 ГКНМ;
– 10 крупнейших (более 100 млн у.т.) – 1 Г, 5 ГКМ, 3 ГКНМ, 1 НГКМ;
– 6 крупных (более 30 млн у.т.) – 2 ГМ, 2 ГКМ, 2 ГКНМ;
– 7 средних и мелких (менее 30 млн у.т.) – 6 ГМ, 1 ГКМ.

В пределах Ямальской области установлено два мощных узла газонакопления: Бованенковско-Харасавэйский и Тамбейский (Северо-Ямальский). На шельфе намечается Русановско-Ленинградский, неизученный бурением ниже среднего апта.

Таблица 1

Газоносность Ямальской области (на 01.01.2020, трлн м³) [3, 8–10]

Накопленная добыча	Категории запасов $A+B_1+C_1$	Категории запасов B_2+C_2	Всего
0,5	10,3	6,3	17,5 (несколько завышено)

Открытые запасы конденсата – 0,4 млрд. т, нефти – 0,4 млрд. т, в сумме жидких УВ – 0,8 млрд т, извлекаемых [8, 9].

Общие начальные разведанные запасы свободного газа ЯКР превышают 12 трлн м^3, открытые – почти 20 трлн м^3, хотя в последнем случае завышение, очевидно, за счет

* у.т. – условных тонн, 1000 м^3 ~ 1 т

недоразведанных запасов кат. B_2+C_2. Промышленная добыча газа началась из уникальной аптской залежи гор. $ТП_{1-6}$ Бованенковского ГМ, нефти – из новопортовской толщи валанжина на Новопортовском НГКМ.

Генетические условия газонефтеносности ЯКР изучались специалистами ЗАО «СибНАЦ», ООО «ГазпромВНИИГАЗ», ВНИГНИ, МГУ [1, 3, 5, 6]. Проанализированы условия генерации (весьма благоприятные для газообразования), первичной и вторичной миграции (малоблагоприятные, особенно в юрской толще), аккумуляции и консервации (весьма благоприятные), эволюционной сохранности (благоприятные) – углеводородное сырье сохранилось вследствие малой активности разломной тектоники, хотя потери газа вследствие дегазации недр составляют не менее 3–4 трлн $м^3$ (из современных ловушек).

Главные факторы крупного газонакопления в ЯКР: мощная газогенерация, благодаря развитию угленосных – газоматеринских толщ, наличие достаточно крупных, но пологих локальных поднятий, развитие большого числа пар пластов – коллектор-покрышка, наличие надежных региональных и областных покрышек, относительно малые потери газа (утечки из ловушек по разломам). Вместе с тем, общие геолого-генетические условия в пределах суши ЯКР оказались более благоприятными, чем в недрах шельфа, в силу этого здесь сформировалось одно уникальное газоконденсатное месторождение – Бованенковское и все четыре сверхгигантских (Крузенштерновское и др.). Средние и нижние горизонты разреза в пределах ГМ шельфа еще не опоискованы, недоразведаны открытые залежи апта-сеномана и такая сравнительная ресурсная геостатистика пока преждевременна, но по мнению большинства исследователей [7–11] на суше уже исключены неоткрытые гиганты (>0,3 трлн $м^3$), а на шельфе возможны и сверхгигантские месторождения газа. Сколько их будет – покажет «вскрытие недр» в максимально благоприятных структурно-тектонических условиях.

Литература

1. *Брехунцов А.М., Монастырёв Б.В., Нестеров И.И., Скоробогатов В.А.* Нефтегазовая геология Западно-Сибирской Арктики. Тюмень: МНП «ГЕОДАТА», 2020. 464 с.

2. *Гаврилов В.П., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А.* и др. Состояние и перспективы доосвоения газового потенциала недр Западной Сибири // Газовая промышленность. 2010. № 1(641). С.12–16.

3. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д.* Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 352 с.

4. *Строганов Л.В., Скоробогатов В.А.* Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 414 с.

5. *Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С.* Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа // Вести газовой науки. 2016. №4(28). С. 154–166.

6. *Кабалин М.Ю., Скоробогатов В.А., Извеков И.*Б. Фазовое состояние скоплений углеводородов в недрах морей Западной Арктики // Вести газовой науки. 2019. №4(41). С. 59–71.

7. *Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е., Скоробогатов В.А., Хабибуллин Д.Я.* Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России // Вести газовой науки. 2018. № 3(35). С. 46–57.

8. *Кананыхина О.Г., Рыбьяков А.Н.* Нефть и газ севера Западной Сибири (суша и шельф): запасы, ресурсы, структура, прогноз. // Вести газовой науки. 2021. №3(48). С.73–79.

9. *Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю.* Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. №11(95). С. 36–51.

10. *Скоробогатов В.А., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я., Рыбьяков А.Н.* Поиски месторождений и залежей углеводородов в осадочных бассейнах Северной Евразии: итоги, проблемы, перспективы // Вести газовой науки. 2019. № 4 (41). С. 18–34.

11. *Поляков Е.Е., Рыбальченко В.В., Рыжов А.Е.* и др. Где искать новые крупнейшие, гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в Северной Евразии? // Геология нефти и газа. 2018. № 4s. С. 45–57. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-4s-45-57

Азимутальная оценка коэффициентов проницаемости по данным гамма-гамма литоплотностного метода в горизонтальных скважинах в процессе бурения

Сребродольская М.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: mary_roza@bk.ru

Аннотация. С использованием азимутальных данных гамма-гамма литоплотностного каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин и петрофизических зависимостей коэффициентов горизонтальной и вертикальной проницаемости от коэффициентов пористости предлагается дифференциально оценивать коэффициенты проницаемости горных пород по периметру скважины и вычислять кривую средней геометрической проницаемости для составления проекта разработки. В работе приводятся формулы для реализации алгоритма интерпретации. Одним из результатов интерпретации по предложенной методике является имидж проницаемости, а промежуточным результатом – азимутальные данные пористости, которые можно применять для выделения коллекторов и решения других задач.
Ключевые слова: горизонтальная скважина, каротаж в процессе бурения, интерпретация данных геофизических исследований скважин, коэффициент проницаемости, азимутальный гамма-гамма литоплотностной каротаж.

При интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) важно правильно проводить границы фильтрующих интервалов (пластов-коллекторов). Также для определения потенциала продуктивности горизонтальной скважины, выбора способа ее заканчивания и составления проекта разработки месторождения очень важна достоверная оценка коллекторских свойств отложений, вскрытых горизонтальной скважиной, в том числе, коэффициентов проницаемости (Кпр), на основании данных ГИС в процессе бурения.

По данным азимутального гамма-гамма литоплотностного каротажа (ГГК-лп) в горизонтальных скважинах можно выделить коллекторы различными способами [1, 2] для решения определенных задач. При применении азимутальной модификации прибора ГГК-лп в процессе бурения появляется возможность дифференциально оценивать коэффициент пористости (Кп) пласта по периметру скважины [2]. По величине граничной пористости, принятой для конкретного месторождения, можно установить интервалы присутствия коллекторов вдоль всего ствола скважины и оценить долю коллектора на каждой точке глубины.

В настоящей работе предлагается дифференциально оценивать коэффициенты проницаемости горных пород по периметру скважины, определять горизонтальную и вертикальную составляющие проницаемости по азимутальным данным пористости и вычислять итоговую среднюю геометрическую проницаемость для составления проекта разработки.

В гидродинамическую модель горизонтальной скважины должна закладываться средняя геометрическая проницаемость [3], рассчитываемая по формуле:

$$Кпр = \sqrt{Кпр_{//} \cdot Кпр_{\perp}} \ ,$$

где Кпр – итоговая проницаемость, $Кпр_{//}$ – проницаемость параллельно напластованию (горизонтальная), $Кпр_{\perp}$ – проницаемость перпендикулярно напластованию (вертикальная).

Для того чтобы реализовать предлагаемую методику, необходима петрофизическая база результатов лабораторного определения на керне коэффициентов проницаемости в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

При анализе результатов петрофизических исследований, проведенных на изучаемом месторождении, был построен график сопоставления коэффициентов вертикальной и горизонтальной проницаемостей. По этому графику было установлено, что отложения анизотропны по проницаемости, что характерно для терригенного разреза. Средний коэффициент анизотропии составляет 3,06. Также были построены корреляционные зависимости коэффициентов горизонтальной и вертикальной проницаемостей от коэффициентов пористости и получены уравнения связи $Кпр_{//} = f(Кп)$ и $Кпр_{\perp} = f(Кп)$, которые в общем виде могут быть представлены следующим образом:

$$Кпр_{//}=a_1 \cdot \exp(b_1 \cdot Кп),$$

$$Кпр_{\perp}=a_2 \cdot \exp(b_2 \cdot Кп).$$

Далее коэффициенты a и b преобразовывались и интерполировались азимутально по 16-ти секторам.

При интерпретации азимутальных данных ГГК-лп на первом этапе по бининговым кривым плотности рассчитываются бининговые кривые пористости по зависимости, полученной на керне для изучаемого месторождения, или по стандартному уравнению $Кп = f(\delta п)$. Затем преобразованные коэффициенты a и b используются для расчета азимутальных кривых коэффициентов проницаемости по азимутальным кривым коэффициентов пористости по уравнению (1) по 16-ти секторам:

$$Кпр_i=a_i \cdot \exp(b_i \cdot Кп_i), \quad (1)$$

где i – номер сектора.

Таким образом получается имидж проницаемости. После этого итоговая кривая проницаемости Кпр рассчитывается по формуле (2) среднего геометрического:

$$Кпр = \sqrt[n]{\prod_i^n Кпр_i}, \quad (2)$$

где i – номер сектора, n – число секторов (8 или 16).

На рис. 1 представлен имидж Кпр, построенный по результатам азимутального расчета коэффициентов проницаемости, который отражает дифференциальное изменение этого параметра по периметру скважины. По этому имиджу можно оценить направление максимального притока.

Это особенно важно при частичном вскрытии пластов (коллекторов и неколлекторов) и при пересечении горизонтальной скважиной границ пластов с разными коллекторскими свойствами.

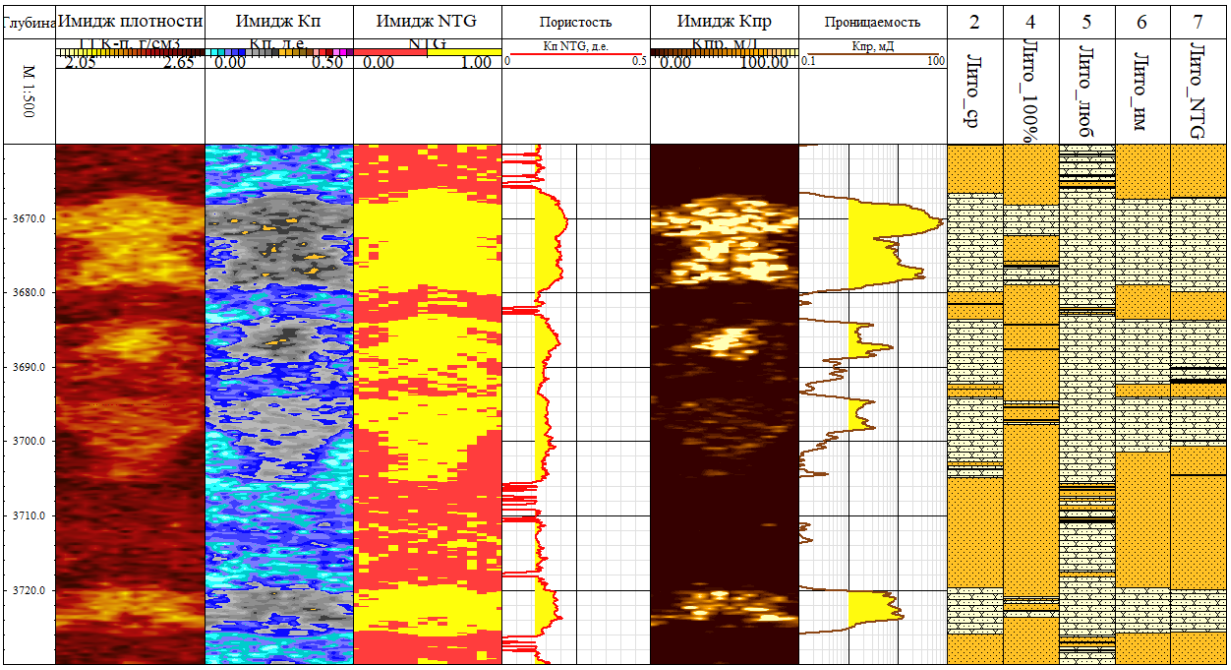


Рис. 1. Планшет с результатами интерпретации по участку скважины 1

Полученная по формуле (2) кривая будет описывать все отложения, попавшие на точку глубины.

Данные имиджа коэффициентов проницаемости предлагается рассматривать совместно с имиджем NTG (net to gross – коэффициент песчанистости), полученным по имиджу плотности, для альтернативного расчета итоговой кривой коэффициентов проницаемости с учетом азимутальных данных исключительно для дренирующих интервалов (коллекторов) по формулам (3) и (4):

$$Кпр_колл = \sqrt[m]{\prod_i^n Кпр_i \cdot NTG_i}, \quad (3)$$

$$m = \sum_i^n NTG_i, \quad (4)$$

где i – номер сектора, n – число секторов (8 или 16).

Кривая Кпр_колл, рассчитанная по уравнениям (3, 4), может быть использована при гидродинамическом моделировании и оценке потенциала продуктивности скважины.

На рис. 1 в окне кривой коэффициентов проницаемости желтая заливка выполнена в интервалах, где средняя геометрическая азимутальная проницаемость, рассчитанная по формуле (2), больше граничной (Кпр.гр = 1 мД).

Таким образом, предлагается новый способ выделения коллекторов в горизонтальных скважинах по величине граничной проницаемости, рассчитанной с учетом азимутальных данных. Возможно, он будет самым объективным с точки зрения оценки потенциала продуктивности.

Такой подход может быть реализован как в анизотропных, так и в изотропных по проницаемости породах при пересечении скважиной границ пластов, чтобы учесть, с какого именно момента после входа в пласт-коллектор или до какого момента после входа в неколлектор фильтрацию из коллектора можно считать существенной.

На основании произведенных исследований были сделаны следующие выводы:

1. При эксплуатации месторождения горизонтальными скважинами необходимо изучать анизотропию проницаемости коллекторов по данным петрофизических исследований керна и по данным ГИС.
2. При наличии азимутальных данных ГИС коэффициенты проницаемости необходимо оценивать азимутально и строить имидж Кпр в анизотропных и в изотропных породах, опираясь на собственные петрофизические исследования при высоком коэффициенте корреляции связи Кпр=*f*(Кп).
3. Итоговую проницаемость необходимо рассчитывать с учетом азимутальных данных как среднее геометрическое по окружности скважины.
4. Коллекторы в горизонтальных скважинах можно выделять по величине граничной средней геометрической проницаемости для оценки потенциала продуктивности.
5. В рамках предлагаемой методики на имидже проницаемости отображаются интервалы горизонтальной скважины, из которых можно получать наибольший приток.

Литература

1. *Сребродольская М.А.* Выделение проницаемых интервалов по данным азимутального прибора гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции Т. 5. Развитие новых идей и тенденций в науках о Земле: геология, геотектоника, геодинамика, региональная геология, палеонтология. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2021. С. 96–99.
2. *Сребродольская М.А.* Выделение продуктивных интервалов и оценка их пористости по данным азимутального гамма-гамма плотностного каротажа в горизонтальных скважинах // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях: Труды IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки. Т. II. Тверь: ПолиПРЕСС, 2021. С. 133–135.
3. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2005. 780 с.

Новые данные о перспективности северо-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины

Суслов А.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: suslov@ipng.ru

Аннотация. В работе рассматриваются вопросы количественной и качественной геохимической характеристики нефтегазоматеринских толщ на основе пиролитических исследований, а также возможные объекты нефтегазонакопления северо-западной части Прикаспийской впадины.
Ключевые слова: Прикаспийская впадина, палеозойские отложения, нефтегазоматеринские толщи, пиролиз, бассейновое моделирование.

Актуальность. Возможность обнаружения в пределах северо-западной бортовой зоны Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП) крупных месторождений углеводородов (УВ) широко дискутируются в научной печати [1–3]. Основанием для благоприятных прогнозов являются высокая продуктивность палеозойских отложений Прикаспийской НГП в целом, а также открытие в 80-х годах гигантского Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения [1]. Несмотря на большой объем геофизических и буровых работ, поиски подобных месторождений в данном регионе крайне затруднены из-за сложного геологического строения палеозойских подсолевых отложений, слабой литолого-стратиграфической изученности, неточностей сейсмических исследований, связанных с наличием мощной соленосной толщи, неоднозначностью интерпретации ряда геофизических аномалий [1]. Учитывая, что данный район располагается в пределах экономически развитых Волгоградского и Оренбургского районов с налаженной инфраструктурой нефтегазового производства, наращивание углеводородного потенциала его недр весьма актуально.

Цель работы – детализация нефтегазоносности среднедевонско-нижнепермского разреза рассматриваемого региона для расширения представления о механизмах формирования крупных скоплений УВ на больших глубинах.

Материал исследования: образцы пород нефтегазоматеринских толщ девона, карбона и перми по скважинам, расположенным в северо-западной части Прикаспийской впадины.

Методы: пиролитические исследования на пиролизаторах Rock-Eval и Hawk, бассейновое моделирование.

Общая геологическая характеристика района исследований. Изучаемая территория (северо-западная часть Прикаспийской впадины, Саратовский сегмент) в тектоническом плане располагается в пределах Волгоградско-Оренбургской зоны поднятий на южном продолжении Рязано-Саратовского прогиба (Пачелмского авлакогена) на стыке нескольких разнопорядковых элементов. На северо-западе располагается Каменско- Золотовский сложно-построенный выступ фундамента, на севере – Степновский сложный вал, разделенные между собой Волжской палеовпадиной. Центральный район является составной частью Прикаспийской впадины.

Подсолевые отложения северо-западной части Прикаспийской впадины представлены чередованием глинистых, глинисто-кремнисто-карбонатных, глинисто-карбонатных и обломочных отложений нижнедевонского-раннепермского возраста (рис. 1).

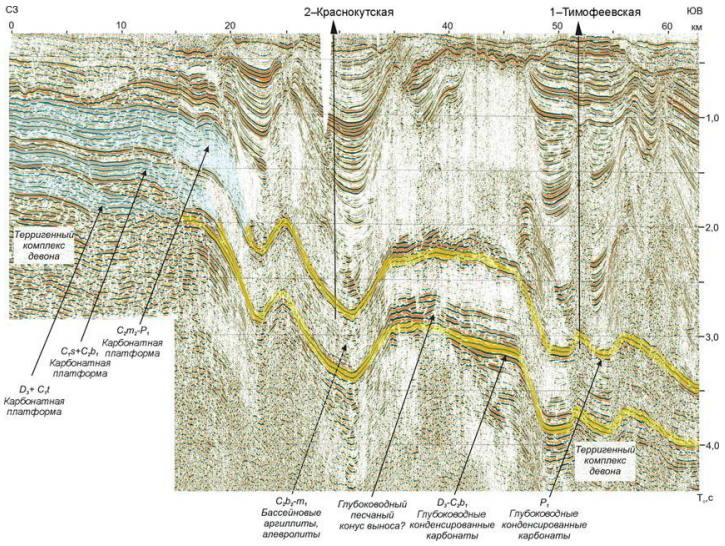
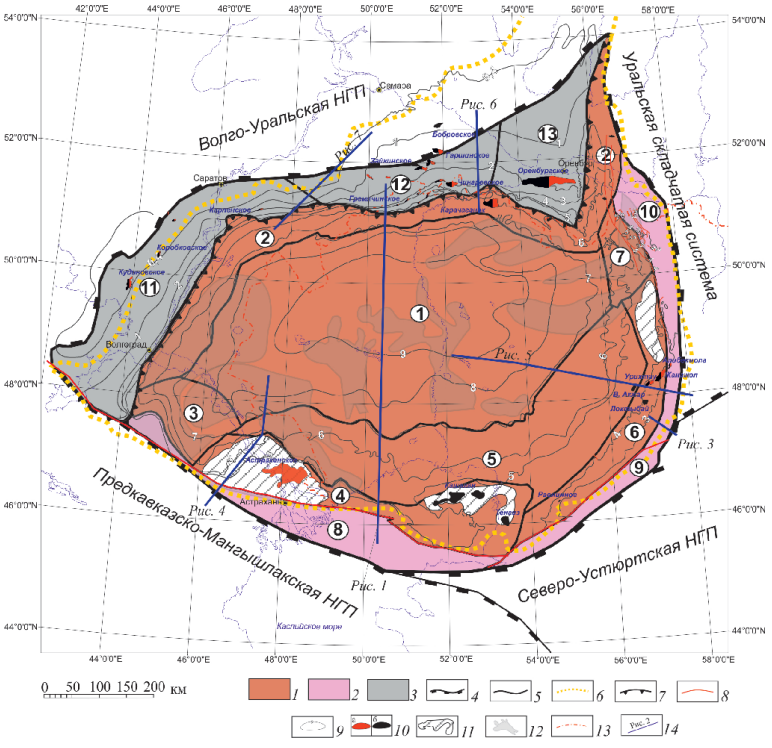


Рис. 1. Сейсмический временной разрез по линии II–II [2]

Согласно нефтегазогеологическому районированию, исследуемая территория расположена в пределах Северо-западной прибортовой НГО Центрально-Прикаспийской субпровинции и Приволжской НГО Северо-западной субпровинции Прикаспийской нефтегазоносной провинции. [4] (рис. 2).



1–3 – нефтегазоносные области
1 – Центрально-Прикаспийская субпровинция:
- 1 – Центральная НГО,
- 2 – Северо-западная прибортовая НГО,
- 3 – Сарпинская НГО,
- 4 – Астраханско-Тенгизская НГО,
- 5 – Астраханско-Актюбинская НГО,
- 6 – Темирская НГО,
- 7 – Алексеевская НГО;

2 – Юго-восточная субпровинция:
- 8 – Бузачинско-Каракульская НГО;
- 9 – Южно-Эмбинская НГО,
- 10 – Предмугоджарская;

3 – Северо-Западная субпровинция:
- 11 – Приволжская НГО,
- 12 – Южно- Бузулукская НГО,
- 13 – Оренбургская НГО;

4 – границы нефтегазоносных провинций;
5 – границы нефтегазоносных областей;
6 – граница кунгурской соли;
7 – карбонатный уступ Р1;
8 – разломы;
9 —изогипсы по подошве кунгура;
10 – некоторые месторождения:
- а) газовые, б) нефтяные;

11 – карбонатные массивы;
12 – подводные конуса выноса нижнепермского (преимущественно артинского) и верхнекаменно-угольно-нижне-пермского возраста;
13 - государственная граница;
14 – местоположение разрезов

Рис. 2. Схема районирования Прикаспийской нефтегазоносной провинции [4]

Прикаспийская впадина представляет собой самостоятельную уникальную нефтегазоносную провинцию, от соседней Волго-Уральской провинции она отличается значительно большей

мощностью осадочного чехла (более 20 км в центральной части), наличием мощной соленосной толщи с интенсивно проявленным соляным тектогенезом, широким распространением зон аномально высокого пластового давления, сложными качественно-фазовыми характеристиками пластовых флюидальных систем, региональной, часто, весьма высокой, зараженностью пластовых газов кислыми компонентами (H_2S,CO_2).

В подсолевом разрезе Северо-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины выделяются шесть крупных нефтегазоносных комплексов: преимущественно терригенный средне-верхнедевонский (эйфельско-нижнефранский); карбонатный верхнедевонско-нижнекаменноугольный (среднефранско-нижневезейский); терригенный нижне-верхневизейский (радаевско-алексинский); карбонатный нижнего и среднего карбона (верхневизейский-нижнебашкирский); карбонатный среднего верхнего карбона и нижней перми (верхнемосковско-нижнепермский).

Результаты исследований. Диапазон остаточных значений концентраций общего углерода (ТОС) в углистых аргиллитах и углях широк и меняется от сотых долей процента до 54%, составляя в аргиллитах, в среднем, 2,2%. В карбонатных и глинисто-карбонатных породах ТОС изменяется от 0,02 до 6,5% (среднее значение – 0,72%), в алевролитах и песчаниках содержание ТОС изменяется от 0,01 до 2,9%, (среднее значение – 0,77 %) (рис. 3).

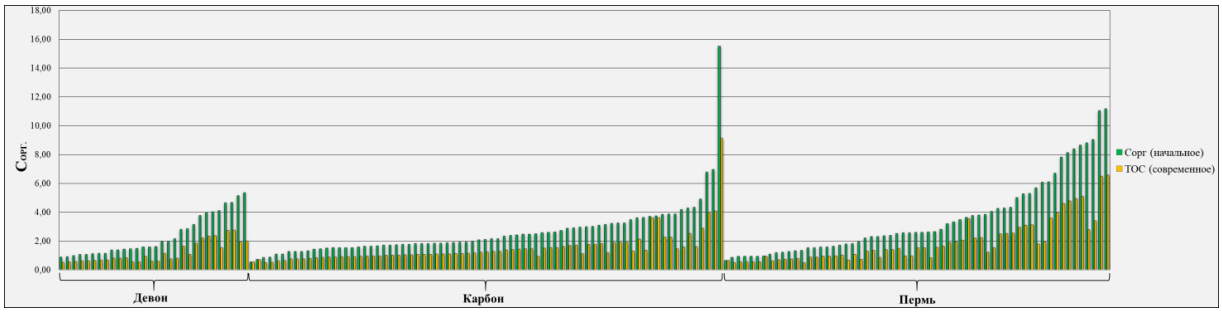


Рис. 3. Обогащенность ОВ разновозрастных отложений – содержание $C_{орг}$,% начальное (рассчитанное) и современное (по результатам пиролиза)

По пиролитическим данным (значениям Tmax) породы подсолевого комплекса в подавляющем большинстве достигли условий главной зоны нефтеобразования, а в ряде площадей – зон конденсато- и газообразования.

В течение длительной геологической истории для рассматриваемой территории был характерен режим весьма замедленного водообмена, что является благоприятным факторов для нефтегазообразования. Учитывая открытый характер углеводородной системы, реально предполагать возможность формирования зон нефтегазонакопления в процессе ближней латеральной миграции.

Выводы. Восстановление исходных значений содержания органического углерода в породах подсолевого комплекса позволило уточнить степень катагенетической преобразованности органического вещества.

Результаты пиролитических исследований свидетельствуют о том, что на сегодняшний момент отложения девонского возраста практически исчерпали свой потенциал в процессе катагенетической преобразованности. Отложения каменноугольного и пермского возрастов лишь

частично израсходовали свой генерационный потенциал, вполне могли стать источником фазообособленных УВ, заполняющих: местные высокоамплитудные органогенные постройки; глубоководные песчаные конуса выноса среднекаменноугольного возраста, связанные, вероятнее всего, с одновозрастной аллювиально-дельтовой системой Рязано-Саратовского прогиба [1, 2]; неструктурные ловушки, сформированные в интервалах перерывов, имевших место на рубеже каменноугольного и пермского периодов, в переотложенных мелководных карбонатных породах, среди которых возможно развитие коллекторов [3].

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. *Кононов Ю.С., Алексеев Г.Н., Бадоев Т.И.* и др. Геология и нефтегазоносность Карачаганакского месторождения. Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 1988. 171 с.

2. *Никитин Ю.И., Яцкевич С.В.* Среднекаменноугольные глубоководные конусы выноса – перспективное направление геолого-разведочных работ на нефть и газ в пределах северо-западной части Прикаспийской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 11. С. 16–20.

3. *Никитин Ю.И., Малышев А.В*. Новый объект нефтегазопоисковых работ в северо-западной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа.1991. № 9. С. 2–5.

4. *Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П.* и др. О границах и районировании Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 1. С. 60–69. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.6

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории Анадырского бассейна и сопредельных территорий

Трутнева О.В.*, Сауткин Р.С.
МГУ имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1
E-mail: *o.trutneva@oilmsu.ru

Аннотация. В данной работе представлены результаты исследования влияния структурных перестроек на работу углеводородных систем северо-западного шельфа Берингова моря. На основе интерпретации сейсмических профилей и построения палеопрофилей в геологической истории бассейнов выделено несколько этапов структурных перестроек: на рубеже мела и палеогена, в середине эоценового времени, на рубеже палеогена и неогена, в конце раннего миоцена, в середине среднего миоцена и на рубеже миоцена и плиоцена. Результаты изучения геологического строения региона, геохимических особенностей нефтегазоматеринских толщ стали основой для построения бассейновой 2D модели, которая позволила выявить очаги генерации, пути миграции и зоны аккумуляции углеводородных флюидов, оценить время начала генерации и эмиграции углеводородов и моменты перерыва данных процессов в периоды воздымания территории.
Ключевые слова: Анадырский бассейн, Наваринский бассейн, структурные перестройки, нефтегазоматеринские толщи, углеводороды, аплифт, перспективы нефтегазоносности, бассейновое моделирование.

В последние годы значительно вырос интерес к изучению нефтегазоносности шельфа Дальневосточных морей, благодаря уже открытым месторождениям нефти и газа в отложениях кайнозойского возраста. Одним из перспективных объектов на проведение региональных работ является шельф Анадырского и Наваринского бассейнов Берингова моря, для которых до сих пор имеются дискуссионные вопросы, связанные с их строением и прогнозом нефтегазоносности верхнемеловых отложений. Для решения этих вопросов необходимо восстановить историю развития бассейнов и оценить влияние дизъюнктивной тектоники на формирование скоплений нефти и газа, что является особенно актуальным для определения новых перспективных участков для поисков скоплений углеводородов (УВ). Целью исследования является изучение строения и структуры осадочного чехла на акватории Анадырского и Наваринского бассейнов и оценки перспектив их нефтегазоносности.

Основу исследования составили: региональный сейсмический профиль, каротажные данные по скв. Центральная-1 и их интерпретация, стратиграфические отбивки 8 скважин (одна скважина на шельфе Анадырского бассейна, семь скважин на шельфе в американском секторе Наваринского бассейна), результаты литологических (литологический состав вмещающих толщ, флюидоупоров, коллекторов и нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), а также их мощности, определенные по геофизическим исследованиям скважин ГИС и керну) и геохимических исследований кернового материала (фактический водородный индекс (HI), содержание органического углерода ($C_{орг}$, общий органический углерод), тип органического вещества), а также общая информация по нефтегазоносности данного региона (граничные условия, при которых происходит прогрев осадочных толщ (современные и палеотепловые потоки, определенные для различных этапов развития бассейна, современные и рассчитанные палеотемпературы на поверхности осадочного

чехла); калибровочные параметры (показатель отражения витринита (R_0, %) и пластовые температуры – T, °C).

Для интерпретации сейсмических профилей была составлена схема корреляции стратиграфических подразделений по восьми скважинам Анадырского и Наваринского бассейнов, по которой сделано сопоставление региональных несогласий. Помимо этого, с помощью данной корреляции можно проследить изменение мощностей стратиграфических горизонтов и площадь их распространения. Таким образом, по выделенным региональным несогласиям были привязаны основные отражающие горизонты, выделены их типы по классификации Чарльза Пейтона и выделены четыре сейсмических комплекса: палеогеновый, собольковско-автаткульский (нижне-среднемиоценовый), телекайский (средне-верхнемиоценовый) и александровский (плиоцен-четвертичный) [1].

Геологическим каркасом для палеореконструкций и бассейновой модели стал региональный композитный сейсмогеологический профиль, проходящий через акваторию двух бассейнов, на котором по акустическому каротажу из скважины Центральная-1 были привязаны отражающие горизонты. Так как в российском секторе Наваринского бассейна не пробурены скважины, то интерпретация сейсмических горизонтов в этой части регионального профиля была осуществлена с помощью выделения характерных типов несогласий для данных горизонтов. Корректность интерпретации отражающих горизонтов в Наваринском бассейне подтверждается предыдущими исследованиями В.В. Харахинова, который проинтерпретировал сейсмический профиль, проходящий через четыре американские скважины (Misha#1, Redwood#1, Redwood#2 и Danielle#1) [1]. На основе сравнительного анализа тектонических структур были увязаны четыре скважины в американской части Наваринского бассейна с российской скважиной Центральная-1. Также была произведена оценка мощности сейсмических комплексов и нанесены отбивки на региональный сейсмических профиль, которые послужили доказательством достоверности интерпретации.

При изучении нефтегазоносности Анадырского и Наваринского бассейнов очень важен учет структурных перестроек, так как они оказали существенное влияние на формирование НГМТ и процессы генерации и миграции углеводородов. Для этого создана серия палеопрофилей (рис. 1), с помощью которых восстановлена история геологического развития бассейнов, определены амплитуды и зоны развития процессов воздымания и погружения. Зная амплитуду погруженных участков, можно определить будет ли происходить процесс генерации нефти или газа в данный момент времени. Наличие аплифтов, наоборот, оказывает негативное влияние на генерацию углеводородов из-за уменьшения температуры и давления, которые воздействуют на НГМТ. Также эрозионные процессы могут приводить к разрушению уже существующей залежи нефти и газа. Поэтому очень важно знать периоды структурных перестроек при прогнозировании нефте- и газогенерации.

Таким образом, в палеогеновое время в результате расширения области седиментации формируются Восточно-Анадырский (Анадырский бассейн) и Наваринский прогибы, которые являются основными областями накопления осадочного материала, о чем свидетельствует характер аномального геомагнитного поля. Ранне-среднемиоценовое время характеризуется активизацией тектонических движений на территории современного Корякского нагорья, что привело к инверсии Восточно-Анадырского и Северного прогибов, это можно заметить на гравиметрической и магнитной картах по отсутствию положительных аномалий силы тяжести и

напряженности магнитного поля. Также в результате тектонических дислокаций на бортах этих прогибов была размыта часть олигоценовых отложений и эродированы верхнеолигоценовые отложения палеогенового сейсмокомплекса, что подтверждает бурение скважины Центральная-1. В средне-позднемиоценовое время продолжалось активное накопление осадочного материала в основных депоцентрах Анадырского и Наваринского бассейнов. В конце миоцена – начале плиоцена на территории Корякского нагорья возобновились тектонические движения, что привело к частичному размыву средне-верхнемиоценовых отложений ([1], Комплексные региональные геофизические исследования на акватории Берингова моря в зоне сочленения Хатырского и Анадырского бассейнов: Отчет о результатах работ; Рук-ль Т.В. Корчагина. М., 2017. 300 с.).

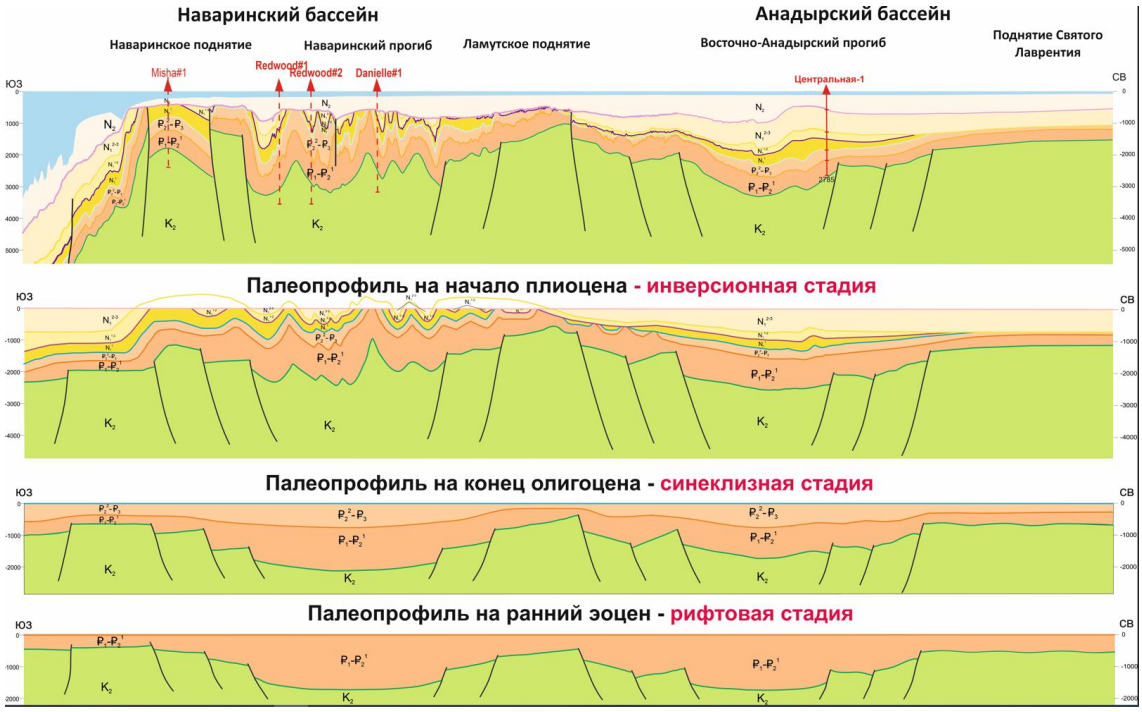


Рис. 1. Серия палеопрофилей

Результаты и обсуждение. Условия нефтегазообразования в недрах бассейна контролируются наличием НГМТ, величиной их нефтегазоматеринского потенциала, определяемым качеством и количеством содержащегося в них органического вещества (ОВ), степенью его реализованности, зависящей от уровня их катагенетической преобразованности. В качестве НГМТ в исследуемых бассейнах могут рассматриваться морские отложения танюрерской свиты (палеоцен–нижний эоцен), глинистые толщи майницкой свиты (эоцен–олигоцен) и угленосные толщи гагаринской свиты (нижний миоцен). Учитывая данные по соседнему Наваринскому бассейну, можно предположить, что НГМТ присутствуют и в верхнемеловых угленосных отложениях рарыткинской свиты. По результатам исследований Д.Д. Агапитова по скв. Центральная-1 и американских ученых M.S. Marlow и A.K. Cooper по скв. Cost #1 в НГМТ доминирует гумусовое ОВ и наибольшим генерационным потенциалом обладает ОВ отложений майницкой свиты (320 мгУв/г), а наименьшим – отложения танюрерской свиты (180 мгУВ/г) [2, 3]. На основе результатов этих исследователей и регионального сейсмогеологического профиля были

построены две бассейновые 2D модели в программном обеспечении (ПО) PetroMod с меловой НГМТ и без меловой НГМТ (рис. 2).

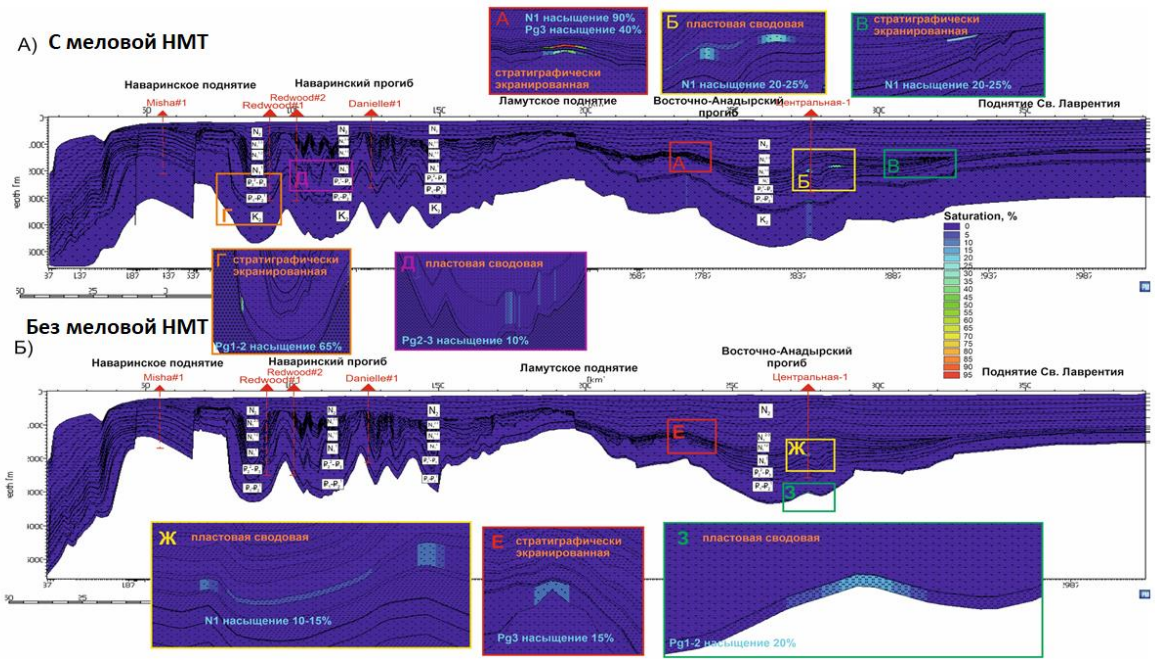


Рис. 2. Распространение ловушек и залежей: А – с меловой НГМТ; Б – без меловой НГМТ

По результатам бассейнового моделирования определено, что наибольшее количество УВ флюидов сгенерировано НГМТ меловой и палеогеновой систем. Однако объем генерации НГМТ неогеновой системы незначителен. В настоящее время генерационным потенциалом обладают майницкая, собольковская и гагаринская НГМТ в пределах впадин. Меловая и танюрерская НГМТ могут генерировать только газообразные УВ, нефтяной потенциал они практически выработали, и вероятно, способны генерировать нефтяные УВ только на бортах прогибов.

Основные перспективы связаны с поиском пластовых стратиграфически экранированных и пластово-сводовых залежей в зонах выклинивания Наваринского и Восточно-Анадырского прогибов. Наличие месторождений УВ прогнозируется на бортах Восточно-Анадырского прогиба, но по количеству УВ они будут маленькими. По палеоструктурным построениям и по бассейновому моделированию в ПО PetroMod в Наваринском прогибе выявлены небольшие скопления нефти и газа, но они были разрушены в результате предплиоценового аплифта.

Литература

1. *Харахинов В.В., Шленкин С.И., Вашкевич А.А.* и др. Нефтегазоносные бассейны Беринговоморского региона. М.: Научный мир, 2014. 340 с.

2. *Агапитов Д.Д.* Геологическое строение и нефтегазоносность Анадырского бассейна: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. М., 2004. 22 с.

3. *Marlow M.S., Cooper A.K., Childs J.R.* Tectonic evolution of Gulf of Anadyr and formation of Anadyr and Navarin basins // AAPG Bulletin. 1983. Vol. 67, No. 4. P. 646–665. https://doi.org/10.1306/03B5B673-16D1-11D7-8645000102C1865D

К проблеме поисков концентрированных природных источников водорода (анализ генетических признаков водородообразования)

Филиппова Д.С.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: filippovads@ipng.ru

Аннотация. В данной работе обсуждаются вопросы, связанные с направлениями поисков локализованных выходов природного водорода на технически доступные глубины, в том числе и на земную поверхность. Основной упор сделан на выявлении генетических источников этого вида полезного ископаемого. Намечены основные направления дальнейшего изучения проблемы разработки поисковых критериев на водород.
Ключевые слова: природный водород, метан, метаногенез, ацетогенез, сульфатредукция.

В проблеме достижения углеродной нейтральности использование водорода как экологически чистого природного топлива имеет ключевое значение. Колоссальный углеводородный потенциал российских недр обеспечивает экономическую безопасность страны на многие десятилетия. Тем не менее существуют несколько стратегических причин, в силу которых развитие водородной энергетики в нашей стране будет получать поддержку со стороны государства и бизнеса. К ним относятся: огромные ресурсы производства водорода (методами конверсии, электролиза, пиролиза метана); возможность обеспечения энергией промышленных и сельскохозяйственных регионов страны, расположенных на отдалении от центров нефтегазодобычи; экономическая и политическая целесообразность укрепления внешнего рынка природных ресурсов и технологий.

Многие годы развитие водородной энергетики ассоциировалось с разработкой экономически выгодных и экологически безопасных технологий его производства. В настоящее время нарастает интерес к поиску концентрированных источников природного (нативного) водорода (рис. 1).

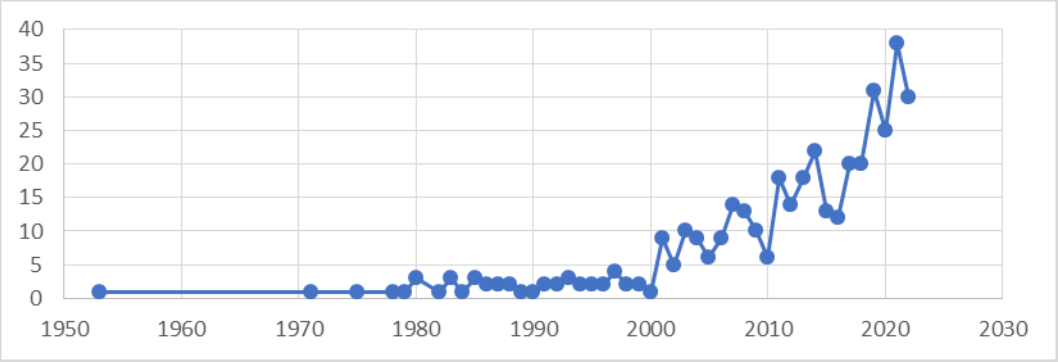


Рис. 1. Количество зарубежных научных публикаций по проблеме поиска локализованных источников природного водорода (на основе базы данных Scopus за период 1950–2022 гг., программное обеспечение VOSviewer)

Среди наиболее активных авторов, изучающих условия образования концентрированных источников природного водорода, следует выделить R.M. Coveney, E.P. Deville, G. Etiopeab, L. Truche, V. Zgonnik и др. [1, 2]. В России изучению вопросов распространения свободного

водорода большое внимание уделяли В.П. Исаев, В.В. Ларин, С.П. Левшунова, А.Ю. Лейн, В.И. Молчанов, О.К. Навроцкий, А.П. Симонов, Г.Л. Стадников, В.А. Соколов и др. [3–5].

Совокупность проведенных в мире исследований позволила выявить генетические источники природного водорода и механизм его локализации. Так, рассматривается возможность генерации водорода под ионизирующим действием излучения радиоактивных элементов, приводящим к разложению воды на ионы:

$$\alpha, \beta, \gamma \rightarrow H_2O \rightarrow H_2O^+ + e^-$$

В дальнейшем идет образование молекулярных и радикальных продуктов реакций. В водных растворах, содержащих ионы хлора, брома и некоторых металлов даже в незначительных концентрациях, но способных к взаимодействию с ионами H^+ и OH^-, радиолиз воды усиливается [6, 7].

Целый ряд исследований посвящен механизму образования водорода в процессе серпентинизации. Наиболее яркий пример – геологический феномен Chimaera (Турция) – исстари известное крупнейшее на суше истечение газа, содержащее до 12% водорода. Генетически поток водорода связан с низкотемпературной серпентинизацией основных пород (перидотиты и др.), вступающих в контакт с метеорными водами [2].

Приводятся и другие примеры локализованных потоков H_2, генетически связанных с серпентинизацией основных пород: толщ офиолитов (Zambales, Филиппины), включающих фрагменты эоценовой океанической коры вблизи островной дуги [8], трещинных периодитов (Западный Хаджар, Оман), играющих роль локализующих объектов для водорода, генерированного нижележащими породами [9]. С серпенитизацией кимберлита и ультрамафических пород связывают происхождение водорода в рифтовой системе антиклинали Nemaha (Канзас, США) [1].

Возможны варианты серпентинизации ультраосновных пород в контакте с морскими, океаническими, подземными водами, насыщенными органическим веществом под контролем микробиологических сообществ. Например, А.Ю. Леин по результатам прямых натурных наблюдений в рифтовых зонах Срединно-Атлантического хребта описывает механизм генерации молекулярного водорода как результат взаимодействия пироксена (магматической породы основного состава) со смесью первично гидротермальных растворов и океанической воды рифтовых зон Мирового океана в присутствии диоксида углерода [4, 10]:

$$\underset{\text{пироксен}}{12Ca_{0,25}Mg_{1,5}Fe_{0,25}Si_2O_6} + 16H_2O \xrightarrow{\text{бактерии}} \underset{\text{серпентин}}{6Mg_3Si_2O_5(OH)_4} + 12SiO_2 + \underset{\text{магнетит}}{Fe_3O_4} + 3Ca^{2+} + 6OH^- + H_2\uparrow$$

$$\underset{\text{оливин}}{6[(Mg_{1,5}Fe_{0,5})SiO_4]} + 7H_2O = 3[\underset{\text{серпентин}}{Mg_3Si_2O_5(OH)_4}] + \underset{\text{магнетит}}{Fe_3O_4} + H_2\uparrow$$

Ряд исследователей рассматривают (и доказывают) значимость органических источников водорода. Происхождение углеводородных газов можно объяснить процессами гидрогенизации смешанного гумусово-сапропелевого ОВ [3]. И.И. Нестеров считал, что процесс гидрирования органического вещества происходит с активным участием водорода, генерированным самим органическим веществом, выделившимся на более ранних этапах катагенетического превращения исходной органической массы [11]. О.К. Навроцкий обращает внимание на значительную роль

коллоальгинита в генерации УВ и водорода [5]. Масштабы генерации водорода при катагенетической трансформации рассеянного и концентрированного ОВ зависят от активности и разнообразия микробиологических сообществ природных экосистем геосферы.

Есть пример каптирования природного водорода: в районе поселка Боуракебоугоу в Республике Мали добывается газ, который почти на 96 % состоит из водорода. По результатам работ на глубинах от 30–135 м до 1125–1500 м идентифицировано пять крупных продуктивных резервуаров H_2, приуроченных преимущественно к карбонатным коллекторам, перекрытым долеритовыми толщами [12].

Выполненное обобщение сведений об условиях генерации и локализации водорода в литосфере дополнено автором анализом понятий, сопряженных с термином «природный водород (native /natural/geological hydrogen)» (рис. 2). На этой основе стало возможным уточнение роли гидрогеологических, геохимических, литологических признаков и механизмов водородообразования, а также условий локализации H_2.

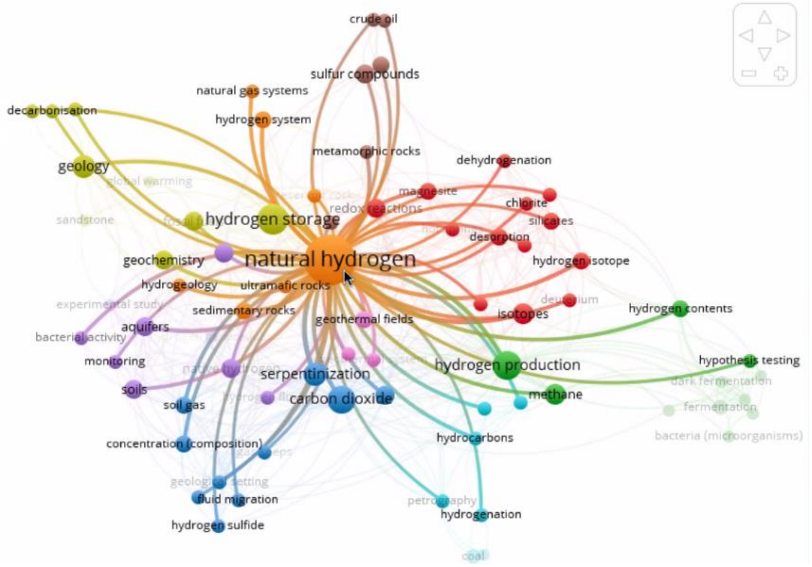


Рис. 2. Тематический ландшафт термина «природный водород (native /natural/geological hydrogen)» по результатам библиометрического анализа
(на основе базы данных Scopus за период 20 лет, программное обеспечение VOSviewer)

На основе собранных материалов автор также подтверждает обратную зависимость объемных содержаний водорода и метана в газовых смесях (рис. 3). Эту закономерность В.П. Исаев образно назвал «геохимическим антагонизмом водорода и метана» и связал ее с геологической деятельностью микробиологических сообществ [13].

Процесс сульфатредукции под контролем микробиологической деятельности и в присутствии органических кислот может приводить к генерации водорода.

$$SO_4^{2-} + 2C_{орг.} = S^{2-} + CO_2 \rightarrow (CO_2 + H_2O = H_2CO_3)$$

$$SO_4^{2-} + C_2H_5COOH + 2H_2O \rightarrow S^{2-} + CH_3COOH + CO_2 + H_2$$

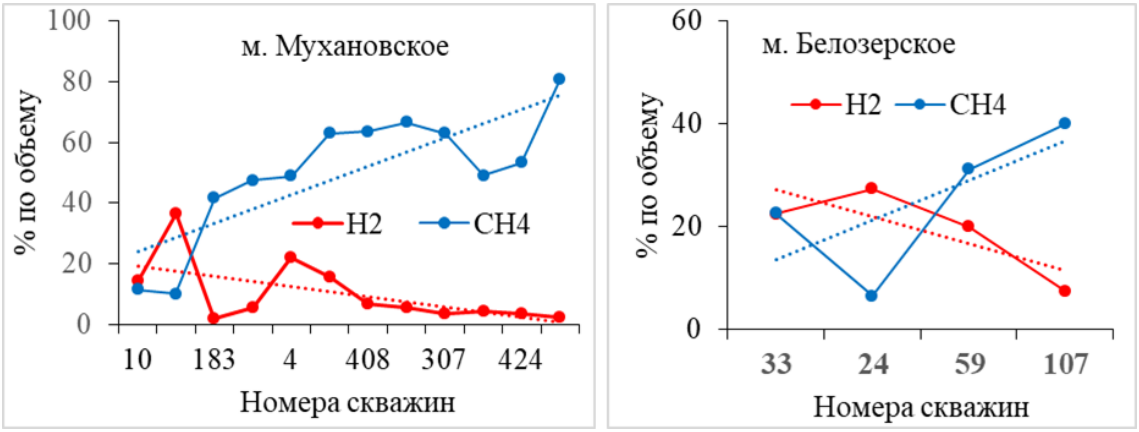


Рис. 3. Содержание водорода и метана в составе газов, растворенных в пластовых водах, каменноугольных и девонских отложений Восточно-Жигулевского района в Поволжье (по данным [14])

Завершая неполное изложение совокупности геологических исследований, направленных на выявление генетических источников природного водорода, отметим, что научной составляющей этой проблемы следует считать: выявление геологических критериев поисков и разведки выходов водородных потоков на технически доступных глубинах; уточнение механизмов локализации значительных объемов УВ; 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 (тема «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № 122022800276-2).

Литература

1. *Coveney R.M., Jr., Goebel E.D., Zeller E.J.* et al. Serpentinization and the origin of hydrogen gas in Kansas // AAPG Bulletin. 1987. Vol. 71, No. 1. P. 39–48. https://doi.org/10.1306/94886D3F-1704-11D7-8645000102C1865D

2. *Etiopeab G., Schoellc M., Hosgörmezd H.* Abiotic methane flux from the Chimaera seep and Tekirova ophiolites (Turkey): Understanding gas exhalation from low temperature serpentinization and implications for Mars // Earth and Planetary Science Letters. 2011. Vol. 310, No. 1–2. P. 96–104. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2011.08.001

3. *Левшунова С.П.* Водород и его биохимическая роль в образовании углеводородных газов в осадочных породах земной коры: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. М., 1994.-42 с.

4. *Леин А.Ю., Богданов Ю.А., Сагалевич А.М.* и др. Новый тип гидротермального поля на Срединно-Атлантическом хребте (поле Лост-Сити, 30° с.ш.) // Доклады Академии наук. 2004. Т. 394, № 3. С. 380–383.

5. *Навроцкий О.К.* Эволюционно-геохимические условия генерации УВ и формирование их залежей в подсолевых отложениях (на примере Прикаспийской НГП): Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Л., 1990. 48 с.

6. *Абрамова О.П., Филиппова Д.С.* Геобиологические особенности хранения водород-метановых смесей в подземных резервуарах // SOCAR Proceedings. 2021. № S2.С. 66–74. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200548

7. *Вовк И.Ф*. Радиолиз подземных вод и его геохимическая роль. М.: Недра, 1979. 231 с.

8. *Abrajano T.A., Sturchio N., Bohlke J.K.* et al. Methane-hydrogen gas seeps, Zambales Ophiolite, Philippines: Deep or shallow origin? // Chemical Geology. 1988. Vol. 71, No. 1–3. P. 211–222. https://doi.org/10.1016/0009-2541(88)90116-7

9. *Sano Y., Urabe A., Wakita H., Wushiki H.* Origin of hydrogen-nitrogen gas seeps, Oman // Applied Geochemistry. 1993. Vol. 8, No. 1. P. 1–8. https://doi.org/10.1016/0883-2927(93)90053-J

10. *Дмитриев Л.В., Базылев Б.А., Силантьев С.А.* и др. Образование водорода и метана при серпентинизации мантийных гипербазитов океана и происхождение нефти // Russian Journal of Earth Sciences. 1999. Т. 1, № 6. С. RJE00030. https://doi.org/10.2205/2000ES000030

11. *Нестеров И.И.* Критерии прогноза нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западной Сибири: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Тюмень, 1966. 32 с.

12. *Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B.* Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 42. P. 19315–19326. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193

13. *Исаев В.П.* Геохимия нефти и газа: Курс лекций. Иркутск: Изд-во Иркутского гос. ун-та, 2010. 197 с.

14. Пластовые воды палеозойских отложений Куйбышевского Поволжья / Под ред. М.И. Зайдельсон, А.Н. Козина. Куйбышев: НИИНП, 1963. (Труды Куйбышевского государственного НИИ нефтяной промышленности «КуйбышевНИИ НП». Вып. 22). 199 с.

Оценка развития промышленной добычи нефти и газа Вьетнама в 1981–2022 гг.

Чинь Куок Винь[1,2,3]
1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
2 – МГИМО (У) МИД РФ, РФ, 119454, г. Москва, пр-т Вернадского, д. 76
3 – СП «Вьетсовпетро», Вьетнам, провинция Бария-Вунгтау, г. Вунгтау, квартал Тхангньи, ул. Ле Лой, д.105
E-mail: vinhtq95@gmail.com

Аннотация. В работе рассмотрены вопросы развития нефтегазовой отрасли Вьетнама, дана оценка эффективности национальных нефтегазовых корпораций страны и краткое описание месторождений нефти и газа. Автором проанализированы основные проблемы отрасли – импорт нефти при наличии собственной, высокие цены на бензин и предложены варианты их решения.
Ключевые слова: нефтегазовая промышленность Вьетнама, месторождения нефти и газа Вьетнама, международное сотрудничество в области добычи нефти и газа Вьетнама, цена на бензин во Вьетнаме.

Фактическое состояние добычи на крупных и потенциальных месторождениях нефти и газа в осадочных бассейнах Вьетнама. По данным ОПЕК, запасы нефти Вьетнама составляют около 700 млн тонн (4,4 млрд баррелей) и занимают 26-е место в мире. По данным Vietnam Energy Magazine, объем газа Вьетнама оценивается в 871 млрд м^3. Большая часть месторождений нефти и газа Вьетнама сосредоточена в осадочных бассейнах. В настоящее время во Вьетнаме насчитывается 8 нефтегазоносных бассейнов, в том числе бассейны Красной реки, Хоангша, Фу Кхан, Кыулонг, Нам Кон Шон, Ты Чин - Вунг Май, Чыонг Ша и Малай - Тхо Чу. Большая часть известных нефтяных месторождений сосредоточена в осадочных бассейнах Куулонг и Нам Коншон. К настоящему времени во Вьетнаме открыто более 80 нефтяных месторождений, но введено в эксплуатацию только 30. Среди 8 нефтяных месторождений с наибольшими запасами лидирует месторождение Батьхо, расположенное в осадочном бассейне Куулонг блока 9-1, эксплуатируемое совместным вьетнамско-российским нефтегазовым предприятием «Вьетсовпетро».

Месторождение Баххо расположено на востоке, в 145 км от побережья города Вунгтау, введено в эксплуатацию в 1988 г. и является месторождением с наибольшими запасами нефти на континентальном шельфе Вьетнама. Это месторождение с наибольшей добычей, с запасами более 318 млн тонн (2 млрд баррелей) нефти и производительностью около 12560 тонн (79 000 баррелей) нефти в день ежегодно приносит стране миллиарды долларов.

От месторождения Батьхо к берегу проложен газопровод, снабжающий завод по производству сжиженного газа Динь Ко, электростанцию Ба Риа и энергетический центр Фу Ми, расположенный в 40 км от Вунгтау. Раньше этот газ сжигали на месторождении в факелах, так как обработка больших объемов требовала сложной и дорогой техники, а условия эксплуатации в море были и остаются весьма сложными.

Причина, по которой цены на бензин во Вьетнаме все еще высоки. Согласно отчетам, в 2021 году общая добыча нефти в сутки составляла около 206 000 баррелей. В связи с этим

произошло значительное сокращение экспорта сырой нефти и продуктов нефтепереработки собственной добычи.

Вьетнам не импортирует сырую нефть из Российской Федерации, несмотря на скидку для дружественных стран. Российская нефть имеет много примесей, подходит только для стран с передовыми технологиями нефтепереработки в Европе, Индии и Китае, а также затраты на транспортировку российской нефти намного выше, чем на нефть Западной Азии [1].

Еще одной причиной высоких цен на бензин во Вьетнаме является необходимость импорта готовых нефтепродуктов из-за рубежа. В настоящее время это самая удобная, но имеющая высокую стоимость форма сотрудничества. Страны, в которые Вьетнам импортирует больше всего готовых нефтепродуктов, это Сингапур, Малайзия, Таиланд, Корея и Китай. Большинство этих стран географически близки к Вьетнаму, поэтому стоимость доставки невелика. Все эти страны и Вьетнам имеют дипломатические отношения, подписали множество торговых соглашений, но ввоз готовой продукции очень дорог, Вьетнам сводит эту форму к минимуму.

В среднем Вьетнам ежегодно потребляет от 20,5 до 21 млн $м^3$ нефти. При этом в 2016 году Вьетнам импортировал 12,9 млн $м^3$ готовых нефтепродуктов, а к 2021 году импорт снизился до 6,9 млн $м^3$. Это связано с увеличением поставок с нефтеперерабатывающих заводов Dung Quat и Nghi Son. Ежегодно 2 завода поставляют от 10–13 млн $м^3$ готовых нефтепродуктов, что составляет почти 70% потребительского спроса.

Эффективная работа нефтеперерабатывающих заводов играет важную роль в стабилизации цен на нефтъ во Вьетнаме.

Литература

1. *Вовк В.С., Османов В.Г., Евдошенко Ю.В.* К богатствам Желтого Дракона: Очерки по истории российско-вьетнамского сотрудничества в области нефти и газа. М.: Кучково поле, 2018. 356 с.

Уточнение тектонического строения фундамента Среднеобской нефтегазоносной области

Шарапов А.С.
Тюменский индустриальный университет,
РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38
E-mail: sharapov.anatoliy.sergeevich@gmail.com

Аннотация. Актуальность работы обусловлена необходимостью изучения влияния строения фундамента на формирование, размещение и геологическое строение залежей углеводородов. Изучение проведено на примере центральной части Среднеобской нефтегазоносной области. Цель работы – изучить роль строения фундамента и дегазации на формирование многопластовых высокопродуктивных месторождений в центральной части Среднеобской нефтегазоносной области. Методика исследования заключается в построении карт градиентов магнитного поля и поля силы тяжести. По результатам исследования на изучаемом участке выявлены две вулканические постройки и ряд кольцевых структур. В пределах всех этих объектов располагаются крупные нефтяные месторождения (Покачевское, Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское) с большим интервалом продуктивности (от среднеюрских до верхнемеловых). Все они характеризуются наличием высокодебитных скважин с высокими показателями отбора нефти.
Ключевые слова: дегазация, строение фундамента, вулкано-тектоническая депрессия, палеовулканы, кольцевые структуры, месторождения углеводородов, Среднеобская нефтегазоносная область.

Многие исследователи считают, что одним из важнейших факторов формирования нефтяных и газовых залежей является вертикальная миграция углеводородов (УВ). В связи с этим актуальной является проблема выделения зон вертикальной миграции УВ. Этой проблеме посвящены работы Р.М. Бембеля, В.И. Богоявленского, Б.М. Валяева, А.Н. Дмитриевского, А.Э. Конторовича, Н.А. Кудрявцева, В.Н. Ларина, А.А. Нежданова, Н.И. Павленковой и многих других [1–8].

Цель работы – изучить роль строения фундамента и дегазации на формирование многопластовых высокопродуктивных месторождений в центральной части Среднеобской нефтегазоносной области. Для этого автором построены карты градиента магнитного поля и градиента поля силы тяжести. Эти карты позволили уточнить строение фундамента на локальном уровне и выявить зоны вертикальной миграции УВ.

Так, на карте градиента магнитного поля были выявлены кольцевые структуры (рис. 1) и палеовулкан (рис. 2а), приуроченный к Вынгапуровскому прогибу [9], а по карте градиента силы тяжести была выявлена вулкано-тектоническая депрессия в пределах Верхнетромъеганского выступа [9], (рис. 2б). Затем в пределах этих зон проведен совместный анализ геологического строения и геолого-промысловой информации.

На следующем этапе на эти карты были нанесены: контуры залежей, максимальные дебиты и накопленные отборы по скважинам; содержание углекислого газа, азота, водорода, гелия, аргона в пробах нефти; газосодержание и плотность нефти.

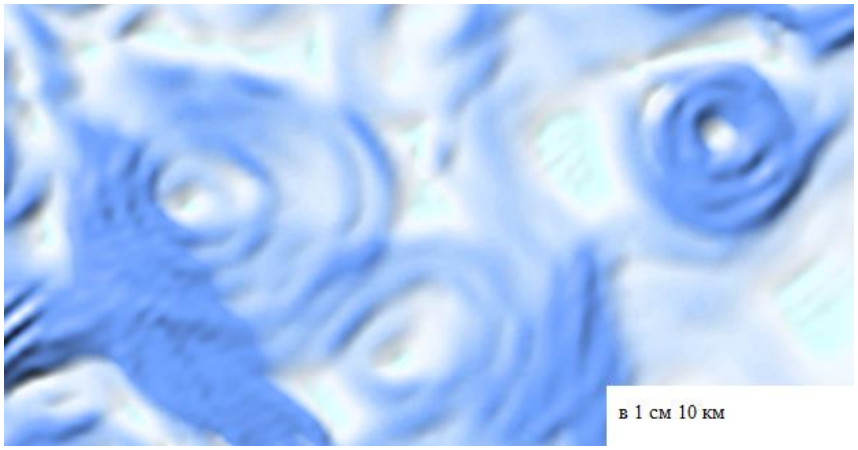
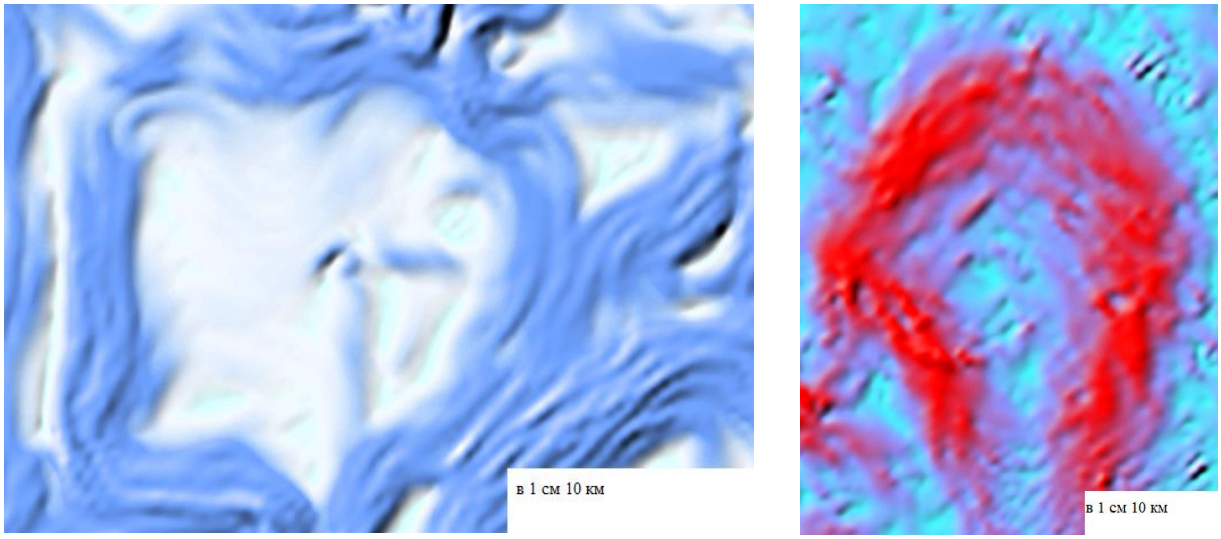


Рис. 1. Карта градиента магнитного поля с выявленными кольцевыми структурами



а б

Рис. 2. Карты:
а – градиента магнитного поля с выявленным палеовулканом, приуроченным к Вынгапуровскому прогибу [9],
б – градиента силы тяжести с выявленной вулкано-тектонической депрессией в пределах Верхнетромъеганского выступа [9]

При совместном анализе геолого-геофизической и геолого-промысловой информации получены следующие результаты:

– На территории Северо-Покачевского месторождения выявлена кольцевая структура в фундаменте. В пределах данной структуры выше по разрезу располагаются залежи $Ю_2$, $Ю_1$, $Ю_0$-АЧ, Ач и $БВ_{10}$. Залежи пластов $Ю_2$ и $Ю_1$, расположенные выше по разрезу над кольцевой структурой, характеризуются высоким газосодержанием. В одной из скважин по глубинной пробе нефти газосодержание составляет: в $Ю_2$ – 1200, в $Ю_1$ – 800 $м^3/т$. За пределами данной структуры расположена только залежь $Ю_1$ со средним газосодержанием 80 $м^3/т$. Также в пределах данной структуры выше по разрезу расположены высокодебитные скважины – в одной из разведочных скважин получена нефть дебитом 270 т/сут из залежи пласта $Ю_1$.

– Вулкано-тектоническая депрессия, приуроченная к Верхнетромъеганскому выступу (см. рис. 2б), имеет размеры 75 × 52 км. В пределах данной структуры отобран керн из фундамента. По данным керна породы фундамента представлены туфопесчаниками. В зоне вулкано-тектонической депрессии выше по разрезу располагаются высокодебитные скважины с дебитом более 250 т/сут.

– По данным анализа проб нефти и газа из пластов АЧ, $БС_{10}$ и $Ю_1$, расположенных над центром вулкано-тектонической депрессии Верхнетромъеганского выступа (см. рис. 2б) УВ характеризуются содержанием водорода 0,1–3,17%; углекислого газа – 5,5–11,5%; азота – 4,2–12,5%. Также, залежи над кольцевыми структурами характеризуются повышенным содержанием углекислого газа и азота. Так, на Ватьеганском месторождении, которое располагается в зоне кольцевой структуры, анализы пробы нефти из вышележащих залежей в одной из скважин показали высокое содержание углекислого газа (более 85%), в другой скважине – азота (более 50%).

В работе изучено геологическое строение фундамента центральной части Среднеобской нефтегазоносной области по данным грави- и магниторазведки. Выделены вулканические постройки: палеовулкан и вулкано-тектоническая депрессия, кольцевые структуры, которые оказывают значимое влияние на нефтегазоносность вышележащих отложений.

Литература

1. *Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р.* Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 344 с.

2. *Богоявленский В.И.* Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра // Бурение и нефть. 2014. № 9. С.13–18.

3. *Валяев Б.М., Титков Г.А., Чудецкий М.Ю.* О генезисе изотопно-легкого метана нефтегазовых // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2002. С. 108–134.

4. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А*. Нефтегазоносность фундамента Западной Сибири и Вьетнама // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. № 1(16). С. 1. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-16.art1

5. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К*. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

6. *Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа Л.: Недра, 1973. 216 с.

7. *Ларин В.Н.* Гипотеза изначально гидридной Земли. М.: Недра, 1975. 73 с.

8. *Нежданов А.А., Огибенин В.В., Смирнов А.С*. и др. Роль флюидодинамических процессов в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири // Материалы XVI Координационного геологического совещания ОАО «Газпром». М.: Газпром экспо, 2013. С. 40–54.

9. Государственная геологическая карта Российской федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Западно-Сибирская серия. Лист P-43- Сургут. Объяснительная записка. СПб.: Изд-во СПб картфабрики ВСЕГЕИ, 2010. 265 с. http://webmapget.vsegei.ru/index.html (Дата обращения 22.09.2022).

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ: Разработка месторождений, численное моделирование пластов

Абусалимов Э.М., Соловьев А.В., Зарипов А.А., Шарифуллин А.Р., Ситдиков М.Р. Адаптация математических моделей кислотного растворения карбонатных коллекторов по результатам лабораторных исследований 4
Автомонов П.Ю. Анализ работы добывающих скважин с различными системами заканчивания в низкопроницаемых коллекторах 6
Астанина А.А. Применение SLD-модели для расчета фазового поведения газоконденсатного флюида в плотном коллекторе 8
Бакиров Н.Р., Сарманов С.Э., Каушанский Д.А. Перспектива применения полимерно-гелевых систем в герметизирующем элементе надувных пакерных систем 12
Борисенко Д.О., Махамбетова М.Д., Убайханова Ф.С. Исследование характеристик газожидкостной смеси при применении поверхностно-активных веществ с целью улучшения их пенообразующих свойств 17
Васин А.С., Абодиаб А., Подопригора Д.Г. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяного месторождения методами интенсификации притока 19
Вяткин И.А. Сравнительный анализ фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений Южно-Русского месторождения, полученных методами гидродинамических исследований скважин 21
Горелкина Е.И. Способы повышения КПД жидкостно-газового эжектора 24
Гулиев Р.З. Оптимизация процесса заводнения нефтяных пластов в условиях неоднородности и неопределенности геологических свойств 27
Гуляев Д.Н., Соловьева В.В., Бакинова Е.В. Усовершенствование технологии исследования горизонтальных скважин на основе численного моделирования многокомпонентных притоков 31
Дрозд А.С., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Изучение возможностей 3D-моделирования и аддитивных технологий на основе термопластичных материалов для ограничения выноса песка в добывающих скважинах 34
Калистратов К.А., Новиков А.М., Зубанков В.С. Методика подбора способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках 37
Красеньков С.В., Шотиди К.Х. Кабельный электрообогрев скважин как способ борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями 41
Кременецкий М.И., Соловьева В.В. Возможности стационарного мониторинга температуры в стволе при изучении динамики производительности эксплуатационных скважин 44
Курдагия Н.Э., Шарнов А.И. Производительность установки электрического плунжерного насоса при прогреве призабойной зоны скважины 48
Кусочкова Е.В. Развитие алгоритмов моделирования распределения состава с глубиной для нефтегазоконденсатных залежей 52
Лаврова С.В., Шестаков Р.А. Исследование изменения распределения давления по длине газопровода при перекачке метано-водородной смеси 55
Лисовская Е.А., Тонконогова М.Г. Анализ эффективной выработки запасов одного из месторождений Ближнего Востока 59
Мазо А.Б., Хамидуллин М.Р., Поташев К.А., Ураимов А.А. Упрощенная модель двухфазной фильтрации для горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта 61

Миронова В.А. Ретроспективный анализ разработки и эффективности системы поддержания пластового давления длительно разрабатываемого месторождения Западной Сибири 65
Мо Цзяли, Михайлов Н.Н. Обоснование технологий доизвлечения остаточной нефти на основе изучения ее подвижности и распределения в межскважинной области 68
Мухина М.В., Ураимов А.А., Поташев К.А. Моделирование притока двухфазной смеси к трещинам многозонного гидроразрыва пласта с помощью трубок тока 72
Никонорова А.Н., Ерастова В.А. Возможности термических исследований для оценки параметров трещин гидроразрыва пласта 75
Никонорова А.Н., Наумов А.С. Результативность термометрии нагнетательных скважин при диагностике и оценке межпластовых перетоков по стволу и трещинам гидроразрыва пласта 79
Прохорова А.А. Применение пароциклической обработки скважины в качестве технологии интенсификации притока нефти 83
Рябко Д.А. Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения рассола при строительстве солевых каверн подземных хранилищ газа 85
Сентемов А.А., Дорфман М.Б. Теория инвазивной перколяции при моделировании соляно-кислотной обработки 89
Стрижаков Е.А., Тарариев С.Р., Поляков Д.В. Результаты разработки алгоритма для интегрированного моделирования месторождений нефти и газа 92
Тонконогова М.Г., Сваровская Н.А., Колбеева Л.Н., Хабибуллина А.А. Практические примеры дифференциации кривых относительных фазовых проницаемостей для численного моделирования 96
Шадский Р.А., Денисова Н.И. Моделирование технологии одновременной изолированной добычи и закачки 98
Шевченко Б.С., Акимов А.Г., Зиазев Р.Р. Экспресс-оценка распределения добычи по фрак-портам на основе данных гидроразрыва пласта 100
Шупик Н.В., Саляхова А.Р. Исследование особенностей обводнения разветвленных скважин 103

СЕКЦИЯ: Экологические проблемы нефтегазового комплекса

Аковецкий В.Г., Рамирес Суарес Х.А. Космические мониторинговые наблюдения нефтегазопроявлений на акватории озера Маракайбо: геологические и геоэкологические аспекты 108
Алиев А. Оценка эффективности применения гидроциклонных установок для очистки промысловой воды на примере ПАО АНК «Башнефть» 113
Богоявленский И.В., Никонов Р.А. Геоэкологический мониторинг Сеяхинского кратера газового выброса в ЯНАО 115
Богоявленский И.В., Широбоков М.П. Полевые и дистанционные исследования опасных геологических объектов в Центральной и Арктической частях России 119
Горбылева Я.А. Исследование утилизации выхлопных газов жидкостно-газовым эжектором для повышения нефтеотдачи при водогазовом воздействии на пласт 123
Грачёв-Брокопп Н.К. Проекты по улавливанию и хранению CO_2 на предприятиях нефтегазового сектора 126
Григорьев П.Н., Усольцев И.А. Потенциал снижения углеродного следа за счет применения водородного и метано-водородного топлива 128
Зубрицкая У.И. Воздействие нефтегазовой промышленности на экосистему животного мира: правовой аспект 131

Кревень Д.В., Плетнева К.А., Драчук А.О., Молокитина Н.С. Образование гидратов метана в замороженных растворах биополимеров 133
Кузьмин Д.К. Аномальные деформации разломных зон как источник эколого-промышленной опасности объектов нефтегазового комплекса 136
Лищук А.Н., Степанов Д.О. Экологические риски добычи на малодебитном фонде скважин: причины и способ их устранения 139
Сафарова Е.А. Влияние хемолитоавтотрофов на утилизацию углекислого газа как дополнительный аспект выбора объектов его размещения 141
Семянцева П.К. Этап биоочистки в очистных сооружениях с обратным осмосом 145
Спицына Е.А., Якуцени С.П. Геоэкологические аспекты функционирования объектов размещения отходов вблизи предприятий нефтехимии 147
Титова А.В. Экологический маркетинг для российских предприятий: тренды развития 151
Харыбина А.С., Желтова А.И., Гук М.А. Развитие склоновых процессов в пределах полосы землеотвода транссахалинской трубопроводной системы на примере Макаровского района 153
Черепова А.Е., Ушакова Е.С. Разработка магнитного нефтесорбента в лабораторных условиях 157

СЕКЦИЯ: Вопросы цифровизации, управления и экономики нефтегазового комплекса

Аникаева А.Д. Цифровизация производственных процессов нефтегазодобывающих компаний посредством интегрированных приложений ArcGIS 162
Ахметзянов Р.А. Применение методов машинного обучения и искусственного интеллекта для аппроксимации коэффициента сжимаемости природного газа 166
Базуев И.В. Цифровизация процессов единой системы управления производственной безопасностью 169
Банерджи Т., Шестаков Р.А. Экономическая оценка выноса водных скоплений из трубопровода с помощью противотурбулентных присадок 173
Ванчугов И.М., Шестаков Р.А. Исследование влияния телескопичности нефтепродуктопровода на процесс смешения партий нефтепродуктов при последовательной перекачке 176
Ванчугов И.М., Шестаков Р.А. Математическая модель криогенного трубопровода выносного сооружения налива сжиженного природного газа 180
Грушев А.В. Построение цифровой модели происшествий на предприятии 183
Жбанова Ю.А. Методические аспекты оценки эффективности внедрения цифровых технологий в нефтегазовой области 186
Карамли Шахин Сардар оглы, Сергеев А.А. Оптимизация работы газокомпрессорной станции и системы подготовки с помощью модели площадного объекта (на примере объекта ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ») 189
Красюк П.П. Актуальные вопросы информатизации сферы закупок 190
Куконкова А.М. Проблемы эффективности налогового контроля в условиях цифровизации экономики 194
Лазорин Д.С., Правиков Д.И. О подходах к обеспечению информационной безопасности цифровых двойников 197
Мигманов Р.Р., Пономарев Р.Ю., Зиазев Р.Р. Критический анализ применения методов нейросетевого моделирования 199

Минуллин Б.Р., Хисматуллина Ф.С. Оценка технологической эффективности реализации водогазового воздействия на пласт $ЮК_{0-1}$ одного из месторождений Западной Сибири 203
Мурыськина К.И., Новиков А.Н., Донских Д.А. Создание и применение концептуальной интегрированной модели системы межпромыслового транспорта товарной продукции с целью контроля ограничений наземной инфраструктуры 205
Мухина А.Г. Разработка аналитического решения для интегрированного автоматизированного управления процессами добычи нефти и газа 208
Позднякова Т.С., Маслак О.В. Повышение рентабельности разработки месторождений путем совершенствования системы налогового стимулирования 212
Попова А.Г. Возможные направления развития сети автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, реализующих компримированный природный газ в Московской области 216
Прокопчик И.С. Технология блокчейн как ключевой фактор развития нефтегазовой индустрии 221
Шматин А.К. Преимущества внедрения SMART-стандартов для нефтегазового производства 223
Юнкина А.А. Возможности и риски цифровой трансформации операционной деятельности организаций нефтегазового комплекса 225

СЕКЦИЯ: Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

Бевзо М.О., Исаева А.В. Расчет фазовых равновесий углеводородов методом прямой минимизации энергии с использованием уравнения состояния PC-SAFT 229
Ватузов С.М., Лосев А.П. Исследование и подбор состава для изоляции керна 233
Дорфман М.Б., Пустова Е.Ю., Хрипкова Е.А., Коршакова Р.В. Методы проведения SARA-анализа: тонкослойная хроматография и разделение на адсорбционной колонке 236
Дульченко А.А. Анализ характеристик водонефтяных эмульсий 239
Ермоловский А.В., Невестенко М.А., Тарасова Ю.С., Садманова М.В. Решение актуальных вопросов геологоразведки и эксплуатации месторождений с применением геохимических исследований 241
Климов Д.С., Гарифуллина Ч.А. Экспериментальная оценка методов повышения эффективности утилизации углекислого газа на железосодержащих наполнителях с генерацией экологически чистых энергоносителей 245
Копанчук И., Кеворкянц Р., Ховенталь П., Марле К., Мальцева А., Вишняков А. Исследование IFT системы модельная нефть–рассол в скважинных условиях 249
Кулиев Э.А., Федореева М.А. Определение пористости различных типов коллекторов для подсчета запасов и проектов разработки 252
Лян Шуан. Динамические фильтрационные свойства коллектора 256
Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Мерзляков К.К., Давыдов Д.О., Мамедов А.А. Аспекты фильтрационных испытаний гидрофобизирующих составов на насыпных моделях пласта 258
Муминов С.А., Попов С.Н. Экспериментальные исследования упруго-прочностных свойств карбонатного коллектора одного из месторождений Прикаспийской впадины 260
Ольхин А.С., Вишняков А.М. Анализ структуры и характеристик слабопроницаемых песчаников методом решеток Больцмана 262
Поплавский А.В., Семенов А.П., Новиков А.А., Курьяков В.Н., Мендгазиев Р.И. Получение теплоаккумулирующего материала на основе н-алканов с оболочкой из диоксида кремния 265

Савченко Е.Ю., Дунаева В.И., Курьяков В.Н. Методика определения критической концентрации мицеллообразования методом динамического и статического рассеяния света 267
Самохвалов Н.И., Зарипова Л.Ф., Коваленко К.В., Марутян О.О. Информативность метода ядерного магнитного резонанса для определения динамической пористости газонасыщенных коллекторов 271
Сеглюк В.С., Кучиерская А.А., Алехина Т.В., Новиков А.А. Фазовая диаграмма и межфазное натяжение в тройной системе вода – этанол – тетраэтоксисилан 273
Ульянова А.В., Чертина К.Н., Максимова Е.Н. Влияние галита на коллекторские свойства карбонатных пород Среднеботуобинского месторождения (нижний кембрий, Восточная Сибирь) 275
Химуля В.В., Барков С.О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта 278
Шарипов А.Ф. Определение давления насыщения нефти газом объемным методом в сканирующем режиме измерения 282
Шарипов А.Ф., Наренков Р.Ю. Современный подход к проведению ступенчатой сепарации пластовой нефти на установках фазового равновесия 286

СЕКЦИЯ: Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Андреев Е.А., Сребродольская М.А. Автоматическая оценка достоверности определения относительного угла падения пластов и трещин по данным сканирующих геофизических приборов 292
Афанасьева Н.О., Морочко А.Ф. Исследование естественных нефтепроявлений в южной части Каспия с целью оценки объема выбросов углеводородов 295
Бачурин И.И., Лосев А.П. Разработка инструментальной методики определения нефтебитумонасыщенности горных пород с использованием люминесцентной спектроскопии 299
Волков Д.С. Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных на этапе поисков и прогноза высокоемких коллекторов и детализации структурно-тектонической модели на примере площади в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне 301
Гумерова Р.Р. Гидрохимические особенности северо-западной части Прикаспийской впадины (на примере Карпенского газоконденсатного месторождения) 305
Гурова Д.И. О методологии построения новых моделей залежей в палеозойских отложениях Верхнепечорской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на основе переинтерпретации данных ГИС и сейсморазведки 309
Драбкина А.Д. Перспективы нефтегазоносности рифогенных нижнепермских отложений юга Хорейверской впадины Тимано-Печорской провинции 313
Ершов А.В. О перспективах поисков залежей нефти в нижнепермских природных резервуарах на примере Сандивейского месторождения 317
Зинатуллина Л.И. Перспективы нефтегазоносности нижнего этажа – доюрских и нижне-среднеюрских отложений севера Западной Сибири 321
Кишанков А.В. Миграция углеводородов к приповерхностным отложениям в Баренцевом море в связи с четвертичными оледенениями на основе двухмерного бассейнового моделирования 325
Кочетов М.В., Шепелев А.А., Челышев С.В. Надводная гравиметрия в комплексе с гидромагнитометрией в рамках выполнения инженерно-геологических изысканий на шельфе 329

Погодаева А.М., Немова В.Д. Опыт реализации методики интерпретации данных ГИС с учетом результатов лабораторных исследований керна в интервале верхнеюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна 331
Ромащенко С.Ю. Комплексная оценка влияния литологических и структурных факторов на проницаемость пород-коллекторов 335
Севостьянова Р.Ф. Сравнительный анализ геофлюидодинамических условий севера Непско-Ботуобинской и Вилюйской нефтегазоносных областей 337
Скоробогатова Е.В. Геологические предпосылки и генетические возможности крупного газонакопления в недрах Ямало-Карского региона Западно-Сибирской мегапровинции 340
Сребродольская М.А. Азимутальная оценка коэффициентов проницаемости по данным гамма-гамма литоплотностного метода в горизонтальных скважинах в процессе бурения 344
Суслов А.А. Новые данные о перспективности северо-западной бортовой зоны Прикаспийской впадины 348
Трутнева О.В., Сауткин Р.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории Анадырского бассейна и сопредельных территорий 352
Филиппова Д.С. К проблеме поисков концентрированных природных источников водорода (анализ генетических признаков водородообразования) 356
Чинь Куок Винь. Оценка развития промышленной добычи нефти и газа Вьетнама в 1981–2022 гг. 361
Шарапов А.С. Уточнение тектонического строения фундамента Среднеобской нефтегазоносной области 363

Электронное издание

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

V ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ *«АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА»,*

20–21 октября 2022 г.

Сборник трудов

Ответственный редактор:
Селиверстова М.Е.

Компьютерная верстка:
Дацко Т.Г.

Технический редактор:
Чигарев В.Б.

Редакционно-издательский отдел
Института проблем нефти и газа РАН
119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

СЕРЕБРЯНЫЙ ПАРТНЕР

АССОЦИАЦИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ГАЗПРОМ

ПАРТНЕРЫ

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
1992–2022 30 лет

Диазоний

МЕДИАПАРТНЕРЫ

ROGTEC
РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Информационно-аналитический журнал
ТЭК
стратегии развития

Автоматизация в нефтегазовой области
отраслевой научно-производственный журнал

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

gr SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL GEORESURSY

АРКТИКА
ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА
НАУЧНЫЙ И ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ГАЗОВЫЙБИЗНЕС
ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО
WWW.OIL-INDUSTRY.RU

Sphere. Oil and Gas
сферанефтьигаз.рф
СФЕРА
НЕФТЬ И ГАЗ
всероссийский отраслевой информационно-технический журнал