300 Лет Российская Академия Наук

35 лет ИПНГ

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

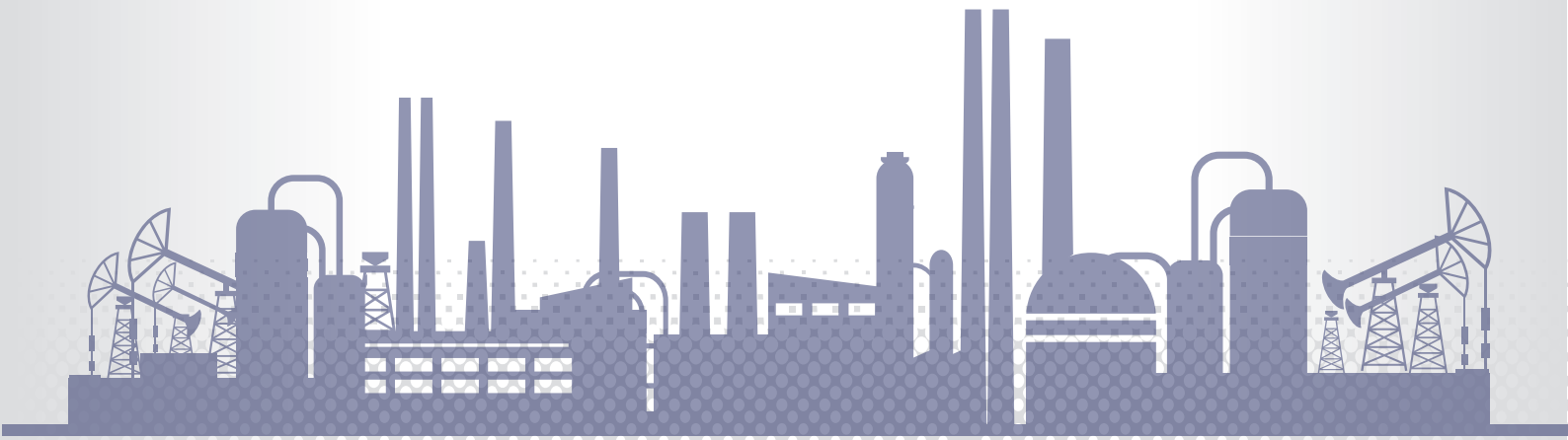
ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЙ БАЗИС ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПОСВЯЩЕННАЯ 35-ЛЕТИЮ ИПНГ РАН

СБОРНИК ТРУДОВ

17-19 ОКТЯБРЯ 2022 г.



г. МОСКВА

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ

«Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности»,

посвященная 35-летию ИПНГ РАН

Сборник трудов

г. Москва
17–19 октября 2022 г.

УДК 553.9+622.276+622.279+544.015.4

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ

«Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», посвященная 35-летию ИПНГ РАН

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:
Закиров Эрнест Сумбатович, д.т.н., директор ИПНГ РАН

Заместители председателя программного комитета:
Богоявленский Василий Игоревич, чл.-корр. РАН, д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович, д.т.н.

Члены программного комитета:
Абукова Лейла Азретовна, д.г.-м.н
Баганова Марина Николаевна, к.т.н.
Ерёмин Николай Александрович, д.т.н.
Михайлов Николай Нилович, д.т.н.
Поднек Виталий Эдуардович, к.ф.-м.н.
Скибицкая Наталья Александровна, к.г.-м.н.
Хитров Алексей Михайлович, к.г.-м.н.
Шиловский Андрей Павлович, к.г.-м.н.
Шустер Владимир Львович, д.г.-м.н.

Председатель организационного комитета:
Баганова Марина Николаевна, ученый секретарь ИПНГ РАН, к.т.н.

Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сборник трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 г.). – Москва: ИПНГ РАН, 2022. – 485 с.

В сборнике представлены материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 г., г. Москва). Освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований по проблемам нефти и газа, полученные сотрудниками академических институтов, вузов, производственных предприятий и отраслевых научно-исследовательских организаций.

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

© ИПНГ РАН, 2022

СЕКЦИЯ:
Актуальные вопросы рациональной разработки месторождений углеводородов

Комплексные исследования механизма и эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор турнейского яруса

Индрупский И.М.[1]*, Ибрагимов И.И.[2], Цаган-Манджиев Т.Н.[1], Аникеев Д.П.[1], Лутфуллин А.А.[3], Чиркунов А.П.[3], Шакиров Р.И.[3], Алексеева Ю.В.[1]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – Альметьевский государственный нефтяной институт,
РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 2
3 –СГ «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина,
РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
Email: *i-ind@ipng.ru

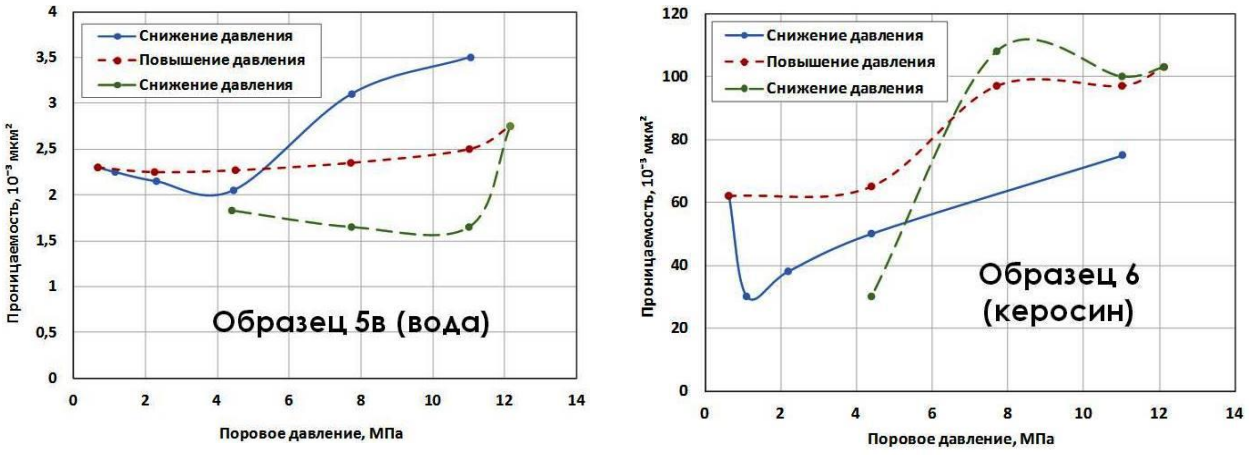
Аннотация. Представлены результаты комплексных лабораторных, численных и промысловых исследований по изучению механизма и оценке эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор турнейского яруса. Показано, что циклическое геомеханическое воздействие обеспечивает повышение проницаемости уплотненных нефтенасыщенных интервалов и снижает давление гидроразрыва пласта. На основе детального численного моделирования оценен возможный прирост коэффициента продуктивности скважины при циклическом геомеханическом воздействии с различной амплитудой. Проанализированы результаты апробации циклического геомеханического воздействия с комплексом контрольных гидродинамических и промыслово-геофизических исследований. Подтверждены основные выводы и оценки, полученные по результатам лабораторных исследований и численного моделирования.
Ключевые слова: циклическое геомеханическое воздействие, карбонатный коллектор, микротрещиноватость, коэффициент продуктивности, прирост коэффициента продуктивности, профиль притока, численное моделирование, секторная модель, опытно-промышленные работы, гидродинамические исследования.

Метод циклического геомеханического воздействия (ЦГВ) основан на увеличении проницаемости коллектора в околоскважинной зоне за счет формирования микротрещиноватости под действием сжимающих эффективных напряжений при глубоком снижении порового давления. Впервые эффект был экспериментально показан группой С.Н. Закирова (ИПНГ РАН) применительно к месторождению Тенгиз, что нашло отражение в патенте [1]. Близкие по механизму методы (георыхление, метод направленной разгрузки пласта, гидродинамическое сжатие пласта) развиваются и применяются сотрудниками Института проблем механики им. А.Ю. Ишлинского (ИПМех РАН) и некоторыми другими исследователями [2–4]. В отличие от этих методов, при ЦГВ полуцикл создания глубокой депрессии дополняется последующим полуциклом репрессии для раскрытия и дальнейшего роста созданных микротрещин [5]. По сравнению с гидравлическим разрывом пласта (ГРП), метод ЦГВ инициирует формирование не единичной преобладающей трещины, а распределенной области разуплотнения в околоскважинной зоне, что способствует более равномерному дренированию коллектора.

В данной работе рассматриваются результаты комплексных исследований по изучению механизма и оценке эффективности метода ЦГВ для карбонатного коллектора турнейского яруса на примере одного из месторождений Республики Татарстан.

На первом этапе работ с привлечением специалистов ТатНИПИнефть выполнялись лабораторные исследования на образцах керна по разработанной авторами специальной программе. Рассмотрено два варианта насыщения образцов: моделью пластовой воды и керосином с остаточной водой. Исследования проводились в условиях псевдотрехосного сжатия с моделированием пластовых горных напряжений. Поровое давление изменялось от начального пластового в цикле первичного снижения – последующего повышения – повторного снижения. На каждом этапе определялись текущее значение проницаемости по насыщающему флюиду и значения динамических упругих модулей.

По результатам лабораторных исследований отмечено уплотнение водонасыщенных образцов (снижение либо сохранение проницаемости при увеличении модуля Юнга – рис. 1а), что объясняется эффектом «water induced compaction» (уплотнения под воздействием воды) [6]. В образцах, насыщенных керосином, фиксируются признаки разуплотнения при снижении порового давления, последующий рост проницаемости при повышении давления и сохранение эффекта при вторичном снижении давления до начального или меньших величин (рис. 1б). Образцы с пониженными значениями модуля Юнга и повышенными величинами пористости (с вероятным присутствием микротрещин) характеризуются более интенсивным уменьшением проницаемости при первичном снижении давления. Для более плотных образцов, наоборот, отмечается наибольшее увеличение проницаемости в результате ЦГВ. Таким образом, по результатам лабораторных исследований можно ожидать прироста проницаемости от ЦГВ на добывающих скважинах турнейского яруса в необводненных и наиболее плотных интервалах при сохранении или снижении проницаемости в обводненных интервалах. В нагнетательных скважинах возможно некоторое снижение приемистости в промытых интервалах, но приобщение неработающих или слабо работающих толщин. Также по результатам экспериментов отмечено снижение давления ГРП для образцов после ЦГВ, что связано с уменьшением прочности и формированием микротрещин на стадии глубокого снижения порового давления.



а б

Рис. 1. Примеры экспериментальных зависимостей проницаемости от порового давления для образцов, насыщенных: а – водой; б – керосином с остаточной водой

По лабораторным данным построены гистерезисные зависимости изменения проницаемости от давления с учетом насыщения. Они использованы для оценки прироста коэффициента

продуктивности скважины от ЦГВ при различных амплитудах изменения забойного давления. Численное моделирование выполнялось на секторной модели со сгущающейся к скважине сеткой и минимальной ячейкой 0,5×0,5 м, что позволило детально учитывать влияние профиля давления на изменение проницаемости с учетом удаления от скважины. Оцененный по модели прирост стабилизированной величины коэффициента продуктивности скважины при характерных для объекта исходных данных составил от 17% до 62% в зависимости от амплитуд создаваемых депрессии и репрессии.

Моделирование ЦГВ с учетом переменного насыщения коллектора реализовано с помощью авторских скриптов с обработкой полей давления и насыщенности из гидродинамического симулятора. По ним рассчитывались множители проницаемости ячеек с учетом истории изменения давления и текущей водонасыщенности для обратной загрузки в симулятор и продолжения расчета до следующего отчетного момента времени.

Выполнено моделирование эффекта от ЦГВ для ряда сценариев эксплуатации обводняющейся скважины в пятиточечном элементе разработки: при безводной эксплуатации, при наличии подошвенной воды с проявлением конусообразования, при прорыве нагнетаемой воды по высокопроницаемому пропластку. Оценен технологический эффект от ЦГВ в виде прироста дебита жидкости, дебита нефти, изменения обводненности. При рассмотренных исходных данных прирост стабилизированного дебита нефти после ЦГВ составил по всем вариантам около 30%. Основной эффект достигался за счет увеличения дебита жидкости. В случае, когда интервал перфорации включал водонасыщенный интервал пласта, дополнительно отмечалось краткосрочное снижение обводненности, с последующим выходом на прежний уровень.

Для подтверждения отмеченных эффектов проведены опытно-промышленные работы по ЦГВ на скважине, эксплуатирующей пласт турнейского яруса. Работы сопровождались комплексом ГДИ (кривые восстановления давления (КВД)) и ПГИ (термометрия) до и после воздействия и постоянным мониторингом показателей работы скважины. Промежуточные ГДИ выполнялись после стадии снижения давления до создания репрессии. Создание депрессии осуществлялось регулированием режима работы штангового глубинного насоса, репрессии – закачкой небольшого объема дегазированной нефти по затрубному пространству. Объем последующей добычи флюида до вывода скважины на стабилизированный режим кратно превысил объем закачки, поэтому он не повлиял на оценку итоговых продуктивных характеристик и финальные КВД и ПГИ.

По результатам сопоставления данных фоновых (до воздействия), промежуточных и финальных ГДИ отмечается, что основной прирост коэффициента продуктивности формируется после этапа закачки. Данный результат согласуется с выводами из лабораторных экспериментов, где основной прирост проницаемости отмечался на этапе роста давления после создания максимальной депрессии за счет раскрытия формируемых микротрещин. На рис. 2 на едином билогарифмическом графике сопоставлены записи забойного давления и логарифмической производной для КВД 2 (перед закачкой) и КВД 3 (финальная). Прослеживается ожидаемый выход производных давления на одинаковую «полку» радиального режима. Также отчетливо виден существенный прирост продуктивности между КВД 2 и КВД 3.

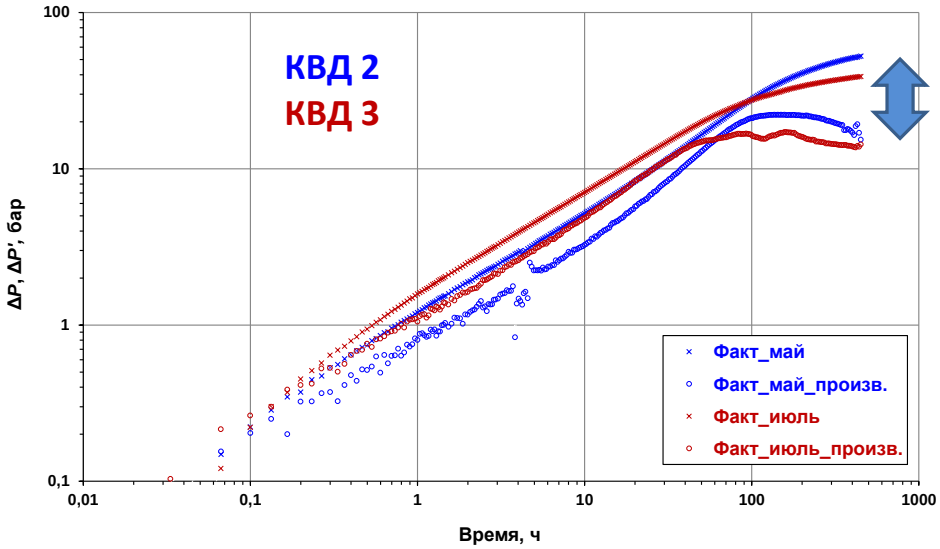


Рис. 2. Сопоставление билогарифмических графиков КВД 2 и КВД 3

Результаты интерпретации КВД представлены в табл. 1. Отмечается существенное уменьшение скин-фактора и увеличение коэффициента продуктивности. Прирост коэффициента продуктивности по жидкости в результате реализации ЦГВ оценивается в 44–49%, что согласуется с существенным увеличением дебита жидкости по сравнению с предшествующими показателями скважины на аналогичных режимах.

Таблица 1

Результаты интерпретации КВД 2 и КВД 3

Параметр	КВД 2	КВД 3
Кпрод, м^3/сут/бар	0,166	0,248
Проницаемость, мД	30	30
Скин-фактор	-3,24	-4,34
Пластовое давление, бар	70	70

По данным ПГИ, в результате циклического геомеханического воздействия произошло подключение к работе ранее не дренируемого интервала в прикровельной части пласта с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В целом профиль притока после воздействия более равномерно охватывает как верхнюю, так и нижнюю часть пласта. Приобщение не дренируемого интервала согласуется с выводом о преимущественном влиянии ЦГВ на наиболее плотные участки коллектора.

Отмечается рост обводненности с ~5 до ~20%, что можно связать с подключением в работу прикровельного интервала с пониженными ФЕС. Данное значение сохраняется при дальнейшей эксплуатации, т. е. обводнения скважины не происходит. С учетом изменения обводненности, прирост коэффициента продуктивности по нефти оценивается в 21–26%.

По финальной КВД 3 и дебиту на итоговом режиме можно утверждать, что повторное создание депрессии не привело к обратному снижению проницаемости околоскважинной зоны, что также согласуется с выводами из лабораторных исследований.

Таким образом, проведенный комплекс лабораторных, численных и промысловых исследований подтверждает перспективность циклического геомеханического воздействия для карбонатных коллекторов турнейского яруса и положительную избирательность воздействия по отношению к уплотненным нефтенасыщенным интервалам коллектора. Основные оценки и выводы по итогам апробации метода ЦГВ качественно и количественно согласуются с результатами лабораторных исследований и численного моделирования.

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), а также совместных исследований АГНИ и ПАО «Татнефть».

Авторы благодарят И.И. Гирфанова и И.Ф. Идиятуллина за реализацию лабораторных экспериментов и компанию Rock Flow Dynamics за возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

Литература

1. *Бакиров Э.А., Закиров С.Н., Щербаков Г.А.* и др. А.с. SU 1609978 A1. Способ обработки призабойной зоны пласта. № 4452586; Заявл. 30.06.88; Опубл. 30.11.1990 // Изобретения. Полезные модели. 1990. Бюл. № 44. 4 с. http://www1.fips.ru
2. *Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И.* Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления // Oil & Gas Eurasia. 2000. № 2. С. 90–94.
3. *Климов Д.М., Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Титоров М.Ю.* Пат. RU 2645684 C1. Способ направленной разгрузки пласта. № 2016139387; Заявл. 07.10.2016; Опубл. 27.02.2018 // Изобретения. Полезные модели. 2018. Бюл. № 6. 12 с. http://www1.fips.ru
4. *Хузин Р.Р., Андреев В.Е., Мухаметшин В.В.* и др. Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 688–697. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.8
5. *Закиров С.Н., Дроздов А.Н., Закиров Э.С.* и др. Пат. RU 2620099 C1. Способ повышения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. № 2016117960; Заявл. 10.05.2016; Опубл. 23.05.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 15. 16 с. http://www1.fips.ru
6. *Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W.* et al. Water induced compaction in the Ekofisk Field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56426-MS. https://doi.org/10.2118/56426-MS

Системная технология как важный элемент рациональной разработки нефтяных месторождений

Петраков А.М.[1]*, Жданов С.А.[1], Раянов Р.Р.[2], Байкова Е.Н.[3], Чукавина А.В.[3]
1 – АО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова, РФ, 127422, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10
2 – АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», РФ, 625019, г. Тюмень, ул. Республики, д. 211
3 – ОП АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», РФ, 127422, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10
E-mail:*ampetrakov@vniineft.ru

Разработка нефтяных месторождений в условиях заводнения залежей – сложнейший технологический процесс, протекающий при непостоянных во времени условиях и не поддающийся непосредственному наблюдению. Эффективные показатели разработки и высокую конечную нефтеотдачу можно получить только при *рациональной разработке*, при соответствующем действенном и эффективном регулировании и управлении движением жидкости в пласте [1].

Рациональной системой разработки является обоснованный в проектном технологическом документе комплекс технико-технологических решений, направленных на достижение максимально возможного экономически целесообразного значения коэффициентов извлечения углеводородного сырья (КИН, КИГ, КИК).

Подавляющее большинство нефтяных месторождений России и Западной Сибири, в частности, находятся на поздней стадии разработки (обычно IV и отчасти III) с использованием метода искусственного заводнения. Заключительная стадия разработки характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции при снижении текущего уровня добычи нефти, длительным сроком и представляет наибольший интерес для недропользователей [2, 3].

Вместе с тем разработка нефтяных месторождений на поздней стадии связана с рядом осложняющих факторов, которые, в свою очередь, можно разделить на объективные и субъективные.

К осложняющим объективным факторам относятся:

– рост обводненности скважинной продукции;

– изменение свойств пластовых жидкостей и пористой среды;

– снижение дебитов скважин;

– ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта;

– неравномерная выработка объектов как по площади, так и по разрезу;

– неопределенность распределения остаточных запасов по пласту;

– износ фонда скважин и нефтепромыслового оборудования;

– рост бездействующего фонда скважин с наличием остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ).

Вышеизложенные факторы заключительной стадии разработки ведут к увеличению удельных операционных затрат и полной себестоимости нефти. В целях снижения себестоимости зачастую происходит непреднамеренное отклонение от решений проектных документов, что приводит к возникновению отрицательных субъективных факторов, таких как:

– расформирование системы разработки – отход от утвержденной проектным документом;

– снижение коэффициента использования эксплуатационного фонда скважин и формирование большого простаивающего и бездействующего фонда;

– недостаточный контроль за процессом разработки и выработки запасов;

– недостаточный объем применяемых геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов увеличения нефтеотдачи (МУН);

– изменение порядка ввода и вывода скважин из эксплуатации;

– перевод скважин, не выработавших свой потенциал на проектном объекте, на другие объекты;

– существенное отставание выработки трудноизвлекаемых запасов на предыдущих стадиях разработки.

Тенденция развития технологий по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений во времени связана с постепенным сужением области применения создаваемых и используемых технологий – переходом от универсальных технологий заводнения 50–60-х годов к технологиям для определенных геолого-физических условий отдельных месторождений (60–70-е годы) и далее – к объектам разработки, пластам и зонам пластов.

Этому способствует то, что в процессе заводнения пластов происходит не только общее уменьшение остаточных запасов нефти, но и непрерывное изменение их структуры (формы распределения) в объеме порового пространства залежи. Высокая неопределенность расположения остаточных недренируемых и слабодренируемых запасов нефти требует для их вовлечения в активную разработку, как правило, существенно скорректированные (адресные, адаптированные под конкретные условия) методики и технологии воздействия.

Начало создания системной технологии относится к середине 80-х годов прошлого столетия. Идейным вдохновителем системной технологии можно считать д.т.н. А.Т. Горбунова, который на этом этапе сформулировал основные принципы ее реализации, организовал широкомасштабные испытания и внедрение на 73 месторождениях Западной Сибири, результаты которых явились основой для разработки РД 39-0147035-254-88Р, введенного в действие 01.04.1988 г. Дополнительная добыча нефти от применения системной технологии на этих месторождениях оценивалась в 10 млн т [4].

К следующему важному этапу совершенствования системной технологии можно отнести разработку методики критериального выбора участков воздействия, разработанную в начале 2000-х годов. Данная методика позволила адресно выделять объекты разработки и конкретные участки пласта для эффективного применения технологий МУН и ГТМ [5, 6].

На основании разработанной методики в рамках системной технологии с 2006 г. на терригенных и карбонатных коллекторах более двадцати месторождений начаты работы по реализации нестационарного заводнения, технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и ограничения водопритоков, изменения направления фильтрационных потоков и их комплексному применению. На начало 2021 г. проведены работы на 2702 участках воздействия с применением нестационарного заводнения и 27 технологий ВПП, в результате чего дополнительная добыча нефти составила 2,8 млн т, сокращение отборов попутно добываемой воды – 14,6 млн т, сокращение непроизводительной закачки – 20,6 млн м^3. Чистый доход недропользователя по оценке специалистов ВНИИнефть составил более 4,5 млрд руб. Индекс доходности по уже реализованным программам находится в диапазоне от 1,15 до 3,5 ед, что отражает их экономическую эффективность. Результаты системных обработок нагнетательных скважин показывают, что прирост извлекаемых запасов составляет 3–10% [7–11].

В процессе составления ежегодных программ по реализации нестационарного заводнения и технологий ВПП, и особенно их корректировке в сжатые сроки, использовалось много рутинной и ручной работы с текущей геолого-промысловой информацией. В результате этого, на следующем этапе совершенствования системной технологии, разработано программное обеспечение (ПО) «Системное воздействие на пласт», которое позволяет снизить трудозатраты по подготовке и мониторингу реализации программ МУН и ГТМ в несколько раз, на основе ретроспективного анализа определить потенциал и направления увеличения эффективности программ МУН [12, 13, 14]. Данная работа выполняется на постоянной основе, так как критерии для каждого месторождения/объекта индивидуальны и не являются постоянными. При ретроспективном анализе критерии обязательно должны актуализироваться, поскольку идет постоянный процесс изменения состояния разработки и выработки запасов. Если не актуализировать эти критерии, то удельная эффективность и индекс производительности (PI) от скв.-операций будет снижаться при последующих обработках. Так, по результатам ретроспективного анализа ряда месторождений Западной Сибири одной крупной нефтяной компании было подтверждено порядка 54% участков с потенциалом увеличения эффекта.

Разработанные научно-методические подходы и результаты промысловой реализации системной технологии позволяют считать ее важным элементом рациональной разработки месторождений, целью которой является получение максимальных технологических показателей при минимальных экономических затратах.

По расчетам специалистов АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» на основании фактических полученных результатов на промысле, технологический и экономический потенциал реализации системной технологии составляет:

– 4–12% – прирост к базовой добыче;
– 3–10% – прирост остаточных извлекаемых запасов (рост капитализации);
– 7–38% – удельный прирост дополнительной добычи нефти на 1 скв.-операцию;
– 30% – рост успешности системных обработок;
– > 90% – успешность работ;
– рост Net profit;
– 5–6% – сокращение OPEX lifting costs (затраты электроэнергии, добыча попутной воды).

Литература

1. *Сургучев М.Л.* Методы контроля и регулирования разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1968. 300 с.

2. *Жданов С.А.* Методика анализа и прогноза вовлечения балансовых и прироста извлекаемых запасов за счет применения методов увеличения нефтеотдачи пластов // Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов / Под ред. С.А. Жданова. С. 41–48. М.: ВНИИ, 1991. (Труды ВНИИ. Вып. 110).

3. *Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П.* Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.

4. РД 39-0147035-254-88Р. Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза. М.; Тюмень; Нижневартовск: ВНИИ, 1988. 236 с.

5. *Крянев Д.Ю., Жданов С.А., Петраков А.М.* Пат. RU 2513787 C1. Способ разработки нефтяной залежи на основе системно-адресного воздействия. № 201244091/03; Заявл.17.10.2012; Опубл.20.04.2014 // Изобретения. Полезные модели. 2014. Бюл. 11. 14 с. http://www1.fips.ru

6. *Петраков А.М., Фомкин А.В., Жданов С.А.* и др., Системная технология как важный элемент рациональной разработки нефтяных месторождений // Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ»: Материалы международной научно-практической конференции. М.: Нефтяное хозяйство, 2021. С. 32–33. https://www.oil-industry.net/Events/archive_detailSD.php?ID=12229 (Дата обращения 17.10.2022).

7. *Фомкин А.В., Петраков А.М., Жданов С.А.* и др. Прирост извлекаемых запасов нефти на основе системных обработок нагнетательных скважин // PROнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 3. С. 121–129.

8. *Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н.* и др. Применение новых методических подходов для увеличения рентабельности добычи базового фонда скважин в условиях низкой стоимости нефти на мировом рынке // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 22–26. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-22-26

9. *Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р.* и др. 10 лет эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Тез. докл. XVIII научно-практической конференции. М.: Нефтяное хозяйство, 2018. С. 23. https://www.oil-industry.net/Events/archive_detailSD.php?ID=11449 (Дата обращения 17.10.2022).

10. *Фомкин А.В., Гришин П.А., Петраков А.М.,* и др. Результаты применения технологии системного воздействия на пласт $ЮВ_1^1$ Аригольского месторождения // Недропользование XXI век. 2018. № 3(73). С. 78–84.

11. *Петраков А.М., Фомкин А.В., Жданов С.А.* и др. Влияние науки на эффективность нефтегазового производства // Недропользование XXI век. 2019. № 3(79). С. 168–175.

12. *Фомкин А.В., Петраков А.М., Раянов Р.Р.* и др. Свид. о рег. прогр. для ЭВМ RU 2019660578. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП»). № 2019619545; Заявл.31.07.2019; Опубл.08.08.2019 // Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем. Бюл. № 8. 2 с. http://www1.fips.ru

13. *Фомкин А.В., Петраков А.М., Раянов Р.Р.* и др. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 102–106. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-3-102-106

14. *Раянов Р.Р., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Чукавина А.В.* Автоматизированный подбор и контроль геолого-технических мероприятий и методов повышения нефтеотдачи // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы: Сб. докл. III Международной научно-практической конференции. Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2021. С. 276–283. https://engineering.lukoil.ru/ru/3Conference (Дата обращения 17.10.2022).

Прогноз показателей разработки нефтяного месторождения на основе стохастической модели

Михайлов В.Н.[1,2], Волков Ю.А.[1]*
1 – ООО «Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений»,
РФ, 420097, г. Казань, ул. Лейтенанта Шмидта, д. 31а, оф. 112
2 – ООО «Казанский научно-технический центр “Недра”»,
РФ, 420061, г. Казань, ул. Сеченова, д. 7
E-mail: *yua@csmr.ru

Аннотация. Разработан принципиально новый подход к прогнозированию показателей разработки нефтяных месторождений на основе интегральной стохастической модели. Точность расчетов достаточна для решения широкого круга промысловых задач, включая долгосрочный прогноз характеристик разработки и оценку извлекаемых запасов.
Ключевые слова: интегральная стохастическая модель, гидродинамическое моделирование, метод характеристик вытеснения, долгосрочный прогноз, интервальная оценка прогнозируемого параметра.

Как известно, основным методом прогнозирования показателей разработки нефтяных месторождений является гидродинамическое моделирование (ГДМ). Однако существующая методика гидродинамического моделирования обладает рядом жестких ограничений.

Поясним это на примере. Наиболее важным показателем является накопленная добыча нефти:

$$Q_н(t) = Z_н \cdot К_{выт} \cdot К_{охв}(t).$$

Здесь $Q_н(t)$ – накопленная добыча нефти на момент времени t, $Z_н$ – начальные геологические запасы нефти, $К_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти, который определяется на основе лабораторных экспериментов, $К_{охв}(t)$ – текущий коэффициент охвата. Из этих трех параметров только $К_{охв}(t)$ вычисляется на основе гидродинамического моделирования.

Допустим, что с помощью ГДМ каким-то образом удалось точно рассчитать $К_{охв}(t)$. Что происходит дальше?

Так как начальные запасы и коэффициент вытеснения могут содержать (как показывает опыт, всегда содержат) достаточно большую погрешность, то и прогнозный $Q_н$ будет существенно отличаться от фактического. Далее применяется процедура адаптации, которая устраняет погрешность прогноза $Q_н$, но не за счет исправления ошибок в начальных запасах и коэффициенте вытеснения, а за счет внесения ошибок в $К_{охв}(t)$.

Очевидно, что адаптированная подобным образом модель не может давать сколько-нибудь долгосрочный прогноз. Процесс моделирования становится перманентным. Появился даже такой термин – постоянно действующая гидродинамическая модель. На первый взгляд, кажется, что «постоянно действующая» модель – это хорошо. На деле же это означает, что модель должна постоянно адаптироваться к новым условиям разработки.

Хорошая новость заключается в том, что несмотря на необходимость обязательного использования недропользователями ГДМ при представлении результатов подсчета запасов и проектно-технической документации на рассмотрение в Роснедра, никто не запрещает при этом

использовать и альтернативные методики прогноза. В частности, для прогноза такого показателя, как извлекаемые запасы, использование альтернативных моделей наряду с ГДМ является обязательным. Речь идет о различных вариациях метода характеристик вытеснения (МХВ).

Взятый по отдельности, каждый МХВ дает только точечный прогноз величины извлекаемых запасов, но, используя множество МХВ, можно получить облако возможных значений искомого параметра и, таким образом, количественно оценить точность прогноза.

К сожалению, точность прогноза традиционных МХВ не имеет строгого математического обоснования. Напомним, математически строгий подход требует получения интервальной оценки прогнозируемого параметра (в данном случае – извлекаемых запасов) с заданной доверительной вероятностью.

Для исправления этого недостатка Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений (ЦСМРнефть) совместно с Казанским научно-техническим центром (КНТЦ) «Недра» разработали методику построения интегральной стохастической модели (ИСМ) разработки нефтяного месторождения. В отличии от ГДМ, в ИСМ связь между параметрами системы задается эмпирическими уравнениями, оптимизированными под конкретный объект разработки. В отличие от МХВЮ связи между параметрами системы в ИСМ являются физически обоснованными, а количество параметров существенно увеличивается. Адаптация ИСМ к фактическим данным разработки проводится особым способом:

– на первом этапе оптимизируются коэффициенты зависимостей между параметрами модели для получения минимального отклонения прогнозных данных от фактических;

– на втором – разница между прогнозными и фактическими данными моделируется случайной функцией. На основе анализа автокорреляционной функции и других статистических характеристик случайной функции определяется ее конкретный вид, коэффициенты и функция распределения. Под видом случайной функции имеется в виду ее выражение через стандартные случайные функции, математические свойства которых хорошо изучены;

– на третьем – методом Монте-Карло генерируется ансамбль большого числа (допустим N) ИСМ на различных реализациях случайной функции. Для каждой модели из ансамбля ИСМ проводится переадаптация зависимостей, построенных на первом этапе. Таким образом, получается N равновероятных вариантов прогноза, что позволяет найти интервальную оценку любого интересующего нас параметра модели с заданной доверительной вероятностью.

Разработанная методика построения ИСМ апробирована на примере верей-башкирского объекта разработки Аканского нефтяного месторождения Республики Татарстан [1]. Данный объект характеризуется наличием сильно неоднородного карбонатного коллектора. Построенные ранее для него ГДМ не позволяли получать приемлемую точность прогноза на срок более одного года. Применение ИСМ дало возможность построить прогноз на весь срок разработки и на этой основе оценить величину извлекаемых запасов с точностью ±3,27% при доверительной вероятности 95%. Если учесть, что на дату создания ИСМ всего добыто примерно 25% начальных извлекаемых запасов, то, как показывает опыт автора работы [2], по мере их выработки и роста изученности рассматриваемого объекта точность прогноза характеристик его разработки с помощью этой (действительно «постоянно действующей») модели при каждом очередном пересчете его запасов и обновлении НТП будет только возрастать. При этом получаемые результаты будут формировать все более надежную основу для повышения качества

его геолого-гидродинамической модели и планирования геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

Отметим, что описанная выше *Интегральная Стохастическая Модель (ИСМ) является принципиально новым* типом модели по сравнению с остальными широко используемыми в геологической отрасли моделями разработки нефтяных месторождений. Преимуществом ИСМ является *возможность математической строгой оценки рисков выхода за заданные границы прогнозируемых параметров разработки*.

Что касается трудоемкости построения и информативности ИСМ, то она зависит от степени детализации. Например, вместо того, чтобы анализировать дебит каждой отдельной добывающей скважины, можно анализировать динамику изменения среднего дебита по участку или даже по месторождению в целом. Но даже если в модели явным образом записаны уравнения только для среднего дебита и средней обводненности по месторождению, это не исключает возможности прогнозирования дебита каждой скважины в отдельности. Для этого может использоваться относительный потенциальный дебит скважины, рассчитанный по данным разработки или на основе интерпретации ГИС, и/или функция распределения скважин по дебитам.

Например, для расчета извлекаемых запасов на базе ИСМ с учетом минимального рентабельного дебита скважины, авторам необходимо было на каждом временном шаге знать количество скважин с дебитом ниже минимального рентабельного. Это количество определялось на основе текущего среднего дебита по залежи с учетом функции распределения скважин по дебитам, которая, в свою очередь, строилась на основе анализа фактических данных разработки.

По результатам рассмотрения предлагаемого подхода на семинаре имени С.Н. Закирова по проблемам разработки месторождений углеводородов при Институте проблем нефти и газа Российской академии наук в феврале 2021 г. было отмечено следующее:

– представленные исследования являются актуальными и демонстрируют возможность создания новых методических подходов к анализу и прогнозированию показателей разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) на основе фактических данных эксплуатации скважин с учетом неопределенности;

– по сравнению с традиционными ГДМ предложенная технология создания и использования ИСМ для анализа выработки запасов УВС является малозатратной. При этом для объектов с формирующейся системой разработки точность создаваемых ИСМ достаточна для решения широкого круга промысловых задач, включая долгосрочный прогноз интегральных показателей и оценку извлекаемых запасов;

– так как в основу создания ИСМ закладывается специальная технология обработки только эмпирических данных при минимальном числе ограничительных допущений о характере взаимосвязей между ее параметрами, то ИСМ может быть использована для повышения достоверности адаптации ГДМ и их прогнозирующих способностей;

– для максимального использования возможностей ИСМ необходима постановка специально спланированных промысловых экспериментов, так как, основываясь только на рутинных промысловых данных, не все коэффициенты влияния могут быть определены с достаточной точностью;

– учитывая относительную простоту реализации, возможность оперативного расчета различных сценариев разработки в зависимости от изменения рентабельных дебитов нефти,

темпов разбуривания, видов и количества ГТМ и др. параметров, необходима апробация ИСМ в качестве инструмента стратегического планирования при управлении запасами нефти на уровне государственных органов власти.

Вывод. Рекомендуется широкое использование ИСМ в качестве инструмента оперативного прогнозирования для залежей с формирующейся системой разработки, начиная (ориентировочно) с 5 лет после начала их эксплуатации.

Литература

1. *Михайлов В.Н., Хайретдинов Р.К., Волков Ю.А*. Стохастическая интегральная модель Аканского месторождения нефти для интервальной оценки извлекаемых запасов с учетом геологических, промысловых и экономических факторов // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2020. С. 431–433.

2. *Волков Ю.А.* Новая методология подготовки геологической основы под обоснование ГТМ, бурение новых скважин, аудит запасов и ресурсов УВС // Недропользование XXI век. 2018. № 5(75). С. 116–121.

Квазинепрерывные способы добычи нефти – панацея для российских нефтяных компаний в условиях санкций

Кузьмичев Н.П.
ООО «Нефть XXI век», РФ, 423452, г. Альметьевск, ул. Пушкина, д. 50, к. 8
E-mail: Kuzmichev-np@ya.ru

Аннотация. Обсуждаются действия нефтяных компаний в условиях падения спроса на нефть в кризисных ситуациях и последующего восстановления спроса в посткризисный период. Остановка и последующий запуск скважин – процессы длительные и дорогостоящие. Решить проблему значительного снижения объемов добычи нефти в начале кризиса и увеличения после его окончания без остановки скважин, путем снижения их дебитов позволяет широкомасштабное внедрение квазинепрерывных способов эксплуатации скважин: кратковременной эксплуатации скважин и эксплуатации скважин с кратковременными паузами. После их появления в XXI веке возникла необходимость классификации совместно с известными с XX века непрерывным и периодическим способами эксплуатации скважин. Автором предложена такая классификация.
Ключевые слова: кризис, санкции, нефтедобывающая промышленность, способы добычи нефти: непрерывный, периодический, кратковременный, регулирование дебита скважин, циклические способы эксплуатации скважин, квазинепрерывные способы эксплуатации скважин, классификация способов эксплуатации скважин.

Цель данной работы состоит в том, чтобы предложить Российским нефтяным компаниям способ значительного изменения объемов добычи нефти в условиях волатильности цен на нефть при изменении спроса в кризисных ситуациях. Решение указанной проблемы особенно актуально в настоящее время, ввиду невиданного ранее уровня санкционного давления на нефтяную отрасль России со стороны западных стран.

Научная новизна данной работы обусловлена тем, что впервые предложена классификация способов эксплуатации скважин. Наряду с известными с XX века непрерывной эксплуатацией скважин (НЭС) и периодической эксплуатацией скважин (ПЭС), в классификации приведены, изобретенные автором в XXI веке, кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) и эксплуатация скважин с кратковременными паузами (ЭСКП). КЭС известна с 2005 года [1–3] и сейчас применяется в России более чем на 30 тысячах скважин (более 20% фонда). ЭСКП в настоящее время проходит опытно-промысловые испытания (ОПИ). Предложенная классификация способов эксплуатации скважин позволяет обозначить их особенности, сходство и различия, а также определить область их применения в зависимости от дебита скважин.

Одно из основных достоинств КЭС заключается в возможности значительного (в 3–5 раз) изменения дебита скважин, что особенно важно для достижения указанной в данной работе цели [1]. Причем, изменять производительность установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) можно дистанционно через промысловые системы телемеханики, без смены способа эксплуатации скважин и замены оборудования на другой типоразмер, т.е. без проведения ПРС. Но КЭС применяется на малодебитных и среднедебитных скважинах. Применяемая до сих пор для эксплуатации среднедебитных и высокодебитных скважин НЭС не позволяет сколь-нибудь значительно изменять дебиты скважин [4–6]. Такую возможность дает ЭСКП, которая предназначена для эксплуатации скважин того же диапазона дебитов, что и НЭС. ЭСКП, в отношении изменения дебитов скважин, обладает такими же возможностями, что и КЭС.

Способы эксплуатации скважин КЭС и ЭСКП относятся к квазинепрерывным. Они аналогичны НЭС по характеру гидродинамических процессов в нефтяных пластах и относятся к способам добычи нефти со стационарными гидродинамическими процессами. Область их применения в зависимости от дебита скважин можно условно разделить на диапазоны с границей в 50 $м^3$/сут. Ниже данной границы рекомендуется использовать КЭС, выше – ЭСКП.

Оба способы обладают рядом достоинств, позволяющим, в целом, ощутимо снизить себестоимость добычи нефти [1–2]. Данное их качество позволяет российским нефтяным компаниям сохранить прибыль за счет повышения рентабельности добычи нефти, что особенно актуально в условиях вывода российской нефти на новые для нее рынки, где она продается с существенным дисконтом. Широкомасштабное внедрение инновационных квазинепрерывных способов эксплуатации скважин позволит нефтедобывающей отрасли России получить необходимую гибкость в изменении объемов добычи нефти при нарастающем санкционном давлении со стороны коллективного Запада.

Литература

1. *Кузьмичев Н.П.* Кратковременная эксплуатация скважин // Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2010. С. 199.

2. *Кузьмичев Н.П.* Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 4(22). С. 56–59.

3. *Кузьмичев Н.П.* КЭС – энергоэффективный способ добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 2. С. 70–72.

4. *Ивановский В.Н.* Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добывных возможностей с помощью частотных преобразователей // Производство и эксплуатация УЭЦН: Материалы XII Всероссийской технической конференции, Альметьевск, 27–30 сентября 2004 г.

5. *Ивановский В.Н.* Вопросы эксплуатации малодебитных скважин механизированным способом // Инженерная практика. 2010. № 7. С. 4–15.

6. *Ивановский В.Н.* Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. № 6. С. 9–18.

Критический анализ теоретического обоснования технологий циклической закачки воды в продуктивные пласты

Свалов А.М.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: svalov@ipng.ru

Аннотация. Доклад посвящен критическому анализу существующих в настоящее время теоретических основ технологий циклической закачки воды в продуктивные пласты, состоящих в том, что периодические колебания пластового давления интенсифицируют процессы массообмена между высоко- и низкопроницаемыми слоями продуктивного пласта. Такой механизм, объясняющий эффект повышения нефтеотдачи слоисто-неоднородных пластов при применении технологий циклической закачки воды, закладывается в методологическую основу практической реализации этих технологий.
Между тем, корректный математический анализ массообменных процессов в пластах при циклической закачке воды показывает, что перетоки пластового флюида между слоями, вызываемые периодическими изменениями пластового давления, в действительности слишком незначительны и не могут быть причиной сколько-нибудь заметного повышения нефтеотдачи слоисто-неоднородных пластов при их циклическом заводнении. Показано, что действительным механизмом повышения нефтеотдачи пластов при циклическом заводнении является сопутствующее этой технологии изменение направлений фильтрационных потоков в пластах, приводящее к вытеснению нефти из застойных зон в зоны с более высокими градиентами вытесняющего давления. Показано также, что изменение направлений фильтрационных потоков в слоисто-неоднородных пластах увеличивает интенсивность вертикального капиллярного массообмена между высоко- и низкопроницаемыми слоями.
Установлено, что в действительности цикличность, т. е. периодичность закачки воды в пласт, снижает потенциально возможную эффективность, обусловленную изменением направлений фильтрационных потоков, так как при периодической, повторяющейся остановке соседних нагнетательных скважин движение нефти из застойных зон к добывающим скважинам происходит по зигзагообразным траекториям, очевидно, нерациональным с позиций эффективности процесса нефтевытеснения. На основании результатов проведенного анализа сделан вывод, что более эффективной является не циклическая, а однократная смена режима закачки воды в нагнетательные скважины при оптимальном соотношении расходов воды, закачиваемой в эти скважины, определяемом расчетным или эмпирическим путем.
Ключевые слова: циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, слоисто-неоднородные пласты, капиллярный массообмен.

Общепринятые в настоящее время теоретические основы технологий циклической закачки воды в продуктивные пласты состоят в том, что периодические колебания пластового давления интенсифицируют процессы массообмена между высоко- и низкопроницаемыми слоями продуктивного пласта. Такой механизм, объясняющий эффективность применения технологий циклической закачки воды и представленный в работах [1, 2], до настоящего времени закладывается в основу методологии практической реализации этих технологий, важной составной частью которой является определение оптимальных периодов циклической закачки воды, реализуемой через периодическую остановку нагнетательных скважин.

Вместе с тем, анализ теоретических положений, изложенных в [1, 2], свидетельствует о том, что в действительности эти положения нельзя считать обоснованными. Горная порода, как и

насыщающие ее флюиды – вода и нефть, являются слабосжимаемыми сплошными средами, и для изменения давления в них, например, для его повышения, достаточно минимальных дополнительных объемов флюида, поступающих в поровый объем породы. Как показано в работах [3, 4], глубина d проникновения пластового флюида в соседний низкопроницаемый слой в течение полуцикла закачки воды оценивается следующим неравенством:

$$d < H \cdot C \cdot \Delta P ,$$

где H – толщина низкопроницаемого слоя, мм;
C – величина, обратная модулю объемного сжатия пластового флюида
(для воды C ~ 1/2000 МПа$^{-1}$, для нефти C ~ 1/2000–1/1000 МПа$^{-1}$);
ΔP – амплитуда колебаний пластового давления, МПа.

Согласно приведенному неравенству, для повышения пластового давления в низкопроницаемом слое породы толщиной 1 м и с типичными, указанными выше, величинами упругих параметров насыщающих ее флюидов на 1 МПа (10 атмосфер) достаточно притока жидкости из соседнего слоя в пределах глубины d, равной ~ 1 мм и менее. При меньшей толщине H низкопроницаемого слоя глубина проникновения воды в этот слой, достаточная для повышения давления в нем на 1 МПа, будет еще меньше. Отсюда можно заключить, что за один-два цикла закачки воды заметного повышения интенсивности нефтевытеснения из низкопроницаемых слоев за счет активизации процессов массообмена, обусловленных колебаниями пластового давления, физически достигнуть невозможно.

Анализ теоретических построений и выводов в работах [1, 2] показал, что если бы теоретические построения в них были доведены до конца, т. е. все полученные результаты в конечном итоге были представлены в физической размерной форме, то из результатов указанных работ следовал бы сделанный выше вывод о том, что характерная глубина проникновения флюидов в соседние слои пласта за полупериод колебаний пластового давления, определяемый временем остановки нагнетательных скважин, не будет превышать одного миллиметра. Таким образом, практические рекомендации по применению технологии циклического заводнения, следующие из указанных работ, нельзя считать обоснованными и целесообразными.

В то же время необходимо отметить, что многолетняя промысловая практика применения технологий циклической закачки воды, а также результаты компьютерного моделирования свидетельствуют о ее некоторой эффективности, в частности, о повышении дебитов нефти в добывающих скважинах, находящихся в зоне воздействия останавливаемых нагнетательных скважин, причем эффект повышения дебитов отмечается уже после одного-двух периодов циклической закачки [5]. На самом деле, кажущееся противоречие со сделанными выше выводами объясняется тем, что в действительности эта эффективность обусловлена не процессами массообмена между высоко- и низкопроницаемыми слоями пласта, интенсивность которых, как указывалось выше, пренебрежимо мала, а процессами смены направлений фильтрационных потоков, сопутствующими циклической закачке воды.

Для пояснения механизма действия этих процессов на рис. 1а приведена картина линий тока пластовых флюидов на поздней стадии вытеснения нефти водой, характеризующейся формированием застойной зоны с высокой нефтенасыщенностью (на рисунке отмечена темным

цветом). При остановке скважины, расположенной слева («левой») на рис. 1б, картина линий тока изменяется и застойная зона попадает в область действия более высоких градиентов пластового давления, вовлекающих нефть из этой зоны в более активное фильтрационное движение, т. е. происходит интенсификация процесса нефтевытеснения из продуктивного пласта.

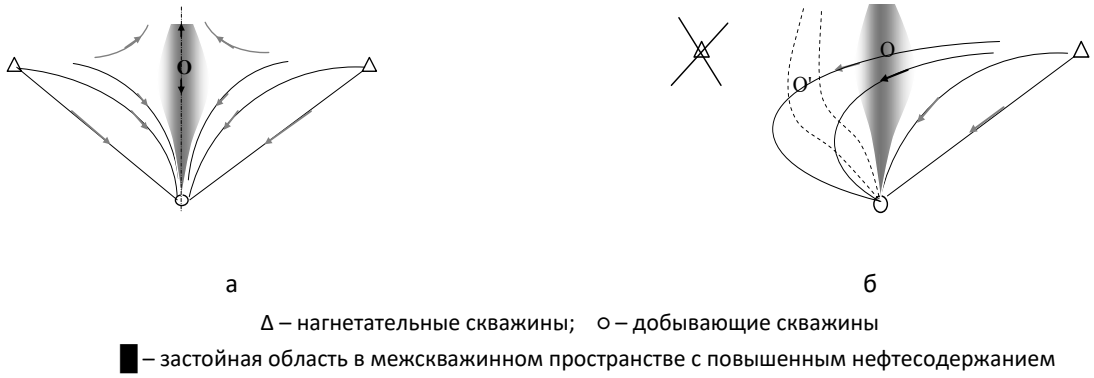


Рис. 1. Схематичное изображение линий тока пластового флюида, формирующихся при закачке воды в пласт через нагнетательные скважины к добывающим на поздней стадии процесса заводнения: а – при работе обеих нагнетательных скважин; б – при остановке «левой» нагнетательной скважины

При этом важно подчеркнуть, что цикличность закачки воды, т. е. попеременная остановка соседних нагнетательных скважин, в действительности снижает потенциально возможный эффект от смены направлений фильтрационных потоков. Последующая остановка «правой» нагнетательной скважины и закачка воды в пласт через «левую» скважину приведут к тому, что нефть из застойной зоны, сместившаяся влево, начнет двигаться вправо, в обратном направлении. При повторяющейся, периодической остановке соседних нагнетательных скважин при применении технологий циклического заводнения нефть из застойных зон действительно будет вовлекаться в фильтрационное движение в направлении добывающих скважин, что и приводит к некоторому повышению дебитов нефти, наблюдаемому при применении этих технологий, но это движение будет происходить по зигзагообразным траекториям, что, очевидно, совершенно нерационально с позиций эффективности процесса нефтевытеснения из застойных зон продуктивных пластов.

Отсюда можно сделать вывод, что более эффективной будет являться однократная смена режимов закачки воды в соседние нагнетательные скважины, причем вариант с полной остановкой одной из нагнетательных скважин будет невыгодным, поскольку при этом чрезмерно удлиняется траектория движения нефти из застойной зоны к добывающей скважине (рис. 1б). Оптимальной представляется смена режимов закачки воды с некоторым снижением объемов закачки через одну из скважин, но без ее полной остановки, и с увеличением объемов закачки через другую скважину.

Необходимо отметить важное обстоятельство, связанное с изменением интенсивности процессов капиллярной пропитки низкопроницаемых слоев пласта при смене режимов закачки воды. При слоистой неоднородности продуктивного пласта процесс вертикальной капиллярной пропитки низкопроницаемого слоя водой со стороны более обводненного высокопроницаемого слоя играет существенную, а часто и доминирующую роль в процессе вытеснения нефти из низкопроницаемого слоя. На поздней стадии разработки пласта в застойной зоне (см. рис. 1а)

наиболее нефтенасыщенным, очевидно, является именно низкопроницаемый слой, при этом интенсивность его капиллярного массообмена с высокопроницаемым слоем пропорциональна разности нефтенасыщенности слоев. После изменения направлений фильтрационных потоков высокопроницаемый слой обводняется быстрее, чем низкопроницаемый, что приводит к увеличению разности величин нефтенасыщенностей в этих слоях, и, соответственно, к интенсификации процесса капиллярного массообмена между ними, т. е. к интенсификации процесса нефтевытеснения из низкопроницаемого слоя.

Важно подчеркнуть, что и для описанного процесса капиллярного массообмена между слоями цикличность закачки воды играет негативную роль. Действительно, периодическое возвратное движение нефти, вытесненной из застойной зоны, приводит к периодическому повышению нефтенасыщенности высокопроницаемого слоя и, соответственно, к снижению интенсивности процесса капиллярной пропитки низкопроницаемого слоя в сравнении с потенциально возможной эффективностью пропитки, достигаемой при оптимально рассчитанной однократной смене направлений фильтрационных потоков в продуктивном пласте.

Объективный анализ и правильное понимание механизмов, влияющих на процессы нефтевытеснения в продуктивных пластах при нестационарных воздействиях на них, позволят избегать неоправданных затрат средств при применении технологий циклической закачки воды и будут способствовать исследованиям и внедрению максимально эффективных технологий нестационарного воздействия на продуктивные пласты. На основании вышеизложенного можно заключить, что вместо технологий циклического заводнения продуктивных пластов целесообразнее применять оптимально спланированные технологии, предусматривающие однократную смену режима закачки воды в нагнетательных скважинах и максимально реализующие потенциал эффективности основного действующего фактора в этих технологиях – процесса смены направлений фильтрационных потоков в продуктивных пластах.

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. *Горбунов А.Т., Мыхтарянц С.А., Сафронов В.И.* и др. Циклическое заводнение нефтяных пластов. М.: ВНИИОЭНГ, 1977. 65 с.
2. *Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л.* Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121 с.
3. *Свалов А.М.* Об эффективности циклического заводнения продуктивных пластов // Технологии нефти и газа. 2018. № 5(118). С. 37–41.
4. *Свалов А.М.* О правомерности существующего теоретического обоснования технологии циклического заводнения продуктивных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 6(354). С. 57–60. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-6(354)-57-60
5. *Кашапова Г.Р.* Нестационарное воздействие, направленное на увеличение нефтеотдачи пластов // PROнефть. Профессионально о нефти. 2017. № 1(3). С. 54–59.

Оценка потенциала инновационного подхода к разработке низкорентабельных газовых залежей за счет перепуска газа

Бондаренко М.А.*, Петелин Д.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
E-mail: *mabondarenko3-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Проведена оценка потенциала применения метода перепуска газа при разработке низкорентабельных запасов газовых залежей. Выполнено детальное моделирование технологии на примере нефтегазоконденсатного месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа.
Ключевые слова: перепуск газа, разработка низкорентабельных запасов газа, комбинированная система разработки.

Большинство газовых и газоконденсатных месторождений Российской федерации являются многопластовыми. Определение системы разработки таких месторождений зависит от начальных геологических запасов, пластового давления, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), в совокупности влияющих на прогнозные уровни добычи и экономическую оценку проекта.

Традиционно разработку многопластовых месторождений осуществляют по системе «сверху вниз» или «снизу вверх». В процессе разработки традиционными системами происходит уточнение геологического строения залежей и ФЕС, часто не подтверждающее ранее утвержденные запасы, уровни добычи и рентабельность проекта.

Для улучшения технико-экономических показателей и вовлечения в разработку низкорентабельных запасов внедряют комбинированную систему разработки, предполагающую одновременную разработку верхних и нижних пластов, что достигается применением метода одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) или перепуска газа. ОРЭ предполагает совместную эксплуатацию двух и более продуктивных пластов одной эксплуатационной скважиной, путем оснащения ее оборудованием, разобщающим продуктивные пласты. Метод дает экономию капитальных вложений на бурение и эксплуатационных затрат на обслуживание фонда, увеличение коэффициента извлечения, не оказывает влияния на совместно эксплуатируемый пласт.

Альтернативным методом одновременной разработки, позволяющим не только извлекать газ из нижнего пласта, но и влиять на режим разработки верхнего пласта является метод перепуска газа. Идея метода заключается в том, что по мере снижения давления в верхнем основном пласте и подъема газоводяного контакта (ГВК) осуществляют перепуск газа из нижележащего пласта в зону ГВК верхнего пласта с равномерным охватом всей его плоскости. Перепускаемый газ, создавая по плоскости ГВК газовый барьер воде, фильтруется в верхнем пласте и добывается совместно с пластовым флюидом, при этом темп падения пластового давления и продвижение ГВК замедляются [1, 2].

Для подтверждения теории метода перепуска газа проведено численное моделирование процесса на нефтегазоконденсатном месторождении Ямало-Ненецкого автономного округа.

Месторождение многопластовое, в нем выделено 16 продуктивных пластов, 20 залежей. Основным объектом разработки является пласт $ПК_1$, приуроченный к терригенным отложениям. Разработка пласта осуществляется при водонапорном режиме. Рассматриваемые пласты апт-альб-

сеноманского и неокомского комплексов имеют низкую эффективную мощность и высокую литологическую расчлененность коллектора, требуют высоких капитальных вложений на бурение скважин со сложным заканчиванием.

Для оценки потенциала метода перепуска газа выделены 7 поисково-разведочных скважин.

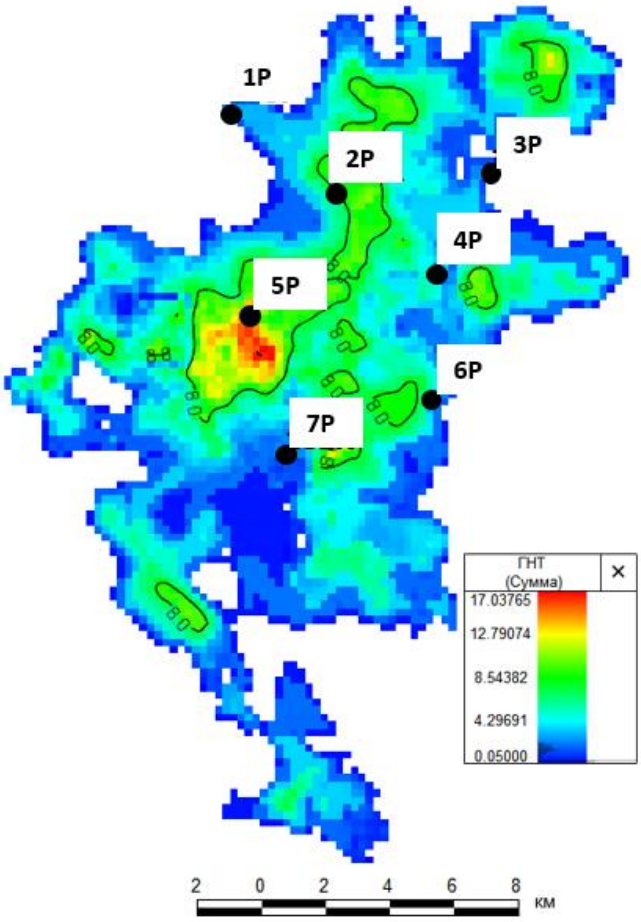


Рис. 1. Карта текущих газонасыщенных толщин пласта $ПК_1$

Моделирование перепуска предполагается в два этапа:

– первый этап – упрощенное моделирование для оценки потенциала эффекта: реализация модели в единой (упрощенной) сетке, проводка и включение скважины с «открытыми» перфорациями и «закрытым» устьем (аналог процесса перетока); принудительное газонагнетание в требуемый объект для оценки необходимого расхода для успешной реализации технологии;

– второй этап – детальное моделирование для оценки и учета всех вторичных процессов.

В представляемой работе рассматривается первый этап моделирования с использованием программного обеспечения tNavigator.

Реализация метода перепуска проводилась двумя способами:

– открытые перфорации и закрытое устье. На перепускаемых скважинах перфорируются все газонасыщенные интервалы, перепуск газа происходит до выравнивания давления вплоть до гидростатического. Данный способ прост в реализации и является полным аналогом естественного перепуска газа, при этом отсутствует возможность влиять на процесс, что ведет к значительным превышениям депрессии над допустимой и перетокам газа между пластами.

– принудительное газонагнетание. Перепуск газа осуществляется через две скважины: добывающую и нагнетательную. На добывающей скважине перфорируются все газонасыщенные интервалы, и добываемый газ через нагнетательную скважину закачивается в пласт $ПК_1$. Выполняется контроль процесса перепуска по максимальной депрессии и дебиту. Реализация данного способа требует значительных трудозатрат при настройке модели, при этом позволяет контролировать процесс перепуска и исключить переток между нецелевыми интервалами.

По результатам упрощенного моделирования объем перепускаемого газа за 35 лет составит 9 млрд $м^3$.

Метод перепуска газа позволит:

– использовать пласт $ПК_1$ как временное хранилище газа;

– дополнительно добыть 8,0 млрд $м^3$ из нижележащих пластов через добывающие скважины пласта $ПК_1$;

– вовлечь в разработку ранее не дренируемые запасы;

– снизить темп падения пластового давления по пласту $ПК_1$ (рис. 2);

– локально снизить темп подъема ГВК в зоне максимального перепуска газа.

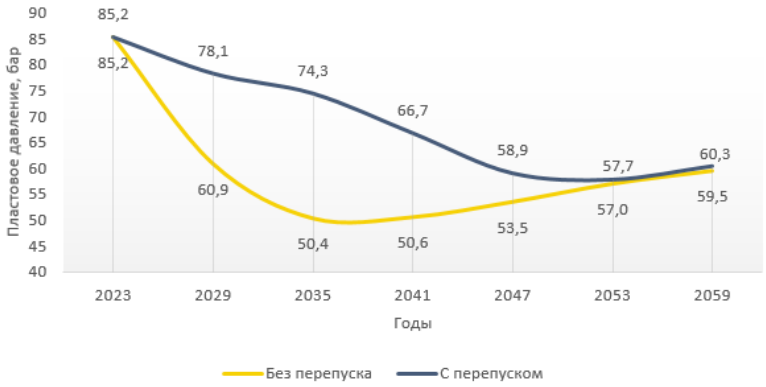


Рис. 2. Динамика пластового давления по пласту $ПК_1$

Таким образом, метод перепуска газа – один из способов максимально эффективно ввести низкорентабельные залежи в разработку и повысить эффективность освоения основного пласта $ПК_1$.

Литература

1. *Облеков Г.И., Ремизов В.В., Середа М.Н.* и др. Пат. RU 2034131 C1. Способ разработки многопластового газового или газоконденсатного месторождения. № 4944165/03; Заявл. 05.04.1991; Опубл. 30.04.1995. 6 с. http://www1.fips.ru

2. *Облеков Г.И.* Геологическое обоснование технологий управления разработкой уникальных газовых и газоконденсатных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2009. 37 с.

Новые технологии для решения задачи повышения эффективности разработки тонких нефтяных оторочек в осложненных геологических условиях

Михайлов Н.Н.[1,2], Соловьев Т.И.[3]*
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
3 – ООО «РусГазАльянс», РФ, 121357, г. Москва, ул. Верейская, д. 29с34
E-mail: *solovyevtimur@gmail.com

Аннотация. Эффективная разработка сложных слоистых фациально-неоднородных залежей нефтяных месторождений горизонтальными скважинами является нерешенной задачей. В рамках опытно-промышленных работ для решения проблемы устанавливаются автономные устройства контроля притока, позволяющие предупреждать ранние конусообразования и прорывы газа в условиях протяженных горизонтальных окончаний, а также способные ограничить вынос песка из дренируемых пород с крайне низкой прочностью.
Одним из способов эффективного мониторинга скважинных окончаний с применением автономных устройств контроля притока являются промыслово-геофизические исследования, но ввиду сложности поставленных задач использование стандартных геофизических методов делает исследования нецелесообразными.
Рассматривается опыт применения расширенного комплекса промыслово-геофизических исследований с применением пассивной акустики (спектральной шумометрии) и термогидродинамического моделирования. Для эффективного решения задач по оценке выработки пласта, вскрытого скважинами с автономными устройствами контроля притока, дополнительно проводится диагностика технического состояния подвески и заколонных набухающих пакеров. Технологический эффект достигается благодаря получению новых данных по результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований, а также успешно проведенным геолого-техническим мероприятиям, в частности, ремонтно-изоляционным работам при двухпакерной компоновке.
Результат проведенных работ позволяет обосновать новую стратегию заканчивания скважин и определить направления ее оптимизации.

Актуальность темы исследования. В соответствии с целями, направленными на рост объема вовлечения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в общую минерально-сырьевую базу Российской Федерации и увеличения их доли в объеме добычи нефти к 2025 г. до 25% среди общего объема добычи (Прогноз Минэнерго) за счет вовлечения месторождений со сложным геологическим строением, обусловленным наличием низкопроницаемых коллекторов, тонкой нефтяной оторочки, высокой вязкости, находящихся в трудных климатических и географических условиях (континентальный шельф), совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов является важнейшим фактором развития нефтегазодобывающей отрасли и гарантией энергетической безопасности страны.

Для разработки трудноизвлекаемых запасов необходимо внедрение и применение новых технологий и высокотехнологичных подходов к разработке месторождений для эффективной и экономически целесообразной добычи нефти и газа. Бурение и эксплуатация горизонтальных скважин на текущий момент является наиболее популярной и активно развивающейся технологией для разработки трудноизвлекаемых запасов.

Вместе с тем, заканчивание горизонтальных скважин составляет неотъемлемую часть мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки таких залежей, имеющую значительный потенциал для развития и применения.

Разработка рекомендаций по повышению эффективности применения интеллектуального заканчивания – автономных устройств контроля притока (АУКП), является важной и актуальной задачей, требующей разработки новых методик и подходов к формированию схемы заканчивания горизонтальных скважин для минимизации рисков прорывов воды и газа в условиях тонкой нефтяной оторочки [1–3].

Цель работы – повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатной залежи с тонкой нефтяной оторочкой с подстилающей водой и газовой шапкой, высоким контрастом проницаемости и сложными фациальными условиями, с помощью методического подхода по применению интеллектуального заканчивания в виде автономных устройств контроля притока, установленных в компоновке хвостовика нижнего заканчивания горизонтальной скважины.

Основные задачи исследований. Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие задачи:

1. Проанализировать геолого-геофизические особенности пласта ПК1 и выявить граничные значения, позволяющие дифференцировать литотипы для создания различных режимов работы ствола скважины за счет определения оптимального количества АУКП в зависимости от риска прорыва воды и газа.
2. Исследовать существующие технологии для решения задачи по оптимизации разработки тонких нефтяных оторочек с прорывами воды и газа.
3. Изучить закономерности прорывов воды и газа и комплексировать результаты геолого-геофизических и промыслово-геофизических исследований [4, 5] для формирования стратегии заканчивания горизонтальных скважин в сложных фациальных условиях.
4. Разработать методические решения и подходы по управлению разработкой пласта ПК1.

Объект и предмет исследований. Объектом исследования является пласт ПК1 Северо-Комсомольского месторождения.

Методы исследования. Авторами собрана и систематизирована обширная информация по опыту применения интеллектуального заканчивания и технологий мониторинга горизонтальных скважин. В работе применяются современные методы теоретических исследований и аналитического моделирования на основе созданного инструмента на базе VBA Excel.

Научная новизна. Впервые для дифференциации фациальных типов отложений пласта ПК1 с целью определения рисков прорыва воды и газа было произведено комплексирование имеющихся керновых, промысловых, геофизических и промысловых геофизических исследований скважин.

1. Для условий Северо-Комсомольского месторождения были определены граничные значения проницаемости фациальных типов отложений «канал» и «пойма». На основе промыслово-геофизических данных показано, что фация «канал» обладает наиболее высоким риском прорыва воды и газа и требует создания щадящей депрессии для минимизации прорывов.

2. На основе дифференциации фациальных отложений была впервые предложена методика формирования схемы заканчивания горизонтальной скважины с подбором количества устройств на сегмент с целью создания различной депрессии для отложений в зависимости от риска прорывов.

3. Впервые обнаружено, что в условиях тонкой нефтяной оторочки (10–20 м), высокого контраста проницаемости по стволу и неоднородности пласта ПК1 целесообразно использовать АУКП в компоновке заканчивания горизонтальной скважины. Показано, что данная технология на текущий момент является единственной, позволяющей эффективно разрабатывать пласт ПК1 Северо-Комсомольского месторождения [6, 7].

Практическая ценность и реализация результатов работы. Впервые изучена зависимость фациального типа отложений от вероятности прорыва воды и газа и обнаружено, что прорывы по высокопроницаемым отложениям фации «канал» происходят в большинстве случаев.

Проведен анализ керновых, геофизических и промыслово-геофизических исследований горизонтальных и пилотных скважин. Показано, что прорывы воды и газа происходят по отложениям фации «канал».

Предложена методика применения и оптимизации работы АУКП для повышения эффективности разработки залежи пласта ПК1, направленная на создание щадящего давления в отложениях фации «канал» и создание максимальной депрессии в отложениях фации «пойма».

Разработан инструмент для оперативного расчета компоновки заканчивания горизонтальной скважины с применением АУКП в рамках методики по оптимизации работы АУКП для неоднородных и контрастных по проницаемости отложений. Инструмент обладает гибкостью, высокой скоростью вычислений. Время, необходимое для подготовки исходных данных, минимально.

Результаты данного исследования используются при разработке пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения и начинают учитываться при опытно-промышленных работах по применению высокотехнологичного заканчивания на других аналогичных месторождениях.

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. *Быков Д.В., Михайлов Н.Н.* Обзор различных типов нижнего заканчивания скважин, применяемых на морских нефтегазовых месторождениях // Нефтепромысловое дело. 2020. № 8(620). С. 52–54. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-8(620)-52-54

2. *Быков Д.В., Михайлов Н.Н.* Оптимизация параметров устройств контроля притока на скважинах морского нефтегазового месторождения. // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7(619). С. 38–42. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-7(619)-38-42

3. *Михайлов Н.Н.* Информационно-технологическая геодинамика околоскважинных зон. М.: Недра, 1996. 339 с.

4. *Асланян А.М., Асланян И.Ю., Масленникова Ю.С.* и др. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа // Территория Нефтегаз. 2016. № 6. С. 52–59.

5. *Solovyev T., Ivanov A., Soltanov D.* et al. Smart completion improvement in horizontal wells based on through-barrier diagnostics // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201896-MS. https://doi.org/10.2118/201896-MS

6. *Solovyev T.* Enhancing efficiency of high-viscosity oil development with using autonomous flow control devices. Case study in Western Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196851-MS. https://doi.org/10.2118/196851-MS

7. *Solovyev T., Soltanov D., Galimzyanov A.* et al. Successful application of the intelligent inflow tracers for monitoring of horizontal wells on North Komsomolskoe field // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196831-MS. https://doi.org/10.2118/196831-MS

Применение остаточной нефти и высокоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи истощенных пластов

Шишков А.Ю., Гришина И.Н., Хлебников В.Н.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *Khlebnikov_2011@mail.ru

Аннотация. Показана возможность использования маслорастворимого неионогенного поверхностно-активного вещества Неонол АФ$_9$-6 для регулирования (снижения) проницаемости водопроводящих каналов и пропластков неоднородного пласта за счет эмульсионной блокировки принимающих интервалов (внутрипластовое образование вязких обратных эмульсий из остаточной нефти и минерализованной воды). Данный эффект может быть использован в технологиях обработки призабойной зоны пласта, эмульсионная блокада может быть снята раствором деэмульгатора или кислоты. Исследованная технология повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пласта может быть применена очаговым методом или при закачке с кустовой насосной станции.
Ключевые слова: Неонол АФ$_9$-6, Неонол АФ$_9$-12, остаточная нефть, минерализованная вода, Арланское месторождение, эмульсия в пористой среде.

Основным методом добычи нефти в РФ является заводнение, которое обеспечивает относительно низкие коэффициенты извлечения нефти (КИН). Можно повысить КИН, уменьшив (подавив) капиллярные силы или неоднородность коллектора по проницаемости. Последнее достигается регулированием (снижением) проницаемости высокопроницаемых (водопроводящих) каналов за счет потокоотклоняющих технологий (ПТ) и повышением проницаемости плохо дренированных пропластков (кислотой, растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) или растворителями).

В данной работе для повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) предлагается использовать остаточную пластовую нефть и закачиваемую воду. В присутствии маслорастворимого ПАВ объем нефти увеличивается из-за образования верхнефазных эмульсий (тип II по Винзору). Целью работы было использование маслорастворимого неионогенного ПАВ, остаточной нефти и закачиваемой минерализованной воды в технологиях ПТ, водоизоляции и ОПЗ.

Методика эксперимента. Авторы использовали оксиэтилированные изононилфенолы: маслорастворимый Неонол АФ$_9$-6 (АФ-6) и водорастворимый Неонол АФ$_9$-12 (АФ-12), модель минерализованной воды (плотностью 1100 кг/м^3) и изовискозную модель нефти Арланского месторождения с добавкой очищенного керосина, плотностью 877 кг/м^3, вязкостью 21,3 мПа·с. Эксперименты проводили при температуре 21±1 °С.

В фильтрационных экспериментах использовались насыпные модели пласта из обломков Арланского керна, которые последовательно насыщали водой (модель воды Арланского месторождения), которую фильтровали для измерения проницаемости, затем вытесняли 4,2–4,5 поровыми объемами (п.о.) нефти (изовискозная модель), остаточную нефтенасыщенность моделировали, вытесняя нефть водой. Начальная нефтенасыщенность составляла 82–85%, остаточная нефтенасыщенность – 23–27%.

В модель пласта с остаточной нефтью закачивали оторочку раствора АФ-6 в воде, затем минерализованную воду до стабилизации фильтрации для создания эмульсионного барьера и оторочку раствора для разрушения барьера (растворитель или раствор АФ-12) и опять минерализованную воду. Действие реагента на проницаемость оценивали по изменению фильтрационного сопротивления модели пласта (факторов сопротивления), как это принято при исследовании осадко-гелеобразующих систем и растворов полимеров [1]. Степень восстановления проницаемости (Ст, %) определяли по формуле:

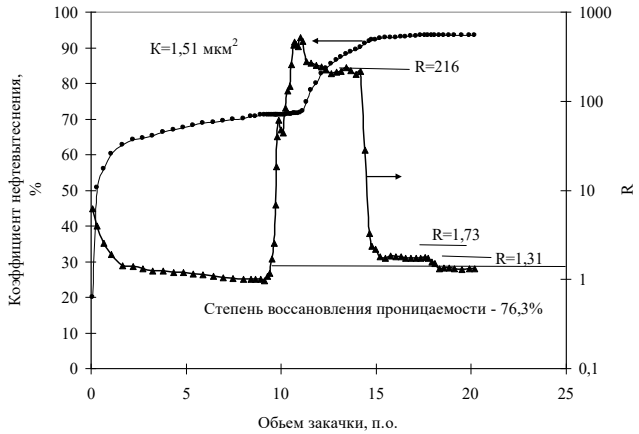
$$Ст = (k_2 / k_1)\cdot 100\% = (\Delta P_1/\Delta P_2) \cdot 100\% ,$$

где k_1 – проницаемость, ΔP_1 – перепад при фильтрации модели минерализованной воды;
k_2 – проницаемость, ΔP_2 – перепад при фильтрации модели минерализованной воды после воздействия.

Экспериментальные результаты и их обсуждение. *Создание эмульсионного барьера из остаточной нефти.* Закачка в модели пласта всего по 0,5–1,0 п.о. 0,1–1%-го (1-10 г/л) раствора АФ-6 в минерализованной воде позволила в десятки–сотни раз снизить проницаемость для воды моделей пласта Арланского месторождения, так как эффективно снижается проницаемость водопроводящих каналов и пропластков неоднородного пласта за счет образования эмульсий из минерализованной воды и остаточной нефти. Эффект воздействия растворов АФ-6 мало зависит от проницаемости моделей пласта (с проницаемостью от 0,4 до ~2,5 мкм^2), но увеличивается в случае модели трещин (с проницаемостью более ~2,5 мкм^2), что повышает эффективность воздействия.

Образование обратных эмульсий в пористой среде происходит за счет энергии потока закачиваемой воды и связано с низким межфазным натяжением остаточная нефть/раствор АФ-6 [2], что делает межфазную границу подвижной и пластичной и позволяет нефти легко захватывать воду и образовывать эмульсию.

Действие блокирующего состава АФ-6 и минерализованной воды приводит к вытеснению остаточной нефти, т. е. маслорастворимый АФ-6 не только увеличивает объем нефти, образуя эмульсию, но и делает границу нефть/минерализованная вода более пластичной, поэтому эмульсия способна фильтроваться через проницаемую пористую среду (рис. 1, табл. 1).



Вода (9,06 п.о.), 1% АФ-6 (1 п.о.), вода (4,26 п.о.), 1% АФ-12 (0,50 п.о.), вода (2,67 п.о.), 1% АФ-12 (0,50 п.о.), вода (2,30 п.о.)

Рис. 1. Динамика опыта 17А

Таблица 1

Характеристика исходных нефтенасыщенных (с остаточной нефтью) моделей пласта: длина 24,5–26,2 см, диаметр 3,1 см, начальная нефтенасыщенность 82–85%, остаточная нефтенасыщенность 23–27%

№	Начальная проницаемость, по воде, мкм²	Создание эмульсионной блокады				Снятие эмульсионной блокады			Степень вытеснения остаточной нефти, %	Скорость фильтрации, м/сут
		Концентрация АФ-6 в минерализованной воде, г/л	Объем закачки раствора АФ-6, п.о.	Фактор сопротивления		Состав деблокирующего флюида	Объем закачки деблокирующего состава, п.о.	Степень восстановления проницаемости, %		
				максимальный	остаточный					
12А	0,405	10	0,5	96,5	54,0	10 г/л Аф-12 (1100 кг/м³)	0,5	59	13,4	3,1
10А	0,754	10	0,5	96,0	52,4	10 г/л Аф-12 (1000 кг/м³)	0,5	60,3	16,0	4,4
14А	3,89	10	0,5	207	119	10 г/л Аф-12 (1100 кг/м³)	0,5	93,4	63,0	4,2
2А	1,53	10	0,5	88,0	50,0	Нефрас 120/200	0,4	36,3	34,7	4,5
7А	1,61	10	0,5	100	50,2	-	-	-	11,4	4,5
15А	1,62	10	0,5	96	51,2	10 г/л Аф-12 (1100 кг/м³)	0,5	69,9	35,4	4,4
17А	1,51	10	1,0	519	216		0,5+0,5	57,8-76,3	77,9	4,4
18А	0,810	1,0	3,0 (1,0+1,0 +1,0)	22,5	16,8	-	-	-	9,9	5,2

Разборка моделей пласта после опытов показала, что значительная часть пористой среды (до 40–45% от длины модели «на входе») не содержала остаточной нефти (в отличие от интеревала модели «на выходе»). Ясно, что применение АФ-6 и воды, а также и АФ-12 позволит очищать пористую среду на небольшом расстоянии от забоя (где, в основном, определяется приемистость) и регулировать (снижать) ее проницаемость за счет оттеснения остаточной нефти на большее расстояние от забоя.

Эффективность низкоконцентрированных растворов АФ-6 (рис. 2) и экспоненциальная зависимость эффекта от объема закачки (рис. 3) делает состав применимым как при очаговом воздействии, так и для закачки с кустовой насосной станции (КНС). Последнее повышает эффективность и уменьшает затраты.

Снижение проницаемости за счет чисто физико-химического эффекта от ПАВ показывает, что эффект может быть использован для временной блокировки принимающих интервалов пласта, что часто очень полезно при ОПЗ. Поэтому второй целью работы было создание составов для комплексного воздействия, включающего блокирование принимающих интервалов ПЗП и, затем, снятие блокады составами для интенсификации закачки воды.

Разрушение эмульсионного барьера из остаточной нефти. Закачка деэмульгатора (АФ-12) позволяет разрушить эмульсионный барьер в пористой среде и в значительной степени восстановить проницаемость для воды (см. рис. 1, табл. 1).

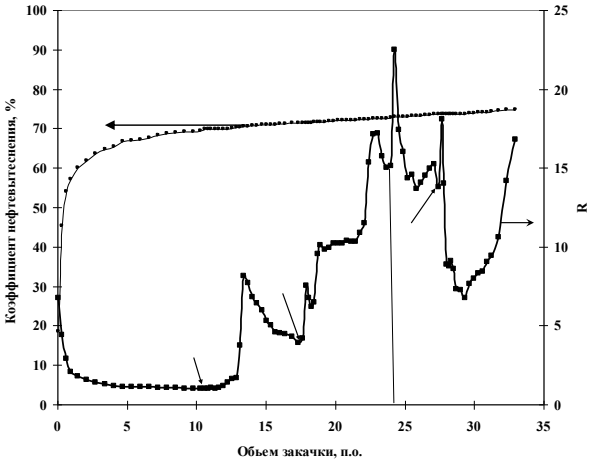


Рис. 2. Динамика вытеснения нефти и изменения проницаемости в опыте 18А (стрелки показывают момент начала закачки оторочек 0,1% растворов АФ-6, вертикальная черта – момент остановки фильтрации)

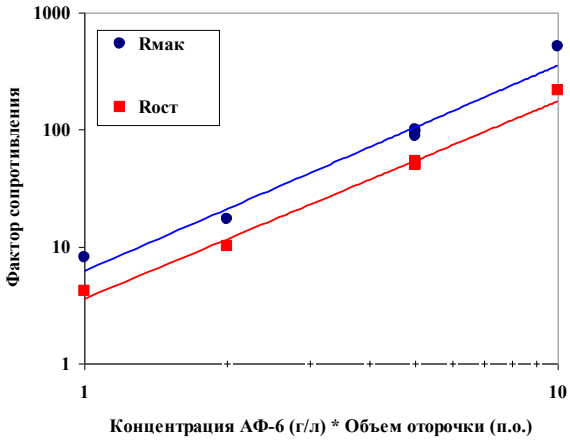


Рис. 3. Влияние концентрации эмульгатора (АФ-6) на факторы сопротивления при фильтрации

Данные опытов (см. табл. 1) показали следующее:

1. Для разрушения эмульсионного барьера в пористой среде подходят раствор деэмульгатора (АФ-12) в кислоте или соляная кислота, т. е. стандартные интенсифицирующие растворы, применяемые в нефтяной промышленности.

2. Раствор деэмульгатора (АФ-12) на пресной воде оказывает влияние на степень восстановления проницаемости, аналогично раствору на высокоминерализованной воде. Это связано с тем, что небольшая пресноводная оторочка минерализуется (смешивается) с минерализованной водой в поровом пространстве и из эмульсии.

3. Увеличение объема (числа оторочек) закачанного раствора деэмульгатора положительно влияет на степень восстановления проницаемости.

4. Растворитель Нефрас 120/200 малоэффективно восстанавливает проницаемость пористых сред после раствора АФ-6, так как он может участвовать в образовании эмульсии.

Литература

1. *Лозин Е.В., Хлебников В.Н.* Применение коллоидных реагентов для повышения нефтеотдачи. Уфа: Изд-во Башнипинефть, 2003. 233 с.

2. *Ганиев Р.Р., Хлебников В.Н., Андреева А.А.* и др. Влияние минерализации на поверхностную и адсорбционную активность неионногенный поверхностно-активных веществ в условиях карбонатных коллекторов // Башкирский химический журнал. 1994. Т. 1, № 4. С. 30–34.

Физико-химические процессы, вызывающие рост коэффициента извлечения нефти при добавлении в воду наноразмерных примесей оксидов металлов

Лесин В.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: vilesin@inbox.ru

Аннотация. Исследования последних лет показали, что внесение в воду наноразмерных частиц оксидов металлов (SiO_2, NiO_2, Fe_3O_4, и др.) приводит к увеличению на несколько процентов полноты вытеснения нефти из модельных образцов горных пород. Экспериментально установлено, что такой эффект вызывается как снижением капиллярного противодавления за счет снижения энергии поверхностного натяжения на границе вода–нефть, так и снижения вязкости нефти за счет примесей таких частиц оксидов металлов.

Анализ экспериментальных данных позволил выдвинуть модель, согласно которой на частицах примесей оксидов железа в воде формируются газовые микропузырьки, размером от нескольких десятков нанометров до десятков микрометров, обладающие поверхностным зарядом, что препятствует их схлопыванию при высоких давлениях. Движущиеся с водой частицы естественных примесей оксидов металлов, в частности Fe_3O_4, благодаря высокой энергии адсорбции по отношению к нефти при столкновениях с адсорбированными на поверхности порового пространства частицами тяжелых фракций нефти, захватывают их, гидрофилизируя поверхность и увеличивая приемистость и полноту вытеснения нефти.

В работах по исследованию водных растворов было экспериментально показано, что как в дистиллированной воде, так и при добавлении солей, в воде образуются устойчивые по отношению к росту внешнего давления пузырьки газа – бабстоны, имеющие распределенный по поверхности электрический заряд, что доказывает правильность предложенной ранее модели активной частицы.

Магнитные частицы оксидов железа в воде уже при концентрациях порядка 0,2 г/т образуют коллективные структуры фрактального строения, размером порядка 3–5 мкм. Установка устройств для магнитной обработки технической воды вызывает дробление таких структур, приводя к многократному увеличению концентрации активных элементов – газовых пузырьков, присоединенных к частицам оксидов железа. Применение устройства для магнитной обработки потока воды, установленного на промышленном водопроводе, позволило увеличить приемистость водонагнетательной скважины с пресной водой из поверхностного источника приблизительно на 100%, при использовании подтоварной воды – на 40%.
Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, водный раствор, примеси коллоидных наноразмерных частиц оксидов металлов, поверхностное натяжение, вязкость, магнитная обработка.

Для увеличения коэффициента извлечения при вытеснении нефти путем закачки воды в поровое пространство коллектора, как правило, используют примеси полимерных материалов и поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение растворимых в воде полимеров обосновывается приближением вязкости водного раствора к вязкости нефти, чтобы исключить блокирование низкопроницаемых участков пласта за счет их охвата водой, движущейся по высокопроницаемым участкам. Поверхностно-активные вещества используются для десорбции, как правило, тяжелых фракций нефти с поверхности порового пространства пласта за счет внедрения ПАВ на границу нефть–поверхность поры. Применение этих методов осложняется

высокими затратами на химические реагенты и средства, входящие в смешивающие растворы с закачиваемой в пласт водой, а также процессами адсорбции на поверхности пор, иногда необратимо снижающими проницаемость коллектора.

В лабораторных исследованиях по вытеснению нефти из модельных коллекторов было обнаружено, что магнитная обработка воды приводит к росту приемистости пласта для омагниченной воды на 50–100%, увеличению полноты вытеснения нефти на 20–40% в случае присутствия в модельных образцах бентонитовых глин и на 4–5% в случае алевролитовых глин, увеличению продолжительности периода времени безводного вытеснения на 10–25% и уменьшению вероятности формирования языков прорыва воды, отсутствию или малой величине эффекта при использовании дистиллированной воды и большой величине эффекта при использовании водопроводной воды в лабораторных экспериментах [1, 2].

В работах [3–5] было показано, что в водопроводной воде содержатся наноразмерные коллоидные магнитные частицы оксидов железа, которые формируют коллективные структуры – агрегаты фрактального строения с размерами порядка 3–5 мкм [4].

Магнитная обработка приводит к дроблению фрактальных структур на фрагменты, которые служат центрами формирования устойчивых газовых пузырьков. При использовании счетчика механических примесей ФС-151 было определено содержание непрозрачных частиц примесей в воде и установлено, что количество газовых пузырьков в воде, после магнитной обработки многократно увеличивается, а их концентрация убывает при растворении оксидов железа. Наноразмерные частицы железа обладают электрическим положительным зарядом и высокой энергией адсорбции по отношению к нефти, особенно по отношению к ее тяжелым фракциям – асфальтенам и смолам. При контакте газового пузырька с прикрепленной к нему частицей железа происходит прилипание адсорбированной частицы нефти и ее отрыв от поверхности за счет сил вязкого трения движущейся воды, что и проявляется как рост коэффициента извлечения нефти [4, 5].

Предложенная в работах [4, 5] модель основывалась на предположении об устойчивости вышеупомянутых газовых пузырьков. Такая ситуация возможна, когда поверхность газового пузырька имеет электрический заряд. В работе [6] показано, что пузырьки газа в воде имеют электрически заряженную поверхность. В дистиллированной воде при малых концентрациях солей такие пузырьки имеют характерные размеры от нескольких десятков нанометров до единиц микрометров, пузырьки наноразмеров формируют коллективные фрактальные структуры с размерностью ≈ 2,5 нм. С ростом концентрации солей к таким газовым пузырькам добавляются пузырьки с размером, превышающим единицы микрометров. С ростом размеров количество таких пузырьков возрастает, достигает максимума и снижается при дальнейшем увеличении размеров. В статье автора [4] показано, что зарегистрированная в диапазоне размеров 5–10 мкм концентрация пузырьков составляла несколько тысяч единиц на 10 мл воды, концентрация пузырьков с диаметром более 100 нм – единицы на 10 мл воды.

Структура газовый пузырек–частица железа с адсорбированной на поверхности частицы железа нефтью представляет собой поверхностно-активную частицу: наличие электрического заряда придает ей гидрофильные свойства, а нефть в ее составе – гидрофобно-гидрофильные свойства, поэтому такая система является поверхностно-активной, т. е. понижающей энергию поверхностного натяжения на границе вода–нефть.

Применение магнитных устройств на месторождении нефти позволило увеличить приемистость водонагнетательной скважины с пресной водой из наземного источника приблизительно на 100%, для скважины с подтоварной водой приблизительно на 40% [7].

Исследования влияния примесей частиц металлов в воде и нефти показали, что такие примеси снижают на несколько процентов величину поверхностного натяжения на границе нефть–вода и вязкость тяжелой нефти [8, 9]. Эти исследования подтверждают выводы работ [3, 4, 10–12] о роли частиц оксидов металлов в снижении вязкости нефти и увеличении полноты вытеснения нефти в присутствии примесей оксидов металлов на примере наноразмерных магнитных частиц оксидов железа, которые являются естественными примесями в воде и нефти.

Наличие примесей оксидов металлов в нефти, которые обладают электрическими зарядами и адсорбируют на своей поверхности тяжелые фракции нефти, открывают возможности подвергать крекингу тяжелую нефть путем воздействия на пласт электромагнитными волнами высокой частоты. Такие волны избирательно нагревают частицы оксидов, которые благодаря своим каталитическим свойствами позволяют превращать высокомолекулярные соединения нефти в низкомолекулярные [13, 14].

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. *Байрамов А.М., Мамед-Заде А.М., Михайлов В.М.* и др. Влияние магнитной обработки воды на процесс вытеснения // Известия вузов. Нефть и газ. 1977. № 12. С. 25–29.

2. *Михельман А.И., Федорив Л.В., Радыш В.И.* Изменение нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти намагниченной водой // Известия вузов. Нефть и газ. 1977. № 12. С. 78–90.

3. *Мартынова О.И., Гусев Б.Т., Леонтьев Е.А.* К вопросу о механизме влияния магнитного поля на водные растворы солей // Успехи физических наук. 1969. Т. 98, Вып. 1. С. 195–199. https://doi.org/10.3367/UFNr.0098.196905n.0195

4. *Лесин В.И.* Физико-химическая модель изменения нефтевытесняющих свойств воды после ее магнитной обработки // Нефтепромысловое дело. 2001. № 3. С. 15–17.

5. *Лесин В.И., Михайлов Н.Н., Сечина Л.С.* Использование коллоидных частиц железа в воде для модификации поверхности порового пространства коллекторов нефти и газа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 78–81.

6. *Бункин Н.Ф., Шкирин А.В.* Исследование бабстонно-кластерной структуры воды и водных растворов электролитов методами лазерной диагностики // Труды института общей физики им. А.М. Прохорова. 2013. Т. 69. С. 3–57.

7. *Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И.* и др. Повышение приемистости нагнетательных скважин с помощью магнитных устройств в НГДУ «Иркеннефть» // Нефтяное хозяйство. 1998. № 7. С. 24–25.

8. *Taborda E.A., Alvorado V., Franco C.A., Cortés F.B.* Rheological demonstration of alteration in the heavy crude oil fluids structure upon addition of nanoparticles // Fuel. 2017. Vol. 189. P. 322–323. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.110

9. *Foroozesh J., Kumar S.* Nanoparticles behaviour in porous madia. Application to enhanced oil recovery // Journal of Molecular Liquids. 2020. Vol. 316. P. 113876. https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113876

10. *Лесин В.И., Кокшаров Ю.А., Хомутов Г.Б.* Магнитные наночастицы в составе агрегатов коллоидных частиц нефти // Нефтяное хозяйство. 2009. № 3. С. 95–97.

11. *Lesin V.I., Koksharov Yu.A., Khomutov G.B.* Viscosity of liquid suspensions with fractal aggregates: magnetic nanoparticles in petroleum colloidal structures // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2011. Vol. 392, No. 1. P. 88–94. https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.09.038

12. *Лесин В.И.* Фрактальная теория вязкости неньютоновской нефти, основанная на учете взаимодействии коллоидных частиц: обзор и новые результаты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 26–46. https://doi.org/ 10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art3

13. *Лесин С.В., Лесин В.И.* Механизм влияния переменного электромагнитного поля на нефтяные дисперсные системы // Наногетерогенный катализ. 2018. Т. 3, № 1. С. 36–39. https://doi.org/10.1134/S2414215818010069

14. *Масалевич А.И., Киташов Ю.Н., Назаров А.В.* и др. Применение волновых полей для облагораживания тяжелого углеводородного сырья // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 6(247). С. 19–22.

Селективный микрогидроразрыв пласта и перспективы его использования

Аухатов Я.Г.
ООО «Центр совершенствования методов разработки нефтяных месторождений»,
РФ, 420097, г. Казань, ул. Лейтенанта Шмидта, д. 35а, оф. 112
E-mail: yan-89178823520@yandex.ru

Аннотация. Увеличение объемов добычи нефти тесно связано с увеличением дебита добывающих скважин и повышением нефтеотдачи пластов. Существующие методы морально устаревают ввиду изменения литологических и физико-химических свойств коллекторов в процессе эксплуатации и усложнения структуры запасов. Это требует новых подходов и возможных комбинаций разных методов. Наиболее перспективным является совмещение методов микрогидроразрыва с закачкой бинарных смесей в пласт и селективный микрогидроразрыв, предваряющий большой гидроразрыв, чтобы дать ему направление. При этом для создания микрогидроразрыва используется лишь один цементировочный агрегат ЦА-320.
Ключевые слова: дебит скважины, селективный микрогидроразрыв пласта, бинарные смеси.

В скважинах, совместно эксплуатирующих многопластовые залежи или расчлененные низкопродуктивные коллекторы, с целью воздействия на отдельные объекты, целесообразно применять селективный микрогидроразрыв пласта (СМГРП) в сочетании с имплозионным воздействием [1–3]. СМГРП за счет целенаправленного (селективного) приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков позволяет вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых коллекторов. При этом за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности повышается дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Увеличивается и конечный дебит.

В частности, это подтверждают уже проведенные работы в Волго-Уральской области, которые показали хорошие результаты (см. табл.1).

Таблица 1

Данные по скважинам Волго-Уральской области до и после проведения СМГРП

№ п.п.	Месторождение, № скв.	Дебит нефти до СМГРП, т/с	Обводненность до СМГРП, %	Дебит нефти после СМГРП, т/с	Обводненность после СМГРП, %
1	Горнинское, скв. 1205	2,5	2	7,6	3
2	Люкское, скв. 2	0,4	20	1,8	5
3	Казанлинское, скв. 18	0,5	4	3,7	5
4	Кузайкинское, скв. 2087	0,1	0	80	0

Предлагаемое устройство использует цементировочный агрегат ЦА-320 (рис. 1). Устройство спускают в скважину с таким расчетом, чтобы циркуляционный клапан находился напротив нижних отверстий зоны перфорации [1]. Путем повышения давления на устье до 20–25 МПа за счет закачки жидкости в полость насосно-компрессорных труб разрывают мембрану, создавая в предварительно выделенной по данным геофизических исследований зоне пласта (на уровне окон ловушки) гидравлический удар с давлением, существенно превышающим горное давление

вышележащих пород и обеспечивающим необходимые условия для расширения за счет СМГРП существующих и/или образования новых трещин.

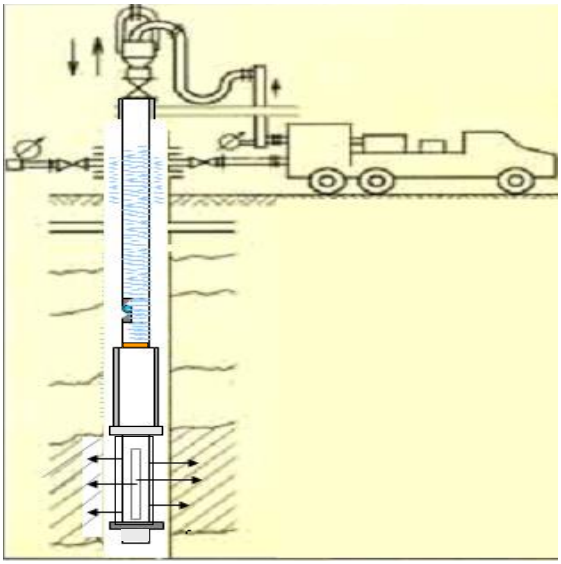


Рис. 1. Схема обвязки устья скважины для СМГРП

Отметим, что с помощью этого же устройства, за время однократного спуска глубинного оборудования, можно осуществлять комплексную обработку скважины (закачать углеводородные растворители, кислотные растворы и иные интенсифицирующие агенты).

Основные преимущества данной технологии:

– используется отечественная техника ЦА-320;

– не нарушается целостность цементного кольца выше и ниже зоны перфорации, что исключает возможность заколонных водоперетоков;

– радиус проникновения трещин до 25,0–60,0 м, в зависимости от геологического строения продуктивного пласта; операция осуществляется в любое время суток;

– гарантированное увеличение дебита в несколько раз (см. табл. 1).

В последние годы термин «моделирование» в нефтяной научно-технической литературе, в том числе в отношении изучения результатов имплозионного воздействия, прочно закрепился за компьютерным моделированием [3]. Моделирование процессов гидроразрыва пластов на физических моделях практически отсутствует, несмотря на то, что в проявлении механизмов имплозионного воздействия и образования трещин в различных коллекторах по-прежнему остается много непонятного. Поэтому была предпринята попытка смоделировать гидроразрыв с использованием эффекта имплозии на физических моделях Ю.А. Корнильцева [4]. Для моделирования карбонатного пласта использовался помол керна башкирского яруса (Аканское месторождение Республики Татарстан). Этот керн предварительно подвергался механическому дроблению и нефтенасыщенные кусочки убирались. Далее, при помощи сит с разными размерами ячеек, были отсеяны фракции песчаниковой, алевритовой и пелитовой размерности. Для создания насыпной физической модели взят пелитовый помол, фильтрационно-емкостные свойства которого оказались наиболее близкими к аналогичным свойствам коллектора башкирского яруса.

Линейная модель, представляющая собой трубку из карболита, имела следующие параметры: площадь сечения 3,8 $см^3$; длина 50,0 см; проницаемость 100 мД. Один конец модели подключался к вакуумному насосу, через другой – осуществлялась подача воды под давлением.

Первоначально при помощи вакуумного насоса в модели была создана вакуумная среда, и при открытии клапана со стороны подачи воды под давлением 0,3 атм происходил гидроудар. После этого модель освобождалась от карбонатной пелитовой фракции, которая представляла собой, в отличие от аналогичных экспериментов с терригенными фракциями песка, нерассыпающийся цилиндрик – т. е. фактически слаболитифицированные карбонатные породы. При разламывании этого цилиндрика на части со стороны подачи воды была обнаружена трещина длиной 10 см, которую, по-видимому, можно считать гидроразрывом.

Если при давлении 0,3 атм происходит образование трещины длиной 10 см, то можно предполагать, что при давлении 300 атм в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые (см. табл. 1) коллекторы, длина трещины от СМГРП сможет достигать 60 м. Таким образом, одним из перспективных направлений применения селективного микрогидроразрыва пласта может стать его использование для повышения нефтеотдачи трещинно-пористых карбонатных коллекторов, содержащих трудноизвлекаемую нефть повышенной вязкости. Обычно конечная нефтеотдача таких коллекторов не превышает 4–5%, но, как было показано в [5], она может быть существенно увеличена за счет применения бинарных смесей, содержащих минеральную (аммонийную) и органическую (моноэтаноламиннинтрат) селитры.

Применение при СМГРП закачки бинарных смесей в сочетании с термическими, химическими методами воздействия на пласт может способствовать не только повышению проницаемости его призабойной зоны, но и оказывать объемное термобарическое воздействие на его удаленную зону, вовлекая в разработку слабо дренируемые участки залежи.

В старом фонде скважин, вскрывших коллекторы сложного строения (например, нетрадиционные доманиковые отложения), но не освоенных, испытание соответствующих интервалов целесообразно проводить также предлагаемым методом, так как СМГРП происходит в требуемом интервале с точностью до 0,3 м.

Используя селективный микрогидроразрыв пласта, можно заполнить трещины разрыва магниевыми гранулами и далее, путем закачки соляной кислоты, создать относительно высокие температуры на расстоянии от 30 до 60 м от забоя скважины.

В карбонатных коллекторах, представленных известняками, будут идти процессы доломитизации ($2CaCO_3 + MgCl_2 = CaMg(CO_3)_2 + CaCl_2$). Вторичная доломитизация всегда сопровождается трещинообразованием, которое может обеспечить высокую проницаемость пород. Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства и при этом увеличивается не только пористость, но и проницаемость [6].

Одним из основных недостатков больших гидроразрывов пласта является то, что результат их воздействия является не только не селективным, но и непредсказуемым. Поэтому целесообразно сначала делать селективный микрогидроразрыв пласта, который задаст нужное местоположение и направление последующему гидроразрыву.

Литература

1. *Аухатов Я.Г.* Селективный микрогидроразрыв пласта ООО «НТПР» // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2011. С. 55–56.

2. *Попов А.А.* Имплозия в процессах нефтедобычи. М.: Недра, 1996. 192 с.

3. *Волков Ю.А., Конюхов В.М., Костерин А.В., Чекалин А.Н.* Математическое моделирование имплозионного воздействия на пласт. Казань: Плутон, 2004. 78 с.

4. *Корнильцев Ю.А.* Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами. Казань: Плутон, 2002. 230 с.

5. *Запивалов Я.Г., Аухатов Я.Г.* Градиенты депрессии на продуктивный пласт в процессе разработки нефтяных месторождений // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: Сб. тр. Международной научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2013. С. 62–65.

6. *Александров Е.Н., Кузнецов Н.М.* Широкомасштабное нагревание нефтеносного пласта и оптимизация режима добычи жидких углеводородов // Каротажник. 2007. № 4(157). С. 113–127.

Инновационная технология снижения водопроявления в газовых скважинах, эксплуатирующихся при аномально низком пластовом давлении, на основе реагента «Темпоскрин-Плюс»

Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.*
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *demian20@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрены свойства дисперсной полимерно-гелевой системы миллиметрового диапазона «Темпоскрин-Плюс» и обоснована возможность ее применения для ограничения притока пластовой воды в газовые скважины с аномально низким пластовым давлением.
Ключевые слова: анионный полиакриламид, Темпоскрин, дисперсный гель, водоприток, газовая скважина, скин-фактор.

Проблема выноса воды и песка в скважины остается актуальной для Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [1]. Для разработки сеноманских залежей Большого Уренгоя предлагается использовать технологию ограничения выноса воды в газовые скважины на основе реагента «Темпоскрин-Плюс». Этот реагент представляет собой композицию из гранул анионного полиакриламида, частично сшитого в твердой фазе, и гранул химического сшивающего агента. При взаимодействии с водой реагент образует дисперсные гелевые системы миллиметрового диапазона. В силу полиэлектролитного характера гелей можно управлять их объемом путем регулирования pH водной среды. Реагент «Темпоскрин-Плюс» используется для приготовления одноименной полимерно-гелевой системы путем смешения порошка реагента с водой [2, 3]. На этом этапе происходит набухание гранул полимера в воде и одновременное взаимодействие полимера в составе гранул со сшивающим агентом. В результате сшивающий агент абсорбируется набухающими гранулами с образованием частичек дисперсного геля по схеме (рис. 1).

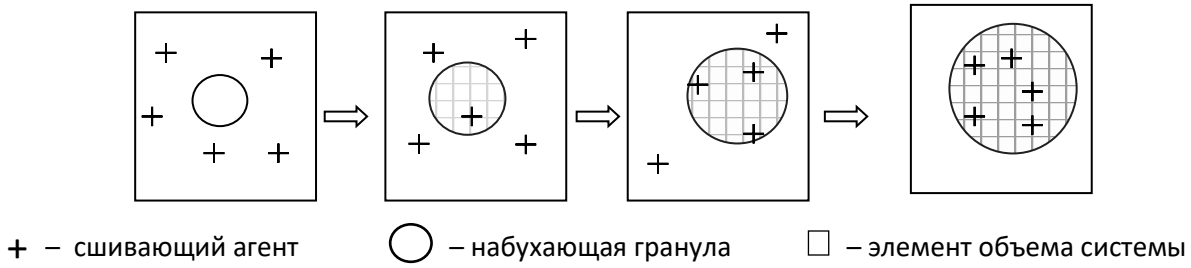
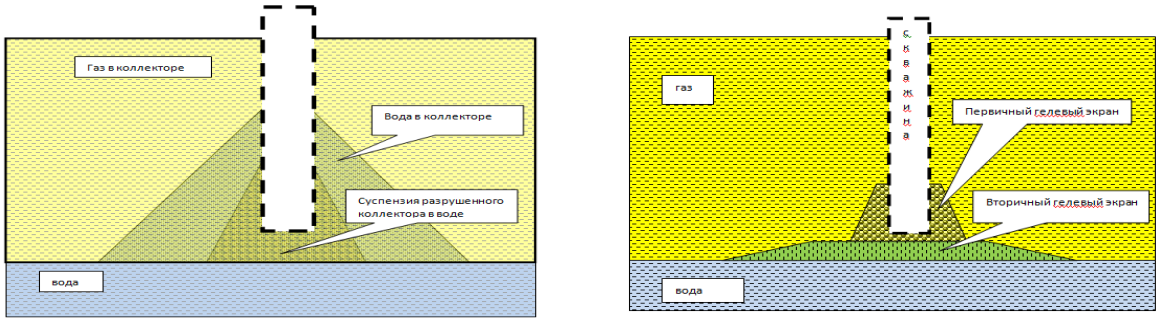


Рис. 1. Схема формирования дисперных гелевых частиц при взаимодействии гранул «Темпоскрин-Плюс» и воды

Движение дисперсных гелей миллиметрового диапазона ограничено в областях пласта с низкой проницаемостью. Однако во многих случаях добывающие скважины окружены зонами с высокой проницаемостью, как естественного, так и техногенного происхождения. Одним из признаков наличия высокопроницаемых зон может быть отрицательный скин-фактор скважины [4]. Именно такая величина скин-фактора оказывается характерной для многих добывающих скважин Уренгойского НГКМ. Предполагается, что одна из причин этого – разрушение

призабойной зоны скважин и образование областей, заполненных несвязанными частицами пласта, что, в свою очередь, может являться следствием техногенного разрушения за счет постоянного гидромеханического воздействия на коллектор потоков воды из-за разности между пластовым и забойным давлениями в процессе эксплуатации скважины. В этих условиях предполагается образование конусов притока воды в скважину из зоны газо-водяного контакта (рис. 1), и поэтому логично предположение, что основное разрушение призабойной зоны будет иметь место в области этих конусов. Эту модель следует рассматривать, если в скважину выносится пластовая вода. Схема призабойной зоны для такого случая представлена на рис. 2а.



а б

Рис.2. Образование конусов притока воды в скважину из зоны газо-водяного контакта:
а – модель обводнения пластовой водой; б – модель ограничения выноса воды в газовую скважину

В этой модели рассматривается область пласта, заполненная разрушенным коллектором и водой, что можно рассматривать как суспензию песка в воде. Такой песок обладает текучестью под действием небольших градиентов давления. Проницаемость такой среды формально можно положить равной бесконечности. Очевидно, что важно знать объем указанной зоны, а также физико-механические и физико-химические свойства субстанции, заполняющей этот объем.

Для оценки объемов разрушенной зоны можно воспользоваться известной формулой для расчета скин-фактора:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \mathrm{Ln}(r_s/r_c) , \qquad (1)$$

где r_s – радиус зоны с проницаемостью k_s;
k – проницаемость пласта;
r_c – радиус скважины.

Предполагается, что рассматриваемая зона заполнена разрушенной породой и водой, ее проницаемость бесконечна и будет выполняться неравенство:

$$k_s >> k ,$$

при котором формулу (1) можно переписать в виде:

$$S = -\mathrm{Ln}\left({}^{r_s}/_{r_c}\right).$$

Если независимым методом определен скин-фактор, например, по кривой восстановления давления, то может быть рассчитан эффективный радиус скважины по формуле:

$$r_s = r_c e^{-s}.$$

Вместе с данными по величине интервала перфорации L можно оценить эффективный объем зоны с разрушенным коллектором:

$$V = \pi r_s^2 L \quad .$$

Если использовать данные, полученные с одной из скважин Уренгойского месторождения (физический радиус скважины 0,084 м, колонна d=168 мм, скин-фактор равен -2,13, величина интервала перфорации 44 м), то можно рассчитать эффективный радиус скважины r_s = 0,70 м и объем разрушенной зоны V= 69 м^3. Этот объем заполнен газом, водой и песком.

Для изучения его свойств был исследован песок, извлеченный из аналогичной соседней скважины при промывке песчаной пробки, а также исследован стандартный кварцевый песок близкого фракционного состава. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

Свойства скважинного и стандартного песка

Свойства	Песок из скважины	Песок по ГОСТ 22551-77
Содержание фракции до 0,10 мм, %	60	5
Содержание фракции 0,10–0,25 мм, %	40	95
Свойство поверхности	гидрофобная	гидрофильная
Насыпной удельный вес в газовой среде, г/см^3	0,96	1,51
Насыпной удельный вес в водной среде, г/см^3	-0,04–0,04	0,51

Из приведенных данных видно, что скважинный песок имеет большую долю мелких частиц, в сухом виде он имеет более низкую плотность. Насыпной удельный вес песка в газовой среде больше, чем в водной среде за счет действия архимедовой силы, и это способствует образованию суспензии песка, особенно в случае выноса песка из скважины. Следует отметить, что исследованный образец оказался гидрофобным, что можно связать с часто проводимыми на месторождении попытками ограничить вынос воды в газовых скважинах путем гидрофобизации призабойной зоны химическими реагентами.

Основанием для применения системы «Темпоскрин-Плюс» для ограничения выноса воды в газовую скважину является успешный опыт применения на добывающих скважинах Барсуковского месторождения нефти. Однако следует учитывать специфику аномально низкого пластового давления при добыче газа и при планировании объемов закачки полимерно-гелевой системы ориентироваться на объем ближней зоны, заполненной суспензией песка в воде. Необходимое для закачки давление для продавки песчано-гравийной смеси (ПГС) в пласт

предполагается создавать гидростатическим давлением столба жидкости в колонне при заливке реагентов в скважину.

С учетом принятой модели обводнения газовых скважин и свойств ПГС составлена модель ограничения выноса воды в работающей газовой скважине после обработки ее дисперсной гелевой системой «Темпоскрин-Плюс» (см. рис. 2б). Согласно этой модели в пласте образуются два типа экранов. Первый экран формируется за счет замещения части суспензии разрушенной породы дисперсными гелевыми частицами. Свободная от гелевых частиц часть ПГС проникает в неразрушенный обводненный коллектор и через 2–3 суток образует вторичный экран, состоящий из сплошного геля.

Выводы

Проведен теоретический анализ физико-химических превращений в полимерно-гелевой системе «Темпоскрин-Плюс» при контакте с водной средой. Предложена модель работы водопроявляющей скважины в условиях аномально низкого пластового давления газа и механизм процесса ограничения выноса воды с использованием реагента «Темпоскрин-Плюс». Получен патент на технологию ограничения выноса воды в газовые скважины [5].

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. *Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А.* и др. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. 2018. № 1(33). С. 235–242.

2. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.* A.c. SU 1669404 A3. Добавка к закачиваемой в пласт воде «Темпоскрин» и способ получения добавки. № 4713456/03; Заявл. 03.04.1989; Опубл. 10.06.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 16. http://www1.fips.ru

3. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б* Пат. RU 2712902 C2. Порошковая композиция для ограничения водопритоков в скважины и способ ее применения. № 2018111983; Заявл. 03.04.2018; Опубл. 31.01.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 4. 9 с. http://www1.fips.ru

4. *Андаева Е.А., Сидоров Л.С.* Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 9. С 41–45.

5. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.* Пат. RU 2711202 C2. Способ ограничения водопритоков в газовых скважинах с аномально низким пластовым давлением. № 2017146261; Заявл. 27.12.2017; Опубл. 15.01.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 2. 8 с. http://www1.fips.ru

Опыт промышленной апробации оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта

Ефимов Н.Н.[1]*, Ноздря В.И.[1], Карапетов Р.В.[1], Кочубей К.Н.[1], Ермолаев А.И.[2], Кильмаматов А.А.[3]
1 – ООО «НПК Спецбурматериалы», РФ, 140180, Московская обл., г. Жуковский, ул. Гастелло, д. 1а
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
3 – НТЦ «НИС Нафтагас», Сербия, 2100, г. Нови Сад, ул. Народного фронта, д. 12
E-mail: *efimov@scsbm.ru

Аннотация. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин со слабо консолидированными коллекторами сопряжена с осложнениями, связанными с разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка. Рассмотрен вариант оптимизированного химического способа укрепления призабойной зоны пласта с использованием состава «Полискреп». Приведены результаты лабораторного тестирования и промысловых испытаний оптимизированной технологии обработки песконесущих скважин.
Ключевые слова: вынос песка, укрепление призабойной зоны пласта, кремнийорганические смолы, скрепляющий состав «Полискреп», продувка призабойной зоны пласта азотом.

Разработка нефтяных и газовых месторождений нередко связана с необходимостью эксплуатации продуктивных слабо консолидированных коллекторов. Проблема эксплуатации таких коллекторов заключается в неизбежном возникновении выноса дезинтегрированных частиц породы коллектора из разрушаемой призабойной зоны пласта в процессе работы скважин. Вынос твердых частиц во внутрискважинное пространство и далее к поверхности приводит к негативным последствиям, снижающим эксплуатационную надежность и добычные возможности скважинного фонда, и требует реализации мероприятий по борьбе с пескопроявлениями.

Применяющиеся мероприятия по ограничению выноса песка условно можно разделить на: технологические, механические, физико-химические и химические [1–5].

Выбор в пользу того или иного способа ограничения выноса песка должен осуществляться на стадии проектирования разработки месторождения при изучении геологического строения залежи, литологических, гранулометрических и геомеханических свойств породы коллектора, конструкции скважины и способа эксплуатации.

Так, при эксплуатации нефтяных скважин, проектно не оснащаемых фильтровыми компоновками, по мере снижения пластового давления и роста обводненности продукции устойчивость пород слабо консолидированного коллектора снижается, что приводит к росту концентрации выноса твердых частиц [1–3, 5].

В таких случаях возрастает привлекательность применения немеханических способов ограничения выноса песка. В качестве альтернативы наиболее широкое применение получили химические методы укрепления призабойной зоны пласта (ПЗП). К преимуществам таких методов можно отнести отсутствие необходимости реконструкции ПЗП при обработке, а также значительно меньшие затраты в сравнении с оснащением (дооснащением) фильтровыми компоновками.

Типовой подход к реализации химического способа укрепления ПЗП заключается в закачке скрепляющего состава с последующей продавкой углеводородной жидкостью. Очевидным недостатком такого подхода является значительное снижение проницаемости, обусловленное

изменением геометрии (уменьшением условного проходного диаметра) фильтрующих каналов вследствие адсорбции скрепляющего состава на поверхности зерен обрабатываемой породы, что отмечается при обработке неоднородных терригенных коллекторов, характеризующихся высокой анизотропией проницаемости [6].

Авторами разработана и апробирована в промысловых условиях оптимизированная технология химического укрепления призабойной зоны, эффективность применения которой состоит в минимизации негативного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства пласта вследствие снижения естественной проницаемости.

В ООО «НПК Спецбурматериалы» проведен комплексный анализ основной номенклатуры базовых материалов, применяемых для химического укрепления ПЗП, включая формальдегидные, полиуретановые, эпоксидные и кремнийорганические смолы, с целью сравнительной оценки их эффективности. По результатам лабораторных исследований установлено, что наиболее перспективными материалами, отвечающими условиям применения химического способа укрепления призабойной зоны пласта, являются растворы кремнийорганических смол в органическом растворителе. Это обуславливается высокой стабильностью, термостойкостью, низкой вязкостью данных составов. Кроме этого, поверхность терригенных пород, обработанная кремнийорганическими смолами, меняет характер смачиваемости, приобретая гидрофобность [7]. На основе проведенных исследований разработана рецептура нового состава для укрепления ПЗП нефтяных и газовых скважин, получившего название «Полискреп».

Разрушение призабойной зоны скважин, эксплуатирующих слабо консолидированный коллектор, приводит к образованию каверн за обсадной колонной, что требует применения более сложной технологии химического укрепления ПЗП. В таких случаях перед проведением обработки производится заполнение каверны классифицированным песком фракции $D_{50} = (5–6)\ d_{50}$ грануляции пластового песка.

Еще одной проблемой оптимизации технологии укрепления ПЗП с использованием смол является давление закачки, а именно обеспечение продавки скрепляющего состава в обрабатываемый пласт на заданную глубину без превышения давления гидроразрыва. Зачастую, особенно для неглубоких скважин (до 1500 м), разница между пластовым и давлением гидроразрыва пород невелика, что создает риски при выполнении обработки.

Для решения данной проблемы в процессе обработки предлагается применять продувку инертным газом. Предусматривается использование азота, так как азотно-компрессорные установки серийно выпускаются и широко применяются российскими нефтегазодобывающими и сервисными копаниями [8]. К преимуществам использования азота при проведении скважинных операций можно отнести его нетоксичность, отсутствие коррозионного влияния на элементы конструкции скважин и внутрискважинное оборудование, пожаровзрывобезопасность, а также сравнительно низкую растворимость и химическую инертность по отношению к пластовой воде и углеводородам.

В целом, оптимизация технологии апробации химического способа с учетом предложенных решений проводилась по следующим направлениям.

1. Снижение рисков возникновения гидроразрыва пласта и ухудшения проницаемости.

Поскольку пластовое давление на момент проведения обработки практически всегда можно считать условно постоянным, то цель оптимизации процесса обработки сводится к минимизации

фильтрационных сопротивлений при продавке скрепляющего состава в ПЗП. Одним из факторов, определяющим величину этих сопротивлений, является водонасыщенность. В работе [9] авторами исследовался процесс продувки инертным газом пористой среды с высоким значением водонасыщенности. Отмечено, что при прокачке азота снижается как водонасыщенность, так и необходимое давление закачки.

Авторами были проведены фильтрационные эксперименты по закачке смолы в водонасыщенные насыпные модели. При этом одна из них подвергалась предварительной продувке азотом в количестве 20 поровых объемов образца. Результаты эксперимента подтвердили ожидания – перепад давления при закачке смолы после предварительной продувки азотом снизился на 55–65%.

Практическая реализация предложенного подхода на скважинах подтвердила результаты экспериментов, причем давление закачки азота не достигало предельно установленного значения давления (90% от давления гидроразрыва), а стабилизация происходила на уровне пластового давления.

2. Повышение эффективности обработки пласта с неравномерной проницаемостью.

Снижение вязкости реагента позволяет произвести закачку расчетного объема скрепляющего состава при меньшем перепаде давления. В связи с этим экспериментально был определен эффект насыщения азотом раствора высоковязких смол в серии лабораторных испытаний с использованием капиллярного вискозиметра. Отмечена значительная (в 100 раз) разница между вязкостью дегазированной и газонасыщенной смол. На практике применение полученного эффекта реализовано параллельной закачкой скрепляющего состава и азота. После закачки расчетного объема реагентов полученная газонасыщенная смесь продавливалась в пласт азотом.

3. Обеспечение консолидации зерен коллектора с сохранением проницаемости.

Для практического решения данной задачи, как отмечено выше, обработанная скрепляющим составом модель продувалась азотом, способствуя испарению растворителя и препятствуя оседанию реагента в порах, до наступления гелеобразования. Обработанная насыпная модель непрерывно продувалась азотом до достижения полной полимеризации.

По результатам эксперимента была проведена оценка изменения проницаемости насыпной модели по воде и керосину, а также выполнены геомеханические исследования и микрофотографирование шлифа полученной матрицы (рис. 1).

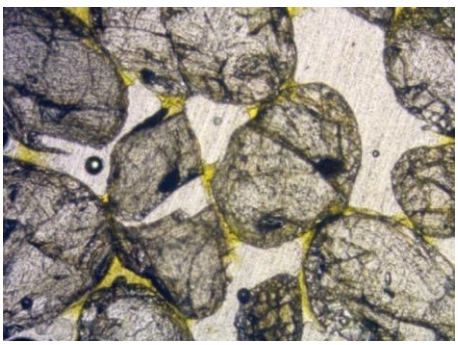


Рис. 1. Микрофотография шлифа матрицы насыпной модели (×100)

Снижение проницаемости по керосину составляет 13,3%, по воде – 36,2%, в то время как без продувки азотом проницаемость по керосину снижается в 2,9 раза, а по воде – в 10,2 раза.

Полученные результаты геомеханических испытаний, кратко, заключаются в следующем. Сцепление C_0 для обработанных образцов составило 4,4 МПа, что в 4 раза выше значения сцепления C_0 для необработанных образцов, равного 1,1 МПа. Сцепление характеризует наличие и прочность структурных связей, т. е. количественно коррелирует с пределом прочности на срез без учета нормальных напряжений. Минимальная прочность на одноосное сжатие после обработки скрепляющим составом при 20 °С достигает 8,0 МПа.

За период апробации оптимизированной в ООО «НПК Спецбурматериалы» технологии химического укрепления ПЗП с применением скрепляющего состава на основе раствора кремнийорганических смол «Полискреп», на месторождениях ПАО «Газпром» с 2016 по 2022 гг. было проведено более 40 скважинoопераций. При этом, технологический эффект в сокращении выноса песка составил от 90% до 100%, при сохранении дебита по газу на уровне доремонтных значений. Данные по газодинамическим исследованиям, проведенным в скважине № Х12 Юбилейного месторождения до и после обработки составом «Полискреп», а также по истечении 15 месяцев эксплуатации, показывают прекращение выноса песка и снижение водного фактора в 5–6 раз.

С 2015 г. технология укрепления ПЗП с применением состава «Полискреп» проходила испытания в АО «НИС Нафтогас» Республики Сербия. Было отмечено, что положительного результата достигали операции по обработке нефтяных и газовых скважин, приуроченных к песчаным пластам с грануляцией $d_{50} \geq 0{,}1$ мм, при этом успешность составила 40% (2 из 5 скважин). Для обработки скважин с меньшей грануляцией технология была усовершенствована путем увеличения продолжительности предварительной продувки пласта азотом, совместной параллельной закачкой скрепляющего состава и азота, а также увеличением времени завершающей продувки пласта до 12 часов. В результате в 7 скважинах был достигнут 100% эффект от проведения обработки [6].

Выводы

Для повышения качества ремонта скважин, осложненных пескопроявлениями, посредством химического способа укрепления призабойной зоны пласта предложен ряд технических решений:

– предварительная продувка ПЗП азотом обеспечивает уменьшение водонасыщенности, снижение давления закачки и обеспечивает равномерное распределение скрепляющего состава в слабоконсолидированном терригенном коллекторе;

– подача скрепляющего состава в призабойную зону пласта, предварительно насыщенную азотом, позволяет значительно снизить фильтрационные сопротивления, что обеспечивает равномерную пропитку как высокопроницаемых участков, так и зон с меньшей проницаемостью;

– непрерывная закачка азота в призабойную зону скважины после обработки, в период полимеризации смолы, позволяет эффективно скреплять зерна в зоне контакта, сохраняя при этом проницаемость межзерновых каналов.

Применение азота позволило заметно повысить эффективность технологических операций по укреплению призабойной зоны пласта с применением растворов кремнийорганических смол в неоднородных по грануляции терригенных слабо консолидированных коллекторах.

Литература

1. *Аксенова Н.А., Овчинников В.П., Анашкина А.Е.* Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. 134 с.

2. *Пятахин М.В.* Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 265 с.

3. *Ефимов С.И*. Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М., 2021. 23 с.

4. *Каушанский Д.А., Цицорин А.И., Дмитриевский А.Н*. и др. Изучение прочностных и фильтрационных свойств образцов кернов, структурированных уретановым предполимером // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С.105–107.

5. *Перейма А.А., Кукулинская Е.Ю.* Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 2. С. 35–41.

6. *Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Скотнов С.Н.* и др. Укрепление призабойной зоны пласта газовых скважин для предотвращения выноса песка с применением кремнийорганического состава «Полискреп» // Бурение и нефть, 2018. № 3. С. 32–34.

7. *Кильмаматов А.А., Трипкович М.М., Ефимов Н.Н.* и др. Совершенствование физико-химических технологий укрепления прискважинных зон на месторождениях нефти и газа Сербии // Нефтепромысловое дело. 2021. № 12(636). С. 54–62. https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12(636)-54-62

8. *Игнатьев Н.А., Синцов И.А.* Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности // Фундаментальные исследования. 2015. № 11-4. С. 678–682.

9. *Орлов Д.М., Рыжов А.Е., Перунова Т.А*. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования // Прикладная механика и техническая физика. 2013. Т. 54, № 5(321). С. 119–128.

Возможность сильной модификации высоких проницаемостей с применением полимерно-гелевых систем (на примере реагента «Темпоскрин-Плюс ВПП»)

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

Аннотация. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи направлены на повышение эффективности разработки нефтяных месторождений, и такие методы особенно востребованы в связи с естественным процессом усложнения условий эксплуатации нефтяных залежей, что связано как с процессом перехода старых месторождений на поздние стадии разработки, так и с освоением новых месторождений со сложными геолого-физическими условиями. Основная часть месторождений разрабатывается с применением заводнения, поэтому существует проблема прорыва воды по промытым и высокопроницаемым зонам к добывающим скважинам и высокой обводненности продукции. Потокоотклоняющие технологии и технологии выравнивания профиля приемистости направлены на повышение эффективности разработки заводнением за счет снижения фильтрации агента закачки в промытые зоны и увеличения охвата. В данной работе приводятся результаты фильтрационных экспериментов на насыпных моделях пласта высокой проницаемости с полимерно-гелевой системой «Темпоскрин-Плюс ВПП», которая предназначена для выравнивания профиля приемистости. После обработки высокопроницаемых сред полимерно-гелевой системой «Темпоскрин-Плюс ВПП» происходит сильная модификация – снижение проницаемости на несколько порядков.
Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости, потокоотклоняющие технологии, полимерные системы, Темпоскрин, фильтрационный эксперимент, фактор остаточного сопротивления, насыпная модель пласта.

Введение. В настоящее время основная часть нефтяных месторождений разрабатывается с применением заводнения и находится на поздней стадии разработки. Одни из характерных осложнений и проблем для таких месторождений – это рост обводненности, падение темпов добычи нефти и переход остаточных запасов в категорию трудноизвлекаемых. Поэтому, для поддержания рентабельной добычи нефти, применяются различные физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) [1].

Технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) и потокоотклоняющие технологии (ПОТ) – это такие ФХ МУН, которые оказывают воздействие на пласт через нагнетательные скважины и направлены на блокирование/снижение фильтрации агента закачки через наиболее промытые и проницаемые зоны пласта и перераспределение потоков закачиваемого агента. Цель применения технологий – снижение объемов холостой закачки в системах поддержания пластового давления, снижение объемов добычи воды, увеличение охвата заводнением и вовлечение в разработку ранее не дренируемых запасов нефти [1, 2].

Анализ публикаций показывает, что в последнее десятилетие тенденции разработок технологий ВПП и ПОТ направлены на развитие технологий с применением полимерных систем. Это связано с тем, что полимерные составы обладают высоким модифицирующим воздействием на вязкость воды, проницаемость поровой среды при малых расходах самого реагента; могут применяться в широком диапазоне геолого-физических условий; имеют возможность гибкого регулирования физико-химических свойств этих систем в широком диапазоне. Можно выделить

несколько разновидностей полимерных реагентов для ВПП и ПОТ, в зависимости от механизма действия:

1 – водорастворимые полимеры (полимерное заводнение);

2 – сшитые полимерные системы – СПС (гели insitu, полимер+сшиватель);

3 – коллоидные дисперсные системы – КДС (гель+коллоидный наполнитель);

4 – предварительно сшитые макрогели (системы Темпоскрин);

5 – предварительно сшитые микрогели (коллоидно-дисперсные гели) [1–5].

Полимерно-гелевая система (ПГС) «Темпоскрин-Плюс ВПП» предназначена для применения в нагнетательных скважинах для реализации технологии ВПП и ПОТ и относится к предварительно сформированным сшитым макрогелям. ПГС «Темпоскрин-Плюс ВПП» избирательно воздействует на высокопроницаемые обводненные пласты, резко снижает их проницаемость, обеспечивает выравнивание профилей приемистости скважин и пласта, изменяет фильтрационные потоки, увеличивая охват пласта заводнением. ПГС состоит из множества гелевых частиц размером от 0,2 до 4,0 мм, обладает высокой подвижностью и проникающей способностью по отношению к трещинам и крупным порам, не проникает в низкопроницаемые и гидрофобные участки пласта вследствие того, что размеры гелевых частиц больше, чем размеры пор таких пород [6–11]. Технология «Темпоскрин-Плюс ВПП» снимает недостатки традиционных полимерных систем за счет своей дисперсной структуры и предварительной сшивки, а именно:

– гель не проникает в низкопроницаемые зоны пласта и не снижает эффективность ВПП;

– не происходит размыва и разбавления системы по наиболее проницаемым зонам, сохраняется эффективность в трещинах и высокопроницаемых зонах;

– снимается ограничение по времени сшивки по сравнению с традиционным СПС;

– снимается неопределенность по контролю количества сшивателя и геланта, присущих СПС;

– обеспечивается повышенная солестойкость, термостабильность и устойчивость к механическому разрушению;

– наблюдается отсутствие твердых инертных частиц, вредящих коллектору.

В данной работе представлены результаты исследования фильтрации полимерно-гелевой системы «Темпоскрин-Плюс ВПП» через насыпные модели пласта с высокой проницаемостью, с различным материалом поровой среды (кварцевый песок, проппант, мрамор), различной минерализацией воды (20 г/л; 200 г/л), и на различных режимах фильтрации (от 1 мл/мин до 50 мл/мин).

Используемые материалы. Для проведения экспериментов были отобраны образцы реагента «Темпоскрин-Плюс ВПП» из партии № 1, изготовленные в феврале 2022 г. по ТУ 2216-005-05966919-2015 (с изменениями 1, 2), которые соответствуют по физико-химическим показателям требованиям ТУ «Темпоскрин-Плюс ВПП».

В качестве материала для насыпных моделей были взяты:

- кварцевой песок, фракция 0,5–0,8 мм, ГОСТ Р 51641-2000;
- проппант, фракция 16/20.

В качестве базовой воды для приготовления полимерно-гелевой системы и для проведения фильтрации и оценки проницаемости были выбраны: вода минерализованная – 20 г/л, ρ=1017 кг/м^3; вода минерализованная – 200 г/л, ρ=1135 кг/м^3. Воды хлор-кальциевого типа готовились путем добавления солей хлорида натрия и хлорида кальция в соотношении – 4:1.

Экспериментальная часть. Суть эксперимента заключалась в оценке изменения проницаемости сред после фильтрации через них ПГС «Темпоскрин-Плюс». Всего было три основных этапа эксперимента:

1 – насыщение модели пласта минерализованной водой и определение начальной проницаемости;

2 – фильтрация через водонасыщенную модель ПГС;

3 – фильтрация через модель пласта минерализованной воды и определение фактора остаточного сопротивления.

Эксперименты проводились на установке с насыпной моделью пласта.

Результаты. Полученные результаты по проведенным экспериментам приведены в табл. 1 и 2. В табл. 1 представлены данные по конечным значениям проницаемости и фактора остаточного сопротивления для моделей пласта с проппантом, с различными режимами закачки ПГС и скоростями фильтрации при оценке фактора остаточного сопротивления (ФОС).

Таблица 1

Результаты фильтрационных экспериментов с проппантом

ПГС	Модель пласта	Скорость закачки ПГС, мл/мин	Скорость прямой фильтрации, мл/мин	ФОС*, ед	Конечная проницаемость, мД
ПГС на базе модельной воды (200 г/л), концентрация 1,2%	Проппант фракции 16/20 Исходная проницаемость 363±13Д	1	1	26 235	13,8
			5	14 656	24,8
		5	1	21 475	16,9
			5	10 013	36,3
		50	1	13 310	27,3
			5	12 112	30,0
ПГС на базе модельной воды (200 г/л), концентрация 1,5%		1	1	20 832	17,4
			5	9 842	36,9
		5	1	26 593	13,7
			5	12 625	28,8
		50	1	14 705	24,7
			5	8 169	44,4

* ФОС определялся через 24 часа после размещения ПГС в поровой среде, при прямой фильтрации модельной воды (200 г/л) со скоростью 1 и 5 мл/мин.

В табл. 2 – аналогичные данные для моделей пластов с кварцевым песком. Прокачка ПГС «Темпоскрин-Плюс ВПП» через поровые среды высокой проницаемости привела к экстремальному снижению исходной проницаемости.

Таблица 2

Результаты фильтрационных экспериментов с кварцевым песком

ПГС	Модель пласта	Скорость закачки ПГС, мл/мин	Скорость прямой фильтрации, мл/мин	ФОС*, ед	Конечная проницаемость, мД
ПГС на базе модельной воды (20 г/л), концентрация 0,75%	Песок кварцевый (0,4–0,8 мм) Исходная проницаемость 113±3Д	1	1	16 377	6,9
			5	3 754	30,1
		5	1	17 656	6,4
			5	4 346	26,0
		50	1	9 417	12,0
			5	2 861	39,5
ПГС на базе модельной воды (200 г/л), концентрация 1,2%	Песок кварцевый (0,4–0,8 мм) Исходная проницаемость 114±2Д	1	1	26 207	4,3
			5	10 507	10,8
		5	1	13 380	8,5
			5	5 787	19,7
		50	1	6 022	18,9
			5	2 556	44,6

* ФОС определялся через 24 часа после размещения ПГС в поровой среде, при прямой фильтрации модельной воды (20 г/л и 200 г/л) со скоростью 1 и 5 мл/мин.

Выводы. Проведены фильтрационные эксперименты с полимерно-гелевой системой «Темпоскрин-Плюс ВПП» в условиях сверхвысоких проницаемостей (до 363 Д) и разной минерализации воды (20 и 200 г/л).

Экспериментально показана принципиальная возможность модификации проницаемостей – снижение высоких проницаемости на несколько порядков, с применением полимерно-гелевых систем (с сотен Дарси до нескольких мД на примере ПГС «Темпоскрин-Плюс ВПП»).

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. З*емцов Ю.В., Мазаев В.В.* Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор). Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. 240 с.

2. *Кетова Ю.А., Галкин С.В., Вотинов А.С.* и др. Анализ мирового опыта применения технологий выравнивания профилей приемистости на основе сшитых полимерных гелей // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20, № 2. С. 150–161. https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.5

3. *Велиев Э.Ф.* Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклонябщих технологий // SOCAR Proceedings. 2020. № 2. С. 50–66. https://doi.org/10.5510/OGP20200200432

4. *Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О.* Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 7. С. 11–21.

5. *Земцов Ю.В., Емельянов Э.В. Мазаев В.В., Чусовитин А.А*. Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пластов // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 7(224). С. 38–43.

6. *Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р.* Технология применения сшитых полимерных составов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. № 2. С. 63–79.

7. *Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Верховых А.А., Елпидинский А.А.* Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17, № 4. С. 257–262.

8. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Бакиров Н.Р., Еременко В.Б*. Тестирование полимерно-гелевых систем «Темпоскрин-Плюс ВПП» и «Темпоскрин-Люкс» в условиях применения высокоминерализованных агентов закачки при высоких температурах пласта // Нефтепромысловое дело. 2020. № 2(614). С. 32–37. https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-2(614)-32-37

9. *Каушанский Д.А., Бакиров Н.Р., Кузнецов М.А*. и др. Результаты внедрения технологии «Темпоскрин-Люкс» на месторождениях с низкопроницаемыми высокотемпературными коллекторами ПАО «Славнефть–Мегионнефтегаз» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 12. С. 69–75. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12(336)-69-75

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

11. *Сарманов С.Э., Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.* Результаты фильтрации реагента «Темпоскрин-Плюс ВПП» через искусственный песчаный керн с различной проницаемостью // Актуальные проблемы нефти и газа: Тез. докл. 4-й Всероссийской молодежной научной конференции. М.: ИПНГ РАН, 2021. С. 18.

Разработка предложений по оптимизации системы извлечения солей из моноэтиленгликоля на действующем месторождении

Бахирева Д.А.[1]*, Федулов Д.М.[1], Снежко Д.Н.[2]
1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
2 – ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», РФ, 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Курильская, д. 40
E-mail: *D_Bakhireva@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. На морских газоконденсатных месторождениях для предотвращения гидратообразования вводят преимущественно термодинамический ингибитор – моноэтиленгликоль. Особенностью его применения является возможность накопления солей и последующее солеотложение на поверхностях технологического оборудования. Для предотвращения негативных технологических явлений, вызванных образованиями отложений, применяются установки извлечения солей. Настоящая работа направлена на проработку вариантов решения рассматриваемых проблем. В ходе выполнения работы рассмотрены возможные варианты расположения установок обессоливания относительно установки регенерации моноэтиленгликоля. Авторами рекомендована следующая конфигурация: установка УИС-1 для извлечения малорастворимых солей из всего потока насыщенного моноэтиленгликоля, на всем потоке – установка регенерации моноэтиленгликоля для получения регенерированного моноэтиленгликоля и установка извлечения легкорастворимых солей УИС-2 на части потока регенерированного моноэтиленгликоля. Данная конфигурация позволяет предотвратить солеотложение и, кроме того, уменьшить подачу гликоля за счет антигидратной активности растворенных солей.
Актуальность работы определяется возрастающими перспективными объемами добычи газа на морских месторождениях, применением моноэтиленгликоля в качестве ингибитора гидратообразования и особенностью моноэтиленгликоля, связанной с накоплением солей в системе предупреждения гидратообразования.
Целью данного исследования является выявление оптимальной конфигурации установки извлечения солей из потока моноэтиленгликоля на одном из действующих газоконденсатных морских месторождений.
Ключевые слова: моноэтиленгликоль, термодинамический ингибитор, легкорастворимые соли, малорастворимые соли, вакуумная дистилляция, морское газоконденсатное месторождение, извлечение солей.

Перспективы добычи газа в РФ связаны с дальнейшим освоением шельфовых месторождений. Их особенность заключается в том, что при транспортировке пластовой продукции от скважин до береговой установки комплексной подготовки газа (УКПГ), особенно в климатических условиях России, происходит охлаждение пластовой продукции морской водой, при этом создаются термобарические условия, соответствующие условиям гидратообразования.

Для предотвращения гидратообразования на объектах добычи используют преимущественно термодинамические ингибиторы, а именно метанол или моноэтиленгликоль (МЭГ). К недостаткам применения метанола относят его большие потери из-за высокой растворимости в газовых и газоконденсатных потоках. Напротив, у гликоля потери в газовой и жидкой фазах минимальны, что является его основным преимуществом. Выбор между гликолем и метанолом определяется на основе сопоставления ряда показателей: технологические показатели рассматриваемого

производственного объекта, экологические требования к сбрасываемым технологическим потокам, климатические условия, экономическая целесообразность и др. [1].

В настоящей работе рассматривается применение МЭГ в качестве ингибитора гидратообразования на одном из действующих газоконденсатных месторождений. К недостаткам использования моноэтиленгликоля в системах добычи, транспорта и подготовки пластовой продукции следует отнести накопление солей и последующее их отложение на поверхностях технологического оборудования. Это приводит к снижению эффективности тепло- и массообменных процессов вследствие снижения коэффициента теплопередачи и КПД массообменных элементов, к снижению проходного сечения тарелок и трубопроводов и, в конечном итоге, к уменьшению производительности УКПГ и даже к остановам добычи газа.

Источником солей, содержащихся в гликоле, служит вода, поступающая из пласта. Соли преимущественно представлены легкорастворимыми хлоридами натрия, калия, кальция и т. д. с примесями малорастворимых соединений (карбонаты и гидроксиды кальция, магния, стронция и т. д.), а также карбонатами железа, образованными в результате протекания коррозионных процессов. В настоящей работе авторами были рассмотрены конфигурации извлечения солей, состоящие из двух ступеней [2]:

1. УИС-1 – установка извлечения малорастворимых солей методом осаждения при помощи реагентов-осадителей (чаще всего, NaOH или Na_2CO_3);
2. УИС-2 – установка извлечения легкорастворимых солей методом вакуумной дистилляции.

Установку извлечения малорастворимых солей УИС-1 целесообразно разместить на всем потоке насыщенного моноэтиленгликоля. Это позволяет полностью обезопасить технологическое оборудование от выпадения солей двухвалентных металлов. УИС-2 работает преимущественно на части потока [3]. При выборе оптимальной конфигурации технологической системы, авторами были рассмотрены следующие варианты расположения УИС-2 относительно установки регенерации моноэтиленгликоля (УРМЭГ), см. рис. 1:

1. До УРМЭГ;
2. После УРМЭГ;
3. Параллельно УРМЭГ.

Расчеты показали, что технологически более предпочтительной является следующая конфигурация установок обессоливания: расположение УИС-1 на всем потоке насыщенного гликоля перед УРМЭГ, а УИС-2 на части регенерированного гликоля после УРМЭГ. Преимуществом такого расположения является удаление всех малорастворимых солей, которые в первую очередь осаждаются на тепло- и массообменном оборудовании. Кроме того, к преимуществам следует отнести пониженные производительность и энергопотребление УИС-2 (из-за меньшего количества воды в обрабатываемом потоке). Дополнительным преимуществом выбранной конфигурации установки обессоливания является возможность направления чистого обессоленного регенерированного моноэтиленгликоля после УИС-2 сразу на установку низкотемпературной сепарации.

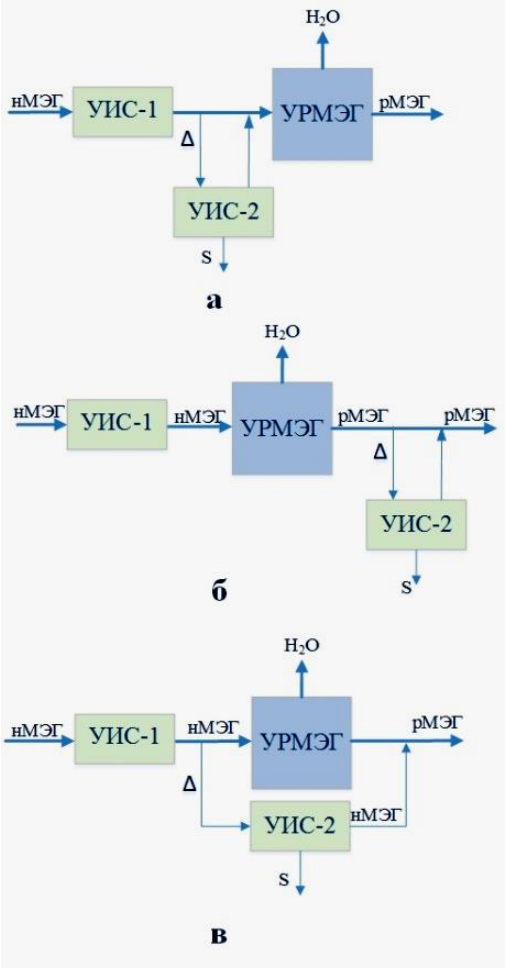


Рис. 1. Варианты расположения УИС-2 относительно УРМЭГ:
а – до УРМЭГ, б – после УРМЭГ, в – параллельно УРМЭГ

Литература

1. *Истомин В.А., Якушев В.С.* Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.

2. *Esquier J.* How to select best MEG recovery unit’s configuration? // GPA Europe Annual Conference, Madrid, Spain, 17–19 September 2014. 7 p.

3. *Nazzer C.A., Keogh J.* Advances in glycol reclamation technology // Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 1–4 May 2006. Paper OTC-18010-MS. https://doi.org/10.4043/18010-MS

СЕКЦИЯ:
Трудноизвлекаемые запасы
и инновационные технологии их освоения

О необходимости пересмотра представлений о миграции углеводородов при формировании залежей

Навроцкий О.К.
Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики,
РФ, 413503, г. Саратов, ул. Московская, д. 70
E-mail: oknavr01@gmail.com

Как показал опыт многолетних геохимических исследований в области генерации углеводородов (УВ) и формирования месторождений нефти и газа, представления о миграции УВ от залежи к дневной поверхности и образовании «поисковых» поверхностных аномалий и принцип дифференциального улавливания носят скорее виртуальный характер, чем доказательный. Эти утверждения – отражение геологической мечты быстрого и экономически выгодного способа поиска залежей УВ. Несмотря на многочисленные неудачи, в том числе и за рубежом, «прямые» геохимические методы остаются некоторой надеждой на скорейшее открытие залежей углеводородов.

Опыт автора и ученых ряда организаций (НВ НИИГГ, ЛукБелОйл) показал, что представления о миграции УВ следует пересмотреть, либо отказаться от них, ориентируясь на принципиально другие позиции.

Рассмотрим их:

- генерация УВ в осадочном чехле носит квазипериодический, импульсный характер, зоны формирования залежей тесно сопряжены с зонами генерации [1, 2];
- генерация УВ носит экзотермический характер и отражается в геотермическом поле глубоких скважин [3];
- прогнозные ресурсы и запасы связаны с катагенетическими преобразованиями органического вещества без корректур на возможные миграционные процессы [4];
- при проведении газометрической съемки следует учитывать, что метан и тяжелые УВ имеют самостоятельную, не зависимую друг от друга историю, изменяют концентрации под влиянием лунно-приливных сил, отражают возможные формирования залежей на глубине в виде геодинамически спокойных зон [5, 6];
- исследования образцов керна под люминесцентным микроскопом в комплексе с пиролитическими и битуминологическими методами дает полное основание к пересмотру установившихся точек зрения в отношении генезиса нефти и газа и миграционных процессов.

Ранее, в геохимической практике, решали вопрос о генезисе битумоидов на основе корреляционного анализа в системе, например ХБ↔Сорг. При высоком коэффициенте корреляции битумоид рассматривался как сингенетичный, т. е. рожденный органическим веществом породы.

Обработано более 1000 анализов Rock-Eval (для пород различного возраста и литологии более 40 площадей). Приведем характерный пример по одной из площадей. Коэффициент корреляции между всеми параметрами (S_1, S_2, TOC) колеблется от 0,82 до 0,9. Безусловно, настораживают подобные расчеты почти для всех исследуемых выборок. Если это не «фокусы» пиролиза, то вывод один – углеводороды, способные формировать залежь, тесно связаны с органическим веществом вмещающих пород, т. е. залежи в изучаемых литолого-стратиграфических комплексах должны быть сформированы in situ [7].

Литература

1. *Навроцкий О.К.* Эволюционно-геохимические условия генерации углеводородов и формирование их залежей в подсолевых отложениях (на примере Прикаспийской нефтегазоносной провинции): Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук Л., 1990. 48 с.

2. *Навроцкий О.К., Тимофеев Г.И., Навроцкий А.О.* Об импульсном характере процессов нефтегазообразования и формирование залежей углеводородов // Недра Поволжья и Прикаспия. 2008. Вып. 55. С. 21–24.

3. *Навроцкий О.К., Зинченко И.А., Зотов А.Н.* Пат. RU 2743114 C1. Способ обнаружения нефтяных и газовых залежей. № 2020128225; Заявл. 25.08.2020; Опубл. 15.02.2021 // Изобретения. Полезные модели. 2021. Бюл. № 5. 12 с. http://www1.fips.ru

4. *Парапарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В.* и др. Катагенез и нефтегазоносность. Л.: Недра, 1981. 240 с.

5. *Навроцкий О.К., Богданов М.Б., Зотов А.Н., Доценко А.М.* О возможном влиянии лунно-солнечных приливов на эмиссию подпочвенных газов // Известия Саратовского университета. Новая серия. Сер. Науки о Земле. 2017. Т. 17, Вып. 4. С. 222–226. https://doi.org/10.18500/1819-7663-2017-17-4-222-226

6. *Зотов А.Н., Навроцкий О.К., Бондаренко В.В.* Пат. RU 2577801 C2. Способ геохимического тестирования локальных объектов при прогнозе нефтегазоносности. № 2014131807/28; Заявл. 31.07.2014; Опубл. 20.03.2016 // Изобретения. Полезные модели. 2016. Бюл. № 8. 13 с. http://www1.fips.ru

7. *Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А., Серебрякова И.А.* Реализация нефтематеринского потенциала карбонатных пород на современном этапе геологического развития (на примере Оренбургского НГКМ) // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015: Сб. ст. / Сост. Б.Н. Еникеев. М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2015. С.339–345.

Закономерности формирования и катагенетического преобразования органического вещества в карбонатных нефтегазоматеринских продуктивных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений на основе результатов изучения керна литолого-геохимическими, электронно-микроскопическими и геохимическими методами на примере Вуктыльского и Оренбургского НГКМ

Скибицкая Н.А.[1]*, Кузьмин В.А.[1], Крючков В.А.[1], Навроцкий О.К.[2], Доманова Е.Г.[1], Бурханова И.О.[1], Большаков М.Н.[1], Пуго Т.А.[1]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, РФ, 413503, г. Саратов, ул. Московская, д. 70
E-mail: *skibitchka@mail.ru

Аннотация. Комплексный анализ результатов многолетних (более 30 лет) петрофизических, геохимических, литолого-геохимических, электронно-микроскопических и спектральных (в растровом электронном микроскопе высокого разрешения) исследований обширной коллекции образцов пород, отобранных из продуктивных карбонатных отложений Оренбургского НГКМ, Карачаганакского НГКМ, Димитровского ГНМ, Астраханского ГКМ и Вуктыльского НГКМ, доказал, что карбонатные продуктивные отложения этих месторождений являются нефтегазоматеринскими, нефтегазоматеринская породообразующая карбонатная матрица которых представляет собой карбонатно-органический полимер, а также позволил выделить и связать с этапами нефтегазогенерации основные этапы закономерных взаимосвязанных катагенетических преобразований органического вещества и вмещающей органическое вещество породообразующей карбонатной матрицы, приводящих к формированию месторождений углеводородов.
Ключевые слова: карбонатные нефтегазоматеринские породы, карбонатно-органический полимер, органическое вещество, растровая электронная микроскопия, геохимические исследования.

Микроструктура нефтегазоматеринской карбонатной матрицы продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений представляет собой карбонатно-органический полимер и формируется в анаэробных условиях в седиментогенезе на основе карбонатных солей органических кислот, организованных в иловых карбонатных осадках в надмолекулярные коллоидные структуры [1–5].

Наличие и фрактальный характер распределения органического вещества (ОВ), еще слабо преобразованного, на этапе созревания до керогена в составе первичных морфоструктур карбонатно-органической полимерной матрицы подтверждается при воздействии на карбонатные кристаллы во время исследования в растровом электронном микроскопе (РЭМ) электронным пучком повышенной мощности в течение достаточно короткого времени (не более одной–двух минут). На рис. 1а–1в представлено удаление (электронно-стимулированная десорбция) из объема карбонатного зерна еще недостаточно сконденсированного органического вещества, доказывающее карбонатно-органическую коллоидно-полимерную нефтегазоматеринскую природу породообразующей карбонатной матрицы продуктивных отложений в газовой части нефтегазоконденсатных месторождений (на примере Оренбургского и Вуктыльского НГКМ). В то же время ОВ, уже созревшее до керогена, вышедшее в свободную фазу при микритизации первичных карбонатных зерен, устойчиво к воздействию электронного пучка даже на более близком расстоянии и при более длительном воздействии (рис. 1г).

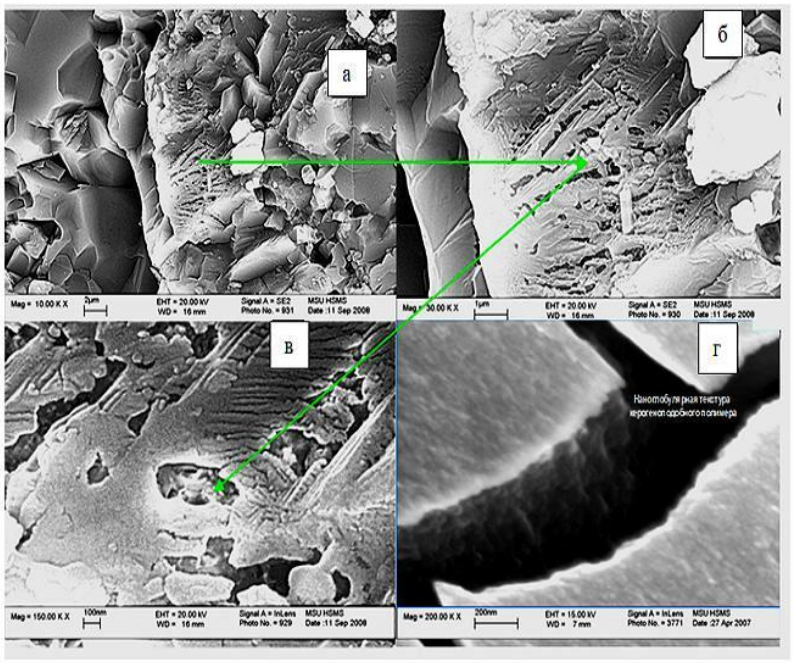


Рис. 1. Микрофотографии скола образца 359/2 из газовой части продуктивных отложений Оренбургского НГКМ в РЭМ высокого разрешения (скважина № 1-ВМС, C_2m, глубина 1656,75 м, известняк доломитизированный, $C_{ХБА}$ = 0,22 %масс., $K_{П.О}$ = 3,66%). Удаление (электронно-стимулированная десорбция) под пучком электронов (EHT=20,00 кV) слабопреобразованного органического вещества из объема первичного карбонатного кристалла – доказательство карбонатно-органической полимерной нефтегазоматеринской природы породообразующей матрицы карбонатных пород:
а – увеличение 10 000^x; б – увеличение 30 000^x; в – увеличение 100 000^x.
Созревший и выделенный в свободную фазу кероген, устойчивый к воздействию электронного пучка: г – увеличение 200 000^x) [5].
Примечание: $C_{ХБА}$ – массовая концентрация хлороформных битумоидов, $K_{П.О}$ – коэффициент открытой пористости по керну

Приведенные на рис. 2 фотографии скола образца в РЭМ во вторично-отраженных электронах также подтверждают карбонатно-органическую природу образованного в результате перекристаллизации аутигенного кристалла скаленоэдрической формы. Белый фрактально кластерный рисунок (рис. 2г) показывает распределение неорганической (карбонатной) составляющей повышенной плотности в объеме данного кристалла. Темные области показывают распределение органической составляющей, имеющей существенно меньшую плотность, в объеме этого же кристалла – конечного продукта стадии перекристаллизации микритизированной первичной карбонатно-органической породообразующей матрицы. Различная кристаллическая форма первичных (ромбоэдрических) и вторичных (скаленоэдрических) карбонатно-органических полимерных кристаллов, по-видимому, определяется различным составом ОВ в анионной (органической) части карбонатно-органических молекул этих кристаллов.

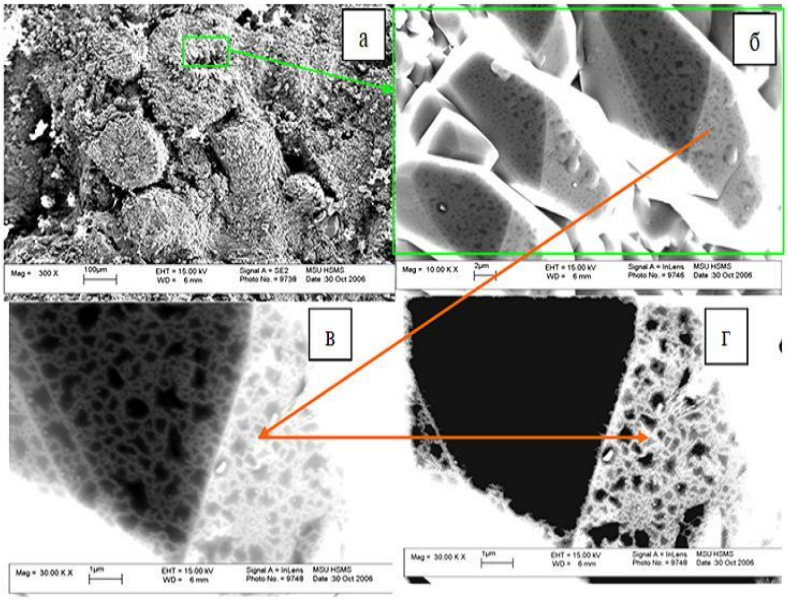


Рис. 2. Исследование скола образца в РЭМ во вторично-отраженных электронах. Распределение органического вещества (темные области) в объеме аутигенного карбонатно-органического кристалла известняка скаленоэдрической формы, сформированного в процессе перекристаллизации микритизированной первичной карбонатно-органической породообразующей матрицы.
Белый фрактально кластерный рисунок показывает распределение неорганической (карбонатной) составляющей в объеме данного кристалла:
а – увеличение 300^x;
б – увеличение 10 000^x;
в, г – увеличение 30 000^x [5]

Точно описать механизм формирования карбонатной породы, как карбонатно-органической коллоидной системы, невозможно из-за многообразия как фациальных условий формирования, так и большого количества органических и неорганических соединений, которые участвуют в этом процессе. Можно выделить отдельные элементы процесса формирования нефтегазоматеринской карбонатно-органической коллоидной системы на разных стадиях своего преобразования [3].

Комплексный анализ результатов петрофизических, геохимических, литолого-геохимических, электронно-микроскопических и спектральных (в растровом электронном микроскопе высокого разрешения) исследований позволил выделить этапы закономерных взаимосвязанных преобразований органического вещества в составе созданных в литогенезе и диагенезе первичных и последующих структурных форм полимерной карбонатно-органической матрицы, а также описать закономерности изменения ее фазового состояния, структурно-емкостной характеристики и литологического состава и **связать со стадиями нефтегазогенерации.**

Первый этап – этап самоорганизации органической составляющей в объеме первичных породообразующих карбонатно-органических полимерных кристаллов ***проявляется как начальная стадия интенсивной газогенерации***. Активные процессы конденсации, поликонденсации, глобуляции анионной органической составляющей карбонатно-органических молекул таких полимерных кристаллов со сбросом низкомолекулярных углеводородных и неуглеводородных производных газового ряда, приводят к разрыву химической катионно-анионной связи в карбонатно-органических кристаллах и, как результат, к химической деструкции, коллоидизации кристаллов, и построенной ими породообразуюшей матрицы в ее микро-, а затем и в макрообъемах и в сформированных на ее основе карбонатных нефтегазоматеринских продуктивных отложениях.

Побочными продуктами самоорганизации органической составляющей в ее докристаллической фазе и, возможно, на начальных стадиях в первичных карбонатно-органических кристаллах будут хлоридные и сульфатные аутигенные минералы, соли (NaCl, CaCl), гипсы, ангидриты и, как результат, сформированные на их основе покрышки. Таким образом, первичными результирующими процессами самоорганизации органической составляющей на этапах позднего диагенеза и протокатагенеза, на ранних стадиях формирования в объеме уже сформированной первичной карбонатно-органической полимерной кристаллической нефтегазоматеринской системы являются:

– стадия очищения карбонатно-органической коллоидной системы от солей и формирование на их основе соленосных хлоритовых и ангидритовых минеральных покрышек;

– начальная стадия интенсивной газогенерации в процессе конденсации, поликонденсации, и преобразования до керогена органической составляющей в объеме первичной карбонатно-органической нефтегазоматеринской системы и сброса низкомолекулярных углеводородных и неуглеводородных производных газового ряда;

– стадия очищения вторичной (по величине концентрации) составляющей в карбонатно-органической коллоидной системе от выше перечисленных продуктов преобразования ее первичной, наиболее высокой по концентрации, карбонатно-органической составляющей (от углеводородных и не углеводородных (CO_2, H_2S, N) газов и конечного продукта поликонденсации ОВ – керогена 1);

– конденсация до микроглобул (рис. 3), далее до микритовых частиц и формирование вторичной (по концентрации) микритизированной карбонатно-органической системы (карбонатно-органической матрицы) (см. рис. 4, 5) на завершении первой стадии газогенерации и формирования керогена 1, концентрирующего в себе еще не реализованный нефтегенерационный потенциал первичной породообразующей, максимальной по концентрации карбонатно-органической коллоидной системы.

Второй этап – этап перекристаллизации (самосборки, самоорганизации) неравновесных микритовых форм в более совершенные крупнокристаллические формы по мере их очищения от продуктов последовательного преобразования керогеноподобного полимера – асфальтенов – смол – масел до жидких нефтяных углеводородов, т. е. этап нефтегенерации.

Инициатором и причиной процессов перекристаллизации является процесс преобразования, деструкции (химической, радиационной, термической – при наличии таковой) керогена, то есть процесс реализации нефтегенерационного потенциала до жидких углеводородов нефтяного ряда, в результате чего происходят процессы слияния очищающихся от ОВ микритовых разностей в крупные кристаллы.

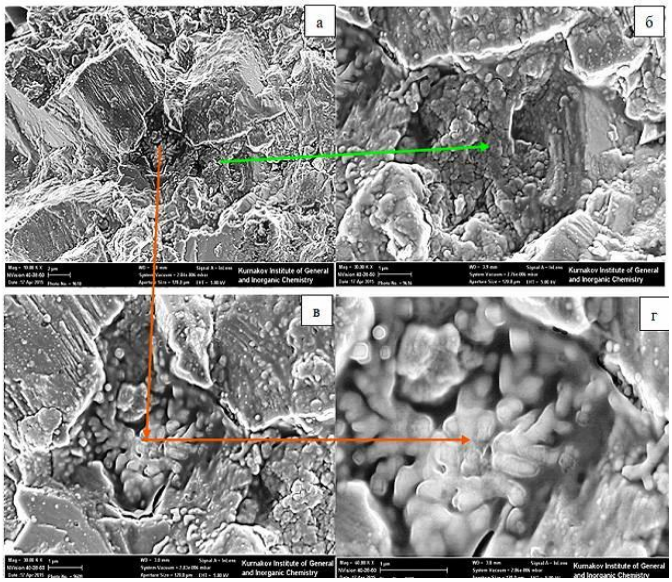


Рис. 3. Исследование скола образца пород Вуктыльского НГКМ в РЭМ.
Стадия химической деструкции и коллоидизации (а, б – зеленая стрелка) морфоструктур первичной карбонатно-органической полимерной нефтегазоматеринской матрицы, и следующая за ней начальная стадия микритизации (глобуляция) и очищения (а, в, г – оранжевая стрелка) вторичной по концентрации карбонатно-органической составляющей от продуктов химической деструкции первичной (по концентрации) составляющей всей, сформированной в процессе образования карбонатно-органической породообразующей нефтегазоматеринской матрицы в процессе преобразования входящего в ее состав органического вещества [4]

Следует отметить, что пока в объеме карбонатно-органического полимерного кристалла не разорвалась химическая связь между неорганическим катионом и органическим анионом, органический углерод при растворении кислотами и при пиролитических исследованиях не будет определен в составе органического углерода $C_{орг}$. Только на этапе формирования самостоятельных поликонденсированных органических форм в органической части карбонатно-органического полимерного кристалла и разрыва химической связи между неорганическим катионом и органическим анионом органический углерод в составе поликонденсированного ОВ будет определяться как самостоятельный $C_{орг}$ в составе керогена и битумоидов. Возможно, по этой причине $C_{орг}$ в карбонатах отмечается в весьма низких концентрациях [6], несмотря на сформированный в седиментогенезе очень высокий нефтегазоматеринский потенциал карбонатов в виде карбонатно-органического полимера с химической связью между его органической и неорганической составляющими.

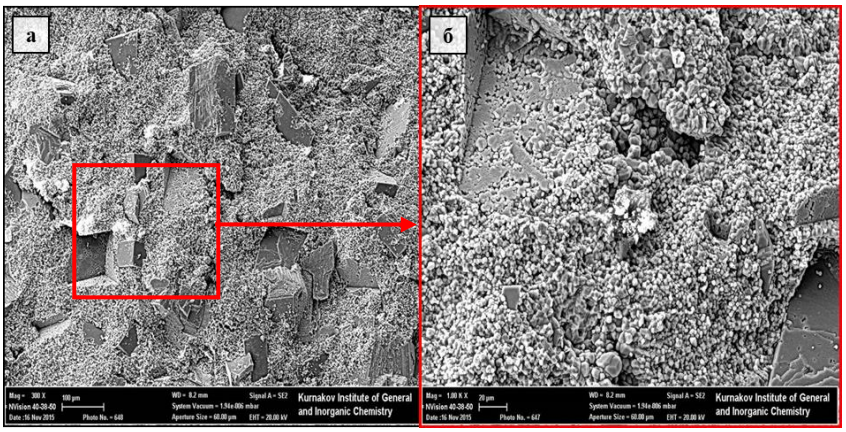


Рис. 4. Исследование скола образца 11/43 продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ в РЭМ (скважина № 33, C_2m_1, глубина 3372 м, известняк доломитизированный, $К_{п.о}$ = 5,65%).
Карбонатная матрица, микритизированная в процессе преобразования до керогена органического вещества, входящего до микритизации в состав ее первичных карбонатно-органических полимерных структурных форм:
а – увеличение 300^x;
б – увеличение 1000^x [4].
Примечание: $К_{п.о}$ – коэффициент открытой пористости по керну

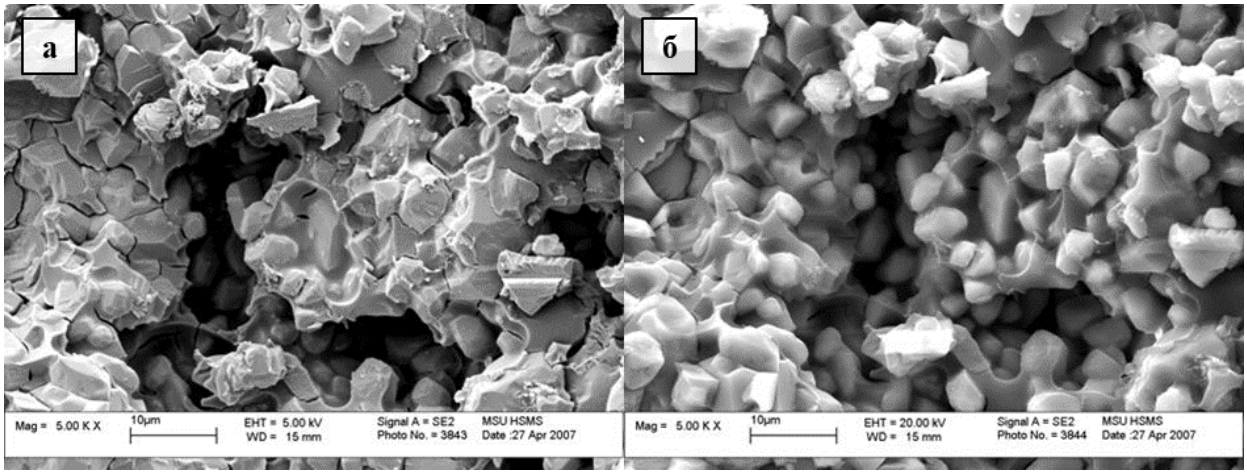


Рис. 5. Исследование скола образца 359/3 из газовой части продуктивных отложений Оренбургского НГКМ в РЭМ высокого разрешения (скважина № 1-ВМС, C_2m, глубина 1656,89 м, известняк доломитовый, $C_{ХБА}$ = 2,812 %масс., $K_{П.О}$ = 2,36%). Микритовые частицы в коллоидной массе керогеноподобного полимера и смоло-асфальтеновых битумоидов. Более крупные поровые объемы заполнены уже свободным газом и менее битуминозной нефтью: а – EHT = 5 kV (extra high tension, сверхвысокое напряжение), увеличение 5000^x; б – EHT=25 kV, увеличение 5000^x.
Примечание: $C_{ХБА}$ – массовая концентрация хлороформных битумоидов, $K_{П.О}$ – коэффициент открытой пористости по керну

На основе привязки исследованных авторами образцов керна к материалам геофизических исследований скважин выявленные и описанные выше закономерности процессов взаимосвязанного катагенетического преобразования органического вещества в составе карбонатно-органической матрицы были сопоставлены с действительной флюидонасыщенностью пород продуктивного разреза Оренбургского НГКМ (рис. 6).

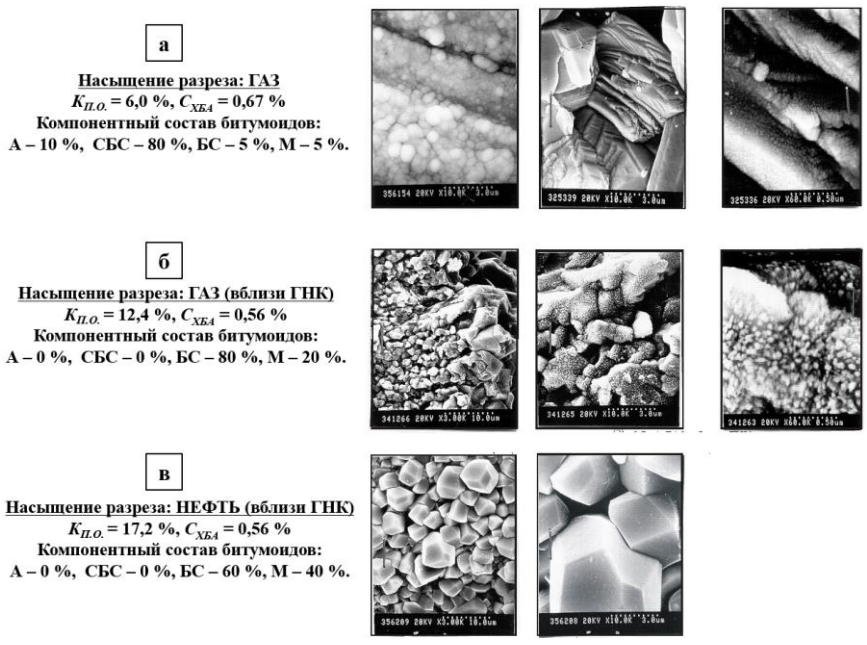


Рис. 6. Сопоставление геохимической и емкостной характеристик с фазовым состоянием карбонатных нефтегазоматеринских пород в продуктивном разрезе отложений среднего карбона C_2 Оренбургского НГКМ при разной флюидонасыщенности:
а – газонасыщенные отложения;
б – газонасыщенные отложения (микритизированные), вблизи газонефтяного контакта (ГНК);
в – нефтенасыщенные отложения (под ГНК – вблизи ГНК).
Примечание: $C_{ХБА}$ – массовая концентрация хлороформных битумоидов,
$K_{П.О}$ – коэффициент открытой пористости по керну,
А – асфальтены,
СБС – спирто-бензольные смолы,
БС – бензольные смолы,
М – масла

Обращает на себя внимание приуроченность к газонасыщенным интервалам продуктивного разреза образцов с коллоидным состоянием их карбонатно-органической матрицы, что согласуется с положениями авторов о фазовом состоянии нефтегазоматеринской карбонатно-органической продуктивной системы на стадии интенсивной газогенерации (см. рис. 6а). Необходимо отметить также, что эти образцы, растертые в порошок и помещенные в закрытую емкость с парами гексана или в дизельное топливо, набухают в нормальных углеводородах и увеличиваются в объеме от 5 до 10 и

более раз [1]. В то же время к зонам нефтенасыщения относятся образцы, находящиеся на завершающейся или уже завершенной стадии перекристаллизации (см. рис. 6в). Интересно, что в образце из газонасыщенной части продуктивного разреза, но уже вблизи газонефтяного контакта, наблюдается стадия микритизации и начальная стадия процесса перекристаллизации (см. рис. 6б).

Прослеживая на фотографиях сколов образцов преобразования первичных карбонатно-органических полимерных кристаллов в микритовые частицы и в преобразующееся в битуминозные компоненты керогеновое ОВ, а также наблюдая последующий процесс перекристаллизации микритовых частиц в новый породообразующий карбонатно-органический полимер иной кристаллической формы или иной литологии (например, магний органический полимер – доломит) авторы пришли к следующему выводу: первичный карбонатно-органический породообразующий полимерный кристалл представляет собой твердый полимерный раствор различных по элементному составу и убывающих по концентрации как карбонатно-органических, так и других элементо-органических полимер-коллоидных растворов и концентрирует в себе заложенный в седиментогенезе еще на коллоидной стадии иловых осадков как нефтегазоматеринский углеводородный потенциал, так и потенциал формирования разных литологических типов пород.

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. *Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Григорьев Г.А.* и др. Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов // Геология нефти и газа. 1997. № 12. С. 20–25.

2. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П.* и др. Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович. М.: ГЕОС, 2007. С. 360–377.

3. *Скибицкая Н.А, Хисамов Р.С., Базаревская В.Г.* и др. Закономерности катагенетического преобразования пород и органического вещества в карбонатных нефтегазоматеринских продуктивных отложениях (на примере Димитровского ГНМ и Оренбургского НГКМ) // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы международной конференции. Казань: Ихлас, 2015. С. 276–281.

4. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н.* и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) // Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, 2017. С. 327–334.

5. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Крючков В.А.* Нефтегазоматеринская полимер-коллоидная природа карбонатных отложений газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых, посв. 120-летию со дня рожд. чл.-корр. АН СССР Н.Б. Вассоевича и 95-летию со дня рожд. засл. геолога РСФСР, проф. С.Г. Неручева Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. С. 79–82. https://doi.org/10.25205/978-5-4437-1312-0-79-82

6. *Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К.* Методика оценки содержания органического углерода в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях (на примере Оренбургского НГКМ) // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Сб. трудов XIV Всероссийской научно-технической конференции. М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. Т. 1. С. 4–13.

Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазогазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Оренбургского НГКМ

Дмитриевский А.Н.[1], Скибицкая Н.А.[1]*, Гафаров Н.А.[1], Бурханова И.О.[1], Большаков М.Н.[1], Сурначёв Д.В.[1], Чернышева Е.А.[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: *skibitchka@mail.ru

Аннотация. В связи с падением добычи газа и конденсата на Оренбургском НГКМ и других месторождениях ПАО «Газпром» воспроизводство минерально-сырьевой базы и достижение максимальных коэффициентов компонентоотдачи становятся одними из наиболее важных направлений деятельности компании. Решение этих задач напрямую связано с вовлечением в добычу и глубокую комплексную переработку уникальных запасов трудноизвлекаемой матричной нефти, приуроченной к газонасыщенной части Оренбургского НГКМ, а также с необходимостью существенного повышения газоотдачи за счет выявления и добычи защемленного в порах газа, выведенного из разработки при обводнении, в зонах его максимальных концентраций.
Ключевые слова: Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, минерально-сырьевая база, компонентоотдача, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, защемленный в порах газ, поздняя стадия разработки.

Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) включает запасы:

– матричной нефти, представленной жидкими углеводородами (ЖУВ) нефтяного ряда;

– незрелой битуминозной матричной нефти с растворенными и сорбированными в ней жидкими нефтяными углеводородами и газом, с содержащимися в ее составе ценными попутными компонентами (редкими, редкоземельными и благородными металлами);

– ретроградного конденсата в объеме жидких углеводородов матричной нефти [1];

– газа, защемленного в порах при обводнении, выведенного из разработки.

В результате многолетней научно-исследовательской работы проведена количественная оценка ресурсного потенциала Оренбургского НГКМ (рис. 1). С этой целью были выполнены следующие научно-технические задачи:

1. Проанализирована имеющаяся геолого-геофизическая информация о месторождении;

2. Проведены комплексные литолого-петрографические, петрофизические, геохимические и физико-химические исследования представительной коллекции неэкстрагированных образцов пород (около 5000);

3. Разработана методика оценки суммарных и покомпонентных (жидких углеводородов и высокомолекулярных компонентов (ВМК) – масел, смол, асфальтенов) концентраций матричной нефти по данным геофизических исследований скважин (ГИС);

4. Созданы геолого-геохимические объемные (3D) математические модели распределения суммарных и покомпонентных (жидких углеводородов, масел, смол, асфальтенов) концентраций матричной нефти в объеме продуктивных газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ на основе геологической 3D модели;

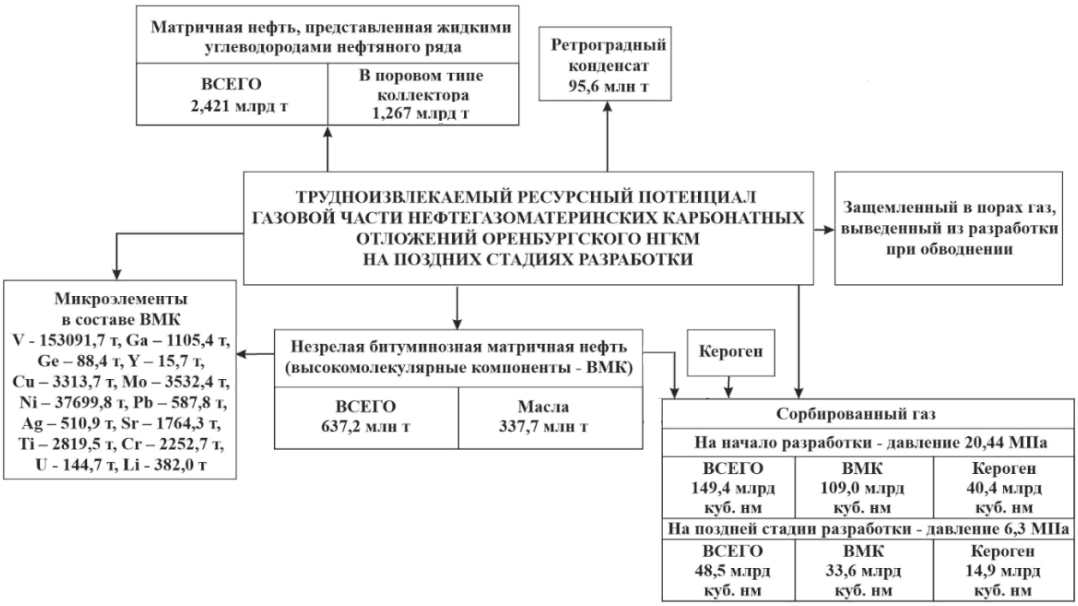


Рис. 1. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений Оренбургского НГКМ на поздних стадиях разработки

5. Подсчитаны суммарные и покомпонентные запасы матричной нефти ОНГКМ на основе полученных геолого-геохимических 3D математических моделей;

6. Разработана методика оценки концентраций металлов в породах продуктивных отложений месторождения на основе анализа лабораторных определений микроэлементного состава накопленных образцов компонентов битумоидов – асфальтенов, смол спирто-бензольных, смол бензольных, масел;

7. Созданы 3D математические металлогенические модели распределения концентраций микроэлементов в объеме продуктивных газонасыщенных отложений месторождения на основе геолого-геохимических 3D моделей;

8. Оценены прогнозные ресурсы микроэлементов месторождения;

9. Проведено экспериментальное моделирование изотерм сорбции и десорбции индивидуальных компонентов пластового газа и модели пластового газа, в целом, компонентами битумоидов и органическим полимером (керогеном) при изменении пластовых температур и давлений;

10. Разработана методика оценки содержания органического полимера (керогена) в горных породах по данным ГИС;

11. Создана 3D математическая модель распределения содержаний органического полимера (керогена) в объеме продуктивных газонасыщенных отложений Оренбургского НГКМ;

12. Подсчитаны геологические запасы газа, связанного компонентами битумоидов и керогеном, на начало и на поздней стадии разработки Оренбургского НГКМ;

13. Выделены перспективные зоны для рентабельной добычи жидких углеводородов и металлоносного высокомолекулярного сырья на основе геологической, геолого-геохимической и металлогенической 3D математических моделей распределения фильтрационно-емкостных свойств пород, концентраций в них ВМК и микроэлементов, а также жидких нефтяных углеводородов;

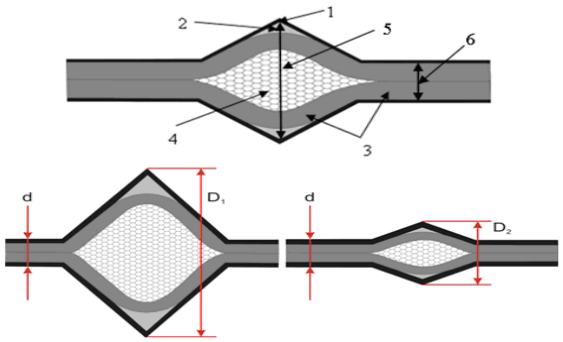
14. Разработана методика оценки объема защемленного в порах газа, выведенного из разработки при обводнении;

15. Разработаны эффективные технологии добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) в концентрациях ниже порога фильтрации, в том числе в зонах с высокой концентрацией металлоносных высокомолекулярных компонентов [2];

16. Разработаны эффективные технологии глубокой переработки в светлые бензин-дизельные фракции тяжелых фракций нефти, содержащих ценные металлы, и извлечения из остатков такой переработки ценных металлов и их товарных продуктов [3–6].

Методики и результаты подсчета запасов матричной нефти и ее попутных компонентов в газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений Оренбургского НГКМ описаны в публикации [1]. Не менее перспективным направлением научных исследований является подсчет остаточных запасов защемленного в порах газа, выведенного из разработки при обводнении. Разработанная методика рекомендуется авторами также для оценки объемов нефти, защемленной в порах при разработке способами законтурного и внутриконтурного заводнения.

Объемы защемленного газа в пустотном пространстве в процессе обводнения в значительной степени определяются такими параметрами, как структура порового пространства (отношение диаметра пор D к диаметру каналов d), избирательная и относительная (преимущественная) смачиваемость пород (отношение угла смачиваемости углеводородами $\theta_У$ к углу смачиваемости водой $\theta_В$) [7, 8]. Чем больше величина D/d, тем большая доля эффективного порового объема будет защемлена в процессе обводнения, как показано на рис. 2. При этом фронт капиллярной пропитки будет продвигаться в пласте не равномерно, а по пути наименьшего сопротивления и в тесной взаимосвязи с процессами прямоточного капиллярного впитывания, формируя при этом и целики, не затронутые обводнением.



1 – пленочная вода (порода более фильна по отношению к воде) или пленочная нефть (порода более фильна по отношению к нефти);
2 – вода углов пор (структурно связанная, капиллярно-защемленная, менисковая) или нефть углов пор (порода более фильна по отношению к нефти);
3 – динамический (непрерывно связанный) объем газа или нефти (порода более фильна по отношению к воде) или непрерывно связанный объем воды (порода более фильна по отношению к углеводородам – к нефти, к газу);
4 – структурно-защемленный неподвижный объем газа или нефти;
5 – диаметры пор, D_1, D_2;
6 – диаметр каналов, d

Рис. 2. Структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных объемах пород [7]

Создание 3D математической модели скорости обводнения с учетом этих параметров, а также данных по динамике изменения пластовых давлений в процессе разработки месторождения и величинам пластовых давлений на момент обводнения конкретных эффективных емкостных объемов, позволит смоделировать скорость обводнения и время обводнения от начала разработки в конкретных зонах пласта. Это означает возможность оценки выведенных из разработки защемленных в порах при обводнении объемов остаточного газа для последующей разработки технологии его добычи и объемов не затронутых обводнением целиков, а также подсчет соответствующих запасов оставшегося в процессе разработки газа по величинам текущих пластовых давлений.

Данную работу можно проводить как на завершающих стадиях разработки на режиме истощения газоконденсатных (ГКМ) и нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ), так и на начальных стадиях разработки, и использовать полученные результаты при обосновании проектов разработки или доразработки месторождения. Такой подход применим также и для нефтяных месторождений и позволяет еще до начала разработки с применением технологий заводнения установить закономерности процессов заводнения, распределение потоков закачиваемой воды, оценить коэффициент извлечения нефти в зонах, охваченных заводнением, а также выделить целики,

не охваченные заводнением, и применительно к ним использовать имеющиеся или разрабатывать новые технологии направленной добычи.

На рис. 3 приведена корреляционная связь скорости прямоточной пропитки водой $V_{ПКП}$ с коэффициентом абсолютной проницаемости ($K_{пр.абс.}$) с градациями по величине коэффициента пористости $K_п$ (рис. 3а), избирательной смачиваемости водой в присутствии жидких углеводородов $\theta_У$ (рис. 3б), относительной (преимущественной) смачиваемостью одним из флюидов, например водой, в присутствии другого флюида, например, нефти $\theta_У/\theta_В$ (рис. 3в).

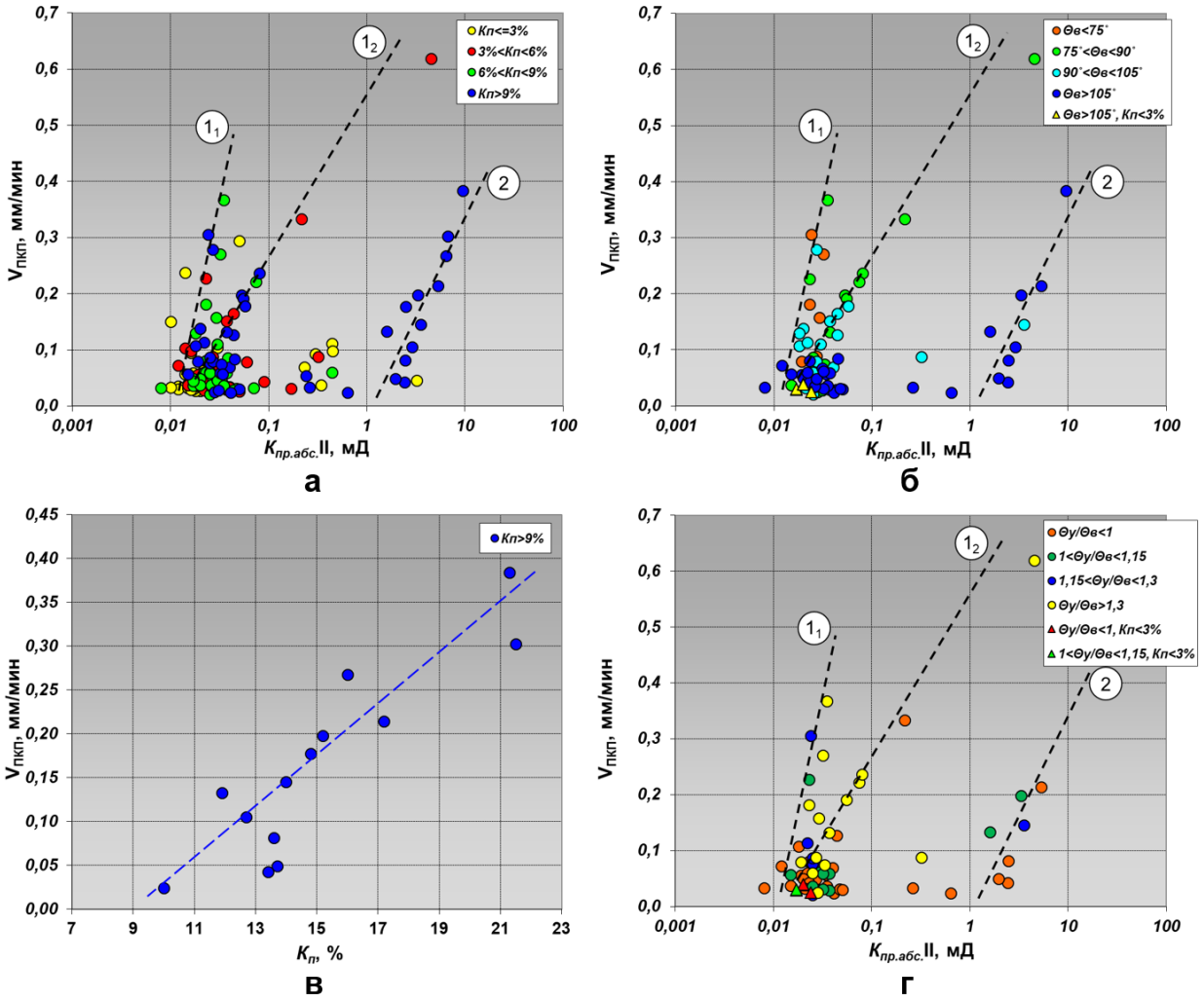


Рис. 3. Оренбургское НГКМ, нижнепермско-среднекарбоновые отложения:
а – связь скорости прямоточной капиллярной пропитки $V_{ПКП}$ с абсолютной проницаемостью пород параллельно напластованию $K_{пр.абс.}$ (цветовая градация – открытая пористость); б – связь скорости прямоточной капиллярной пропитки $V_{ПКП}$ с абсолютной проницаемостью пород (цветовая градация – избирательная смачиваемость водой в присутствии углеводородов, $\vartheta_В$ – угол избирательной смачиваемости водой, град.); в – связь скорости прямоточной капиллярной пропитки $V_{ПКП}$ с открытой пористостью для карбонатных пород с $K_п \geq 9\%$, $K_{пр.абс.} \geq 1{,}0$ мД; г – связь скорости прямоточной капиллярной пропитки $V_{ПКП}$ с абсолютной проницаемостью пород (цветовая градация – относительная (преимущественная) смачиваемость $\vartheta_У$ / $\vartheta_В$)

Как видно из сопоставлений на рис. 3, при разных значениях проницаемости, то есть в разных типах коллектора, могут быть равные скорости прямоточной капиллярной пропитки [9]. Если для порового проницаемого гидрофобного коллектора с $K_п$ больше 9% и $K_{пр.абс.}$ больше 1 мД (рис. 3а, линия связи 2) скорость пропитки водой хорошо коррелируется с проницаемостью и пористостью, то для

порового низкопроницаемого ($6\% < K_п < 9\%$ и $9\% < K_п < 12\%$) и трещинно-порового ($3\% < K_п < 6\%$) гидрофобных типов коллектора скорость обводнения минимальная (0 м/сут < $V_{ПКП}$ < 0,144 м/сут). Основным фактором, определяющим скорость прямоточной капиллярной пропитки воды или скорость обводнения, становятся избирательная смачиваемость водой θ_B и относительная (преимущественная) смачиваемость $\theta_У/\theta_B$.

Необходимо обратить внимание на отсутствие значимой роли трещиноватости в процессах обводнения, как при разработке газоконденсатных, нефтегазоконденсатных месторождений на режимах падения пластового давления, так и при разработке нефтяных месторождений законтурным и внутриконтурным заводнением. Так, карбонатные породы, по величине коэффициента пористости (менее 3%), относящиеся к неколлектору, но имеющие повышенную проницаемость (более 0,1 мД, и даже 1,0 мД), то есть микротрещиноватые, отличаются минимальными значениями $V_{ПКП}$, а значит и минимальными скоростями обводнения (рис. 3). Это еще раз подтверждает руководящую роль физико-химического параметра смачиваемости в формировании закономерностей процессов обводнения при разработке месторождений углеводородов. По степени гидрофильности для различных групп пород можно выделить закономерные связи скорости прямоточной пропитки с проницаемостью.

Следует отметить, что газонасыщенные зоны с высокой пористостью, крупнопоровые, отличающиеся большими объемами защемленного при обводнении газа, характеризуются и наиболее высокой насыщенностью ЖУВ матричной нефти.

Установленные для карбонатов взаимосвязанные закономерности процессов перекристаллизации с процессами нефтегенерации [10], то есть с процессами последовательного преобразования керогена в асфальтены – смолы тяжелые спирто-бензольные – смолы легкие бензольные – масла – жидкие углеводороды нефтяного ряда, позволяют также считать закономерным установленную, помимо газа, насыщенность жидкими нефтяными углеводородами эффективных емкостных объемов поровых и кавернозно-поровых коллекторов в газовой части нефтегазоконденсатных месторождений.

Можно считать, что именно в таких зонах может найти наиболее эффективное применение разработанная в ИПНГ РАН технология циклической прокачки в равных объемах в условиях пласта легко испаряемого растворителя и сухого газа (а в случае высокой битуминозности нефти в поровых низкопроницаемых коллекторах – ароматического растворителя и сухого газа) с заключительной прокачкой сухого газа с целью максимального извлечения из пласта растворителя, и с завершающей прокачкой CO_2 с целью возможно максимального замещения сухого газа на CO_2 и исключения потери сухого газа, как технологического агента. В качестве ароматического растворителя наиболее эффективно использовать бензол-толуольную фракцию (бензол-толуольный концентрат) из добываемого на месторождении газоконденсата при условии ее извлечения из добываемой продукции и возвращения в качестве растворителя в процесс добычи.

Данная технология, направленная на комплексное решение задач повышения компонентоотдачи на заключительных стадиях разработки НГКМ, также должна позволить достичь:

– Максимально полной газоотдачи через замещение оставшегося, защемленного при обводнении, газа на CO_2;

– Максимального извлечения ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) через их циклическое замещение на легко испаряемый растворитель;

– Эффективного извлечения битуминозных компонентов, в том числе максимально богатых металлами тяжелых смол и асфальтенов, в случае применения в качестве легко испаряемого растворителя ароматического растворителя, благодаря его высокой растворяющей способности битуминозных компонентов;

– Максимально полного (до 100%) извлечения оставшегося в пласте растворителя (как нормального, так и ароматического) на этапах заключительной прокачки сухого газа с завершающей прокачкой CO_2.

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. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А.* и др. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3

2. *Хаджиев С.Н., Алдошин С.М., Дмитриевский А.Н.* и др. Пат. RU 2731216 C2. Способ комплексной добычи и переработки матричной нефти. № 2018138530; Заявл. 31.10.2018; Опубл. 31.08.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 25. 18 с. http://www1.fips.ru

3. *Ананенков А.Г., Резуненко В.И., Дмитриевский А.Н.* и др. Пат. RU 2241020 C1. Способ переработки высокомолекулярного углеводородного сырья. № 2003124144/04; Заявл. 05.08.2003, Опубл. 27.11.2004 // Изобретения. Полезные модели. 2004. Бюл. № 33. 10 с. http://www1.fips.ru

4. *Глазов С.В., Зайченко А.Ю., Кислов В.М.* и др. Пат. RU 2623541 C1. Способ выделения соединений молибдена из тяжелых нефтяных остатков. № 2016110673; Заявл. 23.03.2016; Опубл. 27.06.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 18. 6 с. http://www1.fips.ru

5. *Скибицкая Н.А., Резуненко В.И., Дмитриевский А.Н.* и др Пат. RU 2146274 C1. Способ переработки высокомолекулярного углеводородного сырья. № 98122533/04; Заявл. 18.12.1998; Опубл. 10.03.2000 // Изобретения. Полезные модели. 2000. Бюл. № 7. 14 с. http://www1.fips.ru

6. *Хаджиев С.Н., Зекель Л.А., Кадиева М.Х.* и др. Пат. RU 2614140 C1. Способ гидроконверсии тяжелой части матричной нефти. № 2016108130; Заявл. 09.03.2016; Опубл. 23.03.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 9. 12 с. http://www1.fips.ru

7. *Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О.* Определение остаточной нефтегазонасыщенности способом прямоточной капиллярной пропитки // Нефтяное хозяйство. 2014. № 4. С. 30–32.

8. *Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Скибицкая Н.А.* и др. Влияние структуры порового пространства и смачиваемости на остаточное газонасыщение // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 2. С. 2–7. https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.2-7

9. *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

10. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н.* и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, 2017. С. 327–334.

Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ

Сурначёв Д.В.[1]*, Скибицкая Н.А.[1], Большаков М.Н.[1], Богданович Т.И.[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: *d_surnachev@ipng.ru

Доклад посвящен методу увеличения компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) на поздних стадиях разработки, на этапе снижения пластового давления до уровня в 10–20% от его начального значения. Изучается комплексная технология воздействия на пилотный участок газонасыщенной части НГКМ, нефтегазоматеринский карбонатный коллектор которого содержит следующие жидкие углеводороды (ЖУВ):

а) до начала разработки – равновесную паровой (конденсатогазовой) фазе жидкую нефть в концентрациях ниже порога фильтрации, произведенную в процессе преобразования органического вещества в продуктивных отложениях самого месторождения на ранних стадиях нефтегенерации, так называемую «матричную» или «остаточную» нефть в нефтегазоматеринских карбонатах НГКМ (закономерности ее возникновения и основные свойства изучены в работах ИПНГ РАН предыдущих лет);

б) на завершающей стадии разработки – выпавший в пласте (ретроградный) конденсат.

Такая композитная жидкая фаза находится в концентрациях ниже порога фильтрации в газонасыщенной части пласта в период всего этапа традиционной разработки «на истощение», (возможно, за исключением конденсатных пробок в призабойной зоне пласта (ПЗП) добывающих скважин), поэтому добыча ЖУВ при помощи далеко разнесенных газовых скважин весьма незначительна. Объемы данных ЖУВ для крупных и гигантских НГКМ оцениваются от сотен миллионов и до полутора миллиардов тонн (для Оренбургского НГКМ), поэтому поиск технологий рационального их извлечения является актуальной задачей.

Выявление дополнительного, ранее неучтенного, ресурсного потенциала таких крупных, с развитой инфраструктурой градообразующих НГКМ, и ввод этого ресурса в разработку на поздних стадиях позволят продлить жизнь как самих месторождений, так и созданных на их основе промышленных регионов в целом.

Изучение свойств пород и флюидов, слагающих подобные НГКМ на протяжении как минимум последних двух десятков лет, неоднократно проводилось рядом организаций, включая ИПНГ РАН, при помощи широкого комплекса геохимических, литолого-геохимических, петрофизических, физико-химических, электронно-микроскопических, структурно-емкостных, капилляриметрических исследований. Была проведена настройка методов ГИС, реализован цикл работ по стендовому моделированию технологии добычи ЖУВ на модели из образцов пород, а также детальному композиционному PVT-моделированию, что дало возможность перейти к следующим этапам работ.

Так, для Вуктыльского НГКМ в ИПНГ РАН была выполнена оценка запасов газа, газового конденсата и нефти газонасыщенной части, а силами ООО «ВНИИГАЗ», в том числе Ухтинского филиала, в рамках создания проектно-технической документации (ПТД) была построена гидродинамическая модель ВНГКМ с учетом «остаточной» нефти газонасыщенной части на основе концепции двойной среды.

Целью текущего этапа работ (по повышению компонентоотдачи) является гидродинамическое обоснование метода интенсивного воздействия на выбранный слабо- или необводненный опытный участок газонасыщенной части НГКМ на поздней стадии разработки (поскольку опытный участок для интенсивного воздействия должен содержать нагнетательную и добывающую скважину/скважины, то в терминологии разработки нефтяных пластов его естественно назвать «элементом разработки»).

Воздействие осуществляется в три этапа:

Первый этап: ряд последовательных, циклических закачек в нагнетательную скважину легко испаряемого растворителя и «сухого» газа низкотемпературной сепарации (в одинаковых, в пластовых условиях, объемах), с периодами выдержки после закачки каждого объема для увеличения степени охвата пласта растворителем. Каждый цикл включает: закачку растворителя – период выдержки – закачку «сухого» газа – период выдержки.

Второй этап: последующая, возможно также циклическая, с периодами выдержки, закачка объемов «сухого» газа, с целью максимального доизвлечения растворителя.

Третий этап: заключительная закачка углекислого газа с целью доизвлечения всего закачанного на первом и втором этапах «сухого» газа через замещение его на CO_2.

При этом на первом и втором этапах нагнетательная и добывающие скважины опытного участка работают в режиме поддержания стабильного пластового давления, для предотвращения прорывов газа.

Подобная технология, за исключением заключительной прокачки CO_2, но с добавлением прокачки пропан-бутановой фракции (ПБФ) была разработана в ИПНГ РАН [1] и испытана совместно с учеными филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта на стендовой установке этого института при стендовом моделировании технологии добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) на модели из образцов пород газонасыщенной части продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ [2, 3].

Исследуемые параметры метода включают конструкцию и размещение скважин опытного участка, состав растворителя, режимы работы скважин, объемы закачки флюидов, влияние таких геологических характеристик, как вертикальная проницаемость выше- и нижележащих «разделов» (поровых слабопроницаемых или низкопроницаемых пропластков), фильность породы по отношению к ЖУВ и воде, капиллярную пропитку ЖУВ и диффузию растворителя.

Основным инструментом исследования служит тестовая многокомпонентная композиционная гидродинамическая модель опытного участка, включая его естественное окружение вверх и вниз по разрезу. При разработке методики были использованы данные, включающие:

– термобарические (PT) характеристики залежи, утвержденные в ПТД и установленные в предыдущих исследованиях;

– компонентный состав пластового флюида, с дифференциацией по опорным глубинам, включая характеристики компонентов и фракций, используемые для установления фазового равновесия по одному из общепринятых уравнений состояния (EOS – Equation of State);

– динамика потенциального содержания фракции C_{5+} на сухой газ, кривые дифференциальной конденсации – для паровой фазы и рекомбинированной смеси (газ+нефть), основные характеристики (плотность, вязкость) нефти нефтяной оторочки из интервала, близкого к газонефтяному контакту (ГНК);

– PT-характеристики ступеней сепаратора.

Для расчетов применялся модуль PVT и композиционного моделирования одного из промышленных гидродинамических симуляторов (Tempest-Enable компании ROXAR). К гидродинамической модели элемента пласта, содержащей пилотный участок, как и к симулятору в целом, предъявляются достаточно обширные требования, например:

1. Многокомпонентная модель должна быть равновесной по всему разрезу, включая переход через ГНК, и *до начала разработки* содержать в газонасыщенной части жидкую нефть в концентрациях ниже порога фильтрации.

2. Модель должна учитывать температурный фон по разрезу (базовые значения на опорных глубинах и градиент).

3. Плотность и вязкость ЖУВ, содержащихся изначально в пласте в стандартных условиях близ ГНК, после сепарации должны быть близки аналогичным характеристикам нефти нефтяной оторочки.

4. Величина конденсатогазового фактора на опорных глубинах в модели должна быть близка к аналогичным значениям из ПТД.

5. В силу равновесности модели, давление начала конденсации, так называемая «точка росы», должна на всех опорных глубинах практически совпадать с начальным пластовым давлением на этой глубине. Тем не менее, кривая потенциального содержания C_{5+} на сухой газ, в зависимости от Рпл., на каждой опорной глубине должна быть близка к аналогичной кривой из ПТД.

6. Мольные доли тяжелых компонентов, начиная с C_5 и выше, должны подчиняться так называемому закону гамма-распределения, наблюдаемому в исследованиях керна и пластовых флюидов.

7. По мере снижения пластового давления до уровня 10–15% от начального жидкая фаза углеводородов должна все еще находиться в пласте в концентрациях ниже порога фильтрации.

8. Модель при воздействии растворителем должна изменять остаточную нефтенасыщенность в газонасыщенной части так, чтобы результаты этого воздействия были адаптированы к результатам стендового моделирования технологии добычи ЖУВ.

9. Модель при воздействии растворителем должна подчиняться традиционным закономерностям изменения ряда параметров, типа закона Тодда-Лонгстаффа (изменение вязкости и плотности флюида).

10. Модель должна учитывать изменение коэффициента поверхностного натяжения пластового флюида с целью модификации кривых относительных фазовых проницаемостей (например, с использованием корреляции Маклеода-Сугдена).

11. Модель должна учитывать характерные капиллярные силы в системе газ–нефть, не только в системе нефть–вода, имея в виду, что нефтегазоматеринские породы часто бывают дифильны или дифобны.

12. Модель должна учитывать возможную диффузию растворителя через «разделы».

13. Модель должна учитывать технологические риски неполного пакерования транзитных скважин, проходящих через «элемент разработки».

Подбор тестовой модели проведен на примере Вуктыльского НГКМ, так как в ИПНГ РАН:

а) было выполнено детальное равновесное PVT-моделирование состава флюида газонасыщенной части ВНГКМ на опорных глубинах;

б) был отмечен преимущественно алкановый состав компонентов/фракций С5 и выше в продукции ВНГКМ, получаемой на Сосногорском газоперерабатывающем заводе, диктующий подбор растворителя именно алканового типа;

в) имелись результаты предыдущих работ ИПНГ РАН и филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта по стендовому моделированию технологии добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) на поздних стадиях разработки;

г) была установлена аномально низкая концентрация высокомолекулярных битуминозных компонентов (битумоидов или незрелой части пластовой нефти) в карбонатных породах продуктивных газонасыщенных отложений ВНГКМ, а в составе самих битумоидов – аномально низкая концентрация асфальтенов.

Специально отметим, что основным результатом стендового моделирования был подбор такого суммарного объема циклического попеременного воздействия растворителя и сухого газа, интервалов выдержки между закачками агента, при котором ЖУВ (нефть + газовый конденсат) выносились бы полностью, а последующее воздействие – прокачка ПБФ либо «сухого» газа – доводило бы степень извлечения закачанного растворителя до 95–100%. Для полного выноса ЖУВ в таком режиме

воздействия потребовалось циклически прокачать растворитель (газолиновую фракцию конденсата ВНГКМ C_5–C_{11} с преобладающей долей гексана C_6), в количестве двукратного объема ЖУВ, содержащихся в керне в термобарических условиях, аналогичных последней стадии разработки, и «сухой» газ (98% метана C_1 – так называемый «сухой Тюменский газ»).

Гидродинамическое моделирование проводилось при 40 циклах, то есть при единовременной суточной закачке 5% агента от пластового объема ЖУВ, зафиксированного к началу воздействия. При этом длительность периодов выдержки после каждой закачки составляла 6 суток. Таким образом, каждый календарный месяц включал два двухнедельных цикла закачки – выдержки: две закачки растворителя и две – сухого газа, попеременно.

Для того чтобы использовать данные по линейному вытеснению ЖУВ из композитной керновой модели для настройки 3D модели, на этапе адаптации гидродинамической модели (ГДМ) к эксперименту размерность объекта воздействия была искусственно понижена, а модель упрощена до кубика. Горизонтальные участки добывающих и нагнетательной скважин были размещены в редуцированной модели в пределах единственного однородного и изотропного слоя параллельно друг другу. Таким образом воспроизводился псевдодвумерный, но по сути – одномерный, линейный характер вытеснения. Границы элемента воздействия на этапе адаптации были установлены непротекаемыми, с нулевой пористостью и нулевой проницаемостью, воздействие транзитных скважин на элемент разработки было исключено.

В ходе адаптации такой упрощенной модели, путем подбора ряда специальных параметров, были получены следующие результаты:

– полная степень извлечения ЖУВ – 100%, достигнута как результат циклической попеременной закачки растворителя и сухого газа в количестве 200% от объема ЖУВ в пластовых условиях каждого закачиваемого флюида, и после последующей прокачки сухого газа при соблюдении баланса отбора – закачки и стабильного уровня пластового давления;

– достигнута степень возврата закачиваемого растворителя (газолиновой фракции) не менее 95%, при этом газолиновой фракции добывается после начала воздействия более 100% от объема ее закачки, за счет естественного содержания этой фракции в составе флюида;

– достигнута полная (100%) степень замещения закачанного метана на углекислый газ CO_2, то есть коэффициент извлечения технологического «сухого» метанового газа и остаточного газа до циклических процессов направленной добычи ЖУВ стремится к 1.

Таким образом, промежуточная задача адаптации редуцированной модели под эксперимент была решена. На следующем этапе апробации тестовой модели была увеличена этажность элемента разработки с разнесением по разрезу добывающих и нагнетательной скважин, и с привнесением в геологическую основу модели элементов геологической неоднородности, для приближения к геологической реальности. Так, условие непротекания кровли и подошвы интервала обработки опытного участка (отсутствие вертикальных перетоков через «разделы») было заменено на условие низкой проницаемости «разделов» с коэффициентом вертикальной анизотропии 0,01–0,001. Также были оценены технологические риски несовершенного пакерования соответствующих сегментов транзитных скважин, путем задания частичного вскрытия. Типичный график показателей разработки пилотного участка тестового варианта приведен ниже (см. рис. 1).

Цикл расчетов показал:

– надежное сохранение (при привнесении в модель пилотного участка геологической неоднородности) принципиальных результатов, полученных при адаптации редуцированной ГДМ к результатам стендового моделирования, при этом основная масса ЖУВ плотностью 700–870 кг/м^3 выносится в первой половине циклического воздействия, по мере замещения ЖУВ растворителем;

– целесообразность разнесения по разрезу, в пределах опытного участка, горизонтальной нагнетательной скважины в прикровельную зону, и двух параллельных ей горизонтальных

добывающих скважин – в приподошвенную зону обрабатываемого интервала, для эффективного использования гравитационного эффекта «орошения»;

– необходимость плотной сетки горизонтальных скважин, с характерным межскважинным расстоянием порядка 100–150 м, а также необходимость комплексного учета эффекта воздействия нагнетаемых агентов по всему разрезу – то есть учета продукции скважин пилотного участка совместно с продукцией транзитных скважин, вследствие геологических и промысловых эффектов – фильтрации и диффузии закачиваемых агентов, внутрискважинных перетоков.

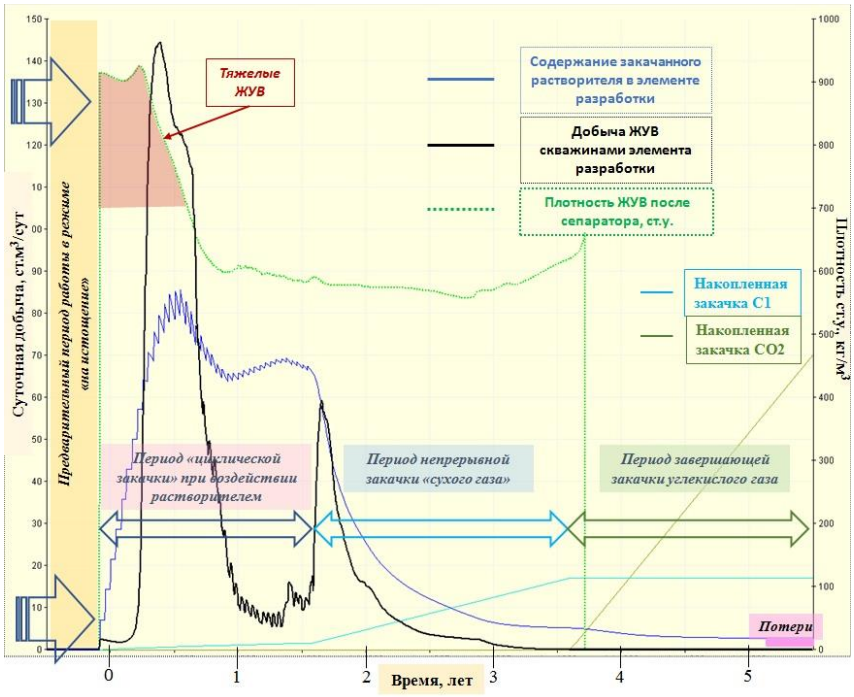


Рис. 1. Характерные показатели разработки опытного участка, при настройке тестовой модели

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. *Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А.* Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых жидких углеводородов (ретроградного конденсата и пластовой нефти) из газоконденсатной залежи в объемных концентрациях ниже порога фильтрации циклической прокачкой легко испаряемого растворителя и сухого газа с завершающей прокачкой сухого газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20). С. 2. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2

2. *Скибицкая Н.А., Волков А.Н., Латышев А.А.* и др. Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ) // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3(70). С. 23–28. https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10027

3. Скибицкая *Н.А., Данилов В.Н., Латышев А.А.* и др. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 46–54.-https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039

Применение технологии термического крекинга тяжелого нефтяного сырья с использованием активирующего газа с целью углубления переработки и резкого снижения себестоимости извлечения ценных металлов из остатков переработки

Крючков В.А.[1]*, Скибицкая Н.А.[1], Крючков М.В.[2]
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: *kruchkov@mail.ru

Проблема извлечения редких металлов из нефтей и природных битумов привлекает большое внимание исследователей во всем мире. Рост добычи тяжелых нефтей с высокими концентрациями редких металлов и истощение промышленных рудных месторождений этих металлов являются хорошим стимулом к решению этой проблемы. Некоторые из редких металлов (V, Ni) сравнительно давно добывают из нефтей. В США ванадий добывают из нефтей уже более 60 лет и сейчас доля «нефтяного» ванадия составляет около 70% от всего производства. Появляются предприятия по извлечению из тяжелых нефтяных остатков таких металлов, как Mo, U, металлов платиновой группы. Особого внимания заслуживают редкоземельные металлы. В некоторых матричных нефтях их концентрация достигает аномально высоких значений [1, 2]. Для организации добычи редких металлов необходимы технологии, которые позволят оптимизировать традиционные процессы нефтепереработки так, чтобы не было ухудшения экономических показателей производства целевых нефтепродуктов, а извлечение редких металлов повышало рентабельность всего производства.

В настоящее время наиболее перспективными технологиями считаются концентрирование металлов за счет термоконтактного крекинга (ТКК) или замедленного коксования (ЗК) с последующей газификацией нефтяного кокса [3]. В реальных производствах по добыче редких металлов из нефтей кокс чаще сжигают и добычу металлов осуществляют из золы. Технология ТКК в настоящее время недостаточно отработана. Направлена она, в основном, на увеличение выхода газойлевых фракций. Наибольшее применение получили процессы ЗК. Целевым продуктом этих процессов является кокс. В зависимости от сырья его выход составляет от 20 до 34 %масс. В процессе замедленного коксования получают газы (до 14 %масс.), бензиновую фракцию (до 16 %масс.) и газойлевые дистилляты. Бензиновые фракции характеризуются невысоким октановым числом (~60 по ММ) и низкой химической стабильностью (> 100 г J_2/100 г) [4]. Получаемые при коксовании жидкие дистилляты характеризуются высоким содержанием непредельных и сернистых соединений. Для их вхождения в состав товарных топлив требуется проведение термогидрокаталитических процессов обработки. Эти процессы очень затратные и поэтому жидкие дистилляты, получаемые при коксовании, часто используют для компаундирования топочных мазутов. В них содержится также много металлов, т. е. происходит значительное обеднение ценными металлами кокса, а именно из кокса предполагается их извлекать. Процессы ЗК характеризуются большими энергозатратами и достаточно дорогим аппаратным оборудованием. Рентабельность процессов замедленного

коксования возможна только при очень больших объемах производства. Для многих нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений обеспечить сырьем такие установки не всегда возможно.

Одним из решений для получения обогащенного ценными металлами остаточного продукта переработки нефтяного сырья может быть применение термического крекинга с использованием активирующего газа [5–7]. Технология близка по аппаратурному оформлению к висбрекингу с восходящим потоком, отличается от последней технологии тем, что в реакционной камере поток перерабатываемого сырья разделяется на паровую и жидкую фазы. Газопаровая фаза направляется с верхней части реактора на ректификационную колонну, а с нижней части реактора выводится остаточный продукт переработки. Такое разделение потока сырья осуществляется с использованием подачи в реакционную зону реактора неокислительного газа, т. е. осуществлением барботирования инертными газами (водород, пар, газообразные углеводороды) сырьевого потока в реакционной камере.

Подробно описание технологии, изменения структурно-группового состава сырья в процессе переработки описаны в работе [8]. По глубине переработки технология значительно превосходит висбрекинг и сопоставима с каталитическим крекингом. По данной технологии можно перерабатывать любые типы тяжелых углеводородов: газойль, мазут, гудрон и тяжелую нефть, смеси тяжелых нефтяных остатков и полимерных отходов. В случае переработки тяжелой нефти отпадает необходимость в вакуумной перегонке. В одну стадию можно перерабатывать мазут до глубины переработки, сопоставимой с каталитическим крекингом. Технология характеризуется низкими температурами в реакторе (не более 430 °C), отсутствием катализаторов и низким давлением (определяется давлением атмосферной ректификационной колонны). Из-за сравнительно низких температур в реакционной зоне отсутствуют явления закоксовывания реактора в течение длительного периода его работы. Для получения обогащенного ценными металлами остаточного продукта нет необходимости и в ректификационной колонне. Через систему сепараторов можно отделить газ, топливные и газойлевые фракции и направить жидкие фракции в голову процесса переработки нефти для увеличения выхода ценных жидких углеводородов. Фактически поток жидких фракций с верха реактора представляет собой очень легкую нефть, в которой нет асфальтенов, смол и очень мало тяжелых фракций (> 550 °C). Нет также V и Ni, которые присутствуют в сырье.

Эту легкую нефть можно частично использовать (закачкой в пласт, как в Венесуэле) для облегчения добычи тяжелых сортов нефти, если она используется в качестве сырья. В процессе переработки тяжелого нефтяного сырья в остаточном продукте резко (приблизительно в 3 раза) увеличивается содержание асфальтенов в вакуумном остатке смеси продуктов переработки, почти в 1,5 раза снижается содержание смол. Заметно снижается молекулярный вес тяжелых высокомолекулярных углеводородных соединений [8]. Остаточный продукт переработки тяжелого нефтяного сырья, богатого асфальтенами, насыщен полициклическими ароматическими соединениями. Крекингу подвергаются, в основном, фракции с $T_{нк} > 450$ °C. В качестве примера на рис. 1 приведена диаграмма фракционного состава исходного сырья (гудрон Рязанского нефтеперерабатывающего завода) и продуктов его переработки.

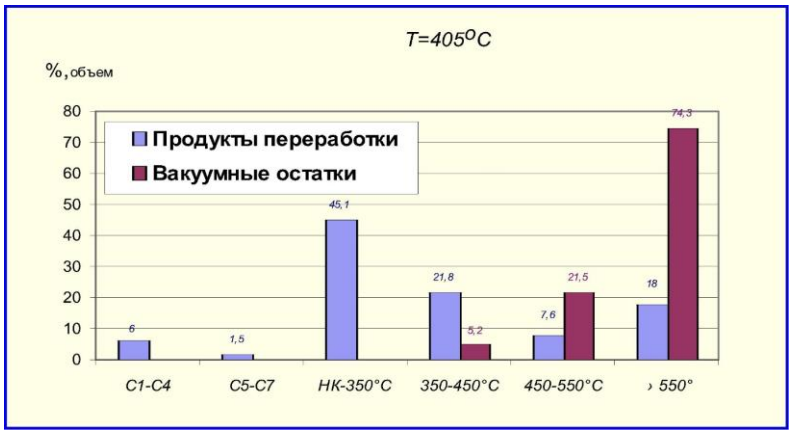


Рис. 1. Фракционный состав гудрона Рязанского нефтеперерабатывающего завода и продуктов его переработки

Характеристики остаточного продукта переработки определяются свойствами исходного сырья и жесткостью режима крекинга. Пример работы опытно-промышленной установки (г. Ковров, Владимирская обл.) показал, что при ориентации на максимальную глубину переработки остаточный продукт по своим свойствам соответствует некоторым маркам битумов, например, строительным. При снижении глубины переработки на 3–5% его характеристики соответствуют котельному топливу марки М-100. Это позволяет сжигать его, улавливать золу и извлекать из нее ценные металлы по отработанным схемам гидрометаллургических процессов. Возможен также вариант газификации жидкого остаточного продукта с последующей переработкой твердого остатка.

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. *Дмитриевский А.Н.* Матричная нефть – практическое и теоретическое значение // Российские недра. 2011. 19 августа. № 13(124). С. 5. https://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/1915.pdf (Дата обращения 03.10.2022).

2. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н.* и др. Прогнозные ресурсы металлов – попутных компонентов матричной нефти Оренбургского НГКМ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 23. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art23

3. *Суханов А.А., Якуцени В.П., Петрова Ю.Э.* Оценка перспектив промышленного освоения металлоносного потенциала нефтей и возможные пути его осуществления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7, № 4. С. 15. http://www.ngtp.ru/rub/2012/56_2012.html (Дата обращения 03.10.2022).

4. *Ахметов С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов М.И.* Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учеб. пособие / Под ред. С.А. Ахметова. СПб.: Недра, 2006. 868 с.

5. *Крючков В.А., Антоненко В.Ф., Ветров А.М.* Пат. RU 2170755 C1. Способ переработки вторичного тяжелого углеводородного сырья. № 2000126324/12; Заявл. 19.10.2000; Опубл. 20.07.2001 // Изобретения. Полезные модели. 2001. Бюл. № 20. 12 с. http://www1.fips.ru

6. *Крючков В. А., Деревякин В.А.* Пат. RU 2217472 C1. Способ переработки тяжелого углеводородного сырья. № 2002124539/04; Заявл. 17.09.2002; Опубл. 27.11.2003 // Изобретения. Полезные модели. 2003. Бюл. № 33. http://www1.fips.ru

7. *Крючков В.А.* Пат. RU 2645338 C1. Способ термического крекинга органических полимерных отходов. № 2016148431; Заявл. 09.12.2016; Опубл. 21.02.2018 // Изобретения. Полезные модели. 2018. Бюл. № 6. 15 с. http://www1.fips.ru

8. *Крючков В.А., Крючков М.В*. Влияние подачи активирующего газа в реакционную зону реактора на термический крекинг кувейтского гудрона // НефтеГазоХимия. 2018. № 2. С. 14–20. https://doi.org/10.24411/2310-8266-2018-10202

Преобразования высокомолекулярных битуминозных компонентов и керогена в породах доманиковых отложений Татарстана в суб- и сверхкритической воде

Насырова З.Р.[1]*, Каюкова Г.П.[1,2], Вахин А.В.[1], Морозов В.П.[1]
1– Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5
2 – Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН, РФ, 420088, г. Казань, ул. Арбузова, д. 8
E-mail: *nzr95@yandex.ru

Аннотация. В работе представлены данные о преобразовании органического вещества доманиковых пород разных литологических типов в субкритической и сверхкритической воде при температурах 320, 374 и 420 °С и давлениях от 17 до 24 МПа. Особенностью пород является высокое содержание в них смолисто-асфальтеновых веществ (более 60%) и керогена типа II, характерного для большинства нефтематеринских пород. Воздействие сверхкритической воды (374 °С) на породы резко снижает их нефтегенерационный потенциал, вследствие разложения керогена и деструкции высокомолекулярных битуминозных компонентов с образованием углеводородов. Показано, что выход и состав газов, также как и углеводородных фракций состава C_{10}–C_{36} зависят от минерального состава пород, содержания и состава в них органического вещества и термической устойчивости керогена. Структурные преобразования керогена в процессе созревания с увеличением температуры сопровождаются изменением его типа по мере перехода из зоны катагенеза в зону метагенеза – интенсивного газообразования. Выявлены отличительные особенности состава сланцевой нефти, генерируемой из высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых пород с $C_{орг}$ 1,09 и 7,07% Ромашкинского и Тавельского месторождений и из карбонатной низкоуглеродистой породы с $C_{орг}$. 0,33% Бавлинского месторождения. Под воздействием сверхкритической воды наблюдается общая направленность в преобразовании структурно-группового состава смол, асфальтенов и керогенов: снижается содержание в них алифатических структур, уменьшается длина и степень их разветвленности и возрастает содержание ароматических фрагментов с более высокой степенью конденсации. Однако зависимости между значениями спектральных показателей, характеризующих изменение содержания кислородсодержащих групп относительно алифатических и ароматических структур, показывают разную степень преобразований их структуры в среде сверхкритической воды. В работе также представлены данные о распределении биогенных, радиоактивных и редкоземельных элементов в керогенах, выделенных из пород до и после обработки в среде сверхкритической воды, которые свидетельствуют о деметаллизации их структуры с высвобождением металлов и их адсорбции на минеральной поверхности породы.
Ключевые слова: доманиковые отложения, нефть, кероген, состав, преобразования, сверхкритическая вода.

Введение. В Татарстане, в качестве потенциальных источников углеводородов (УВ) в разрезе доманиковых толщ рассматриваются битуминозные породы семилукского (доманикового), мендымского и саргаевского горизонтов верхнего девона с содержанием органического вещества (ОВ) от 5 до 20% сапропелевого типа [1]. Углеводородные ресурсы в доманиковых отложениях Татарстана по данным USGS Geology and Resources of Some World Oil-Shale Deposits и Академии наук Республики Татарстан оцениваются от 4,5 до 14,6 млрд т. [2]. Наряду с легкой и тяжелой нефтью в осадочных породах доманиковых формаций присутствует кероген – нерастворимое ОВ, тесно связанное с глинистыми, песчаными и карбонатными минералами породы. Сланцевая структура плотных глинисто-карбонатных, кремнистых и карбонатных пород доманиковых отложений, а также высокое содержание в них керогена, обуславливают низкую эффективность извлечения жидких УВ.

Существующие технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта позволяют извлекать из пород сланцевых и доманиковых отложений исключительно легкую нефть «tight oil». Эти технологии существенно не затрагивают структуру керогена и не разрушают смолисто-асфальтеновые вещества тяжелой нефти, находящейся в породе, что не позволяет получать из данных пород нефть с пониженной вязкостью [3].

Одним из перспективных направлений в области разработки сланцевых отложений является применение технологий, основанных на закачке в пласт воды в парообразном состоянии, субкритической воды (СБВ) в интервале температур от 150 до 350 °С и давлении от 0,5 до 25 МПа и сверхкритической воды (СКВ) при температуре 374 °С и давлении 22,1 МПа и выше. Из-за различия физических свойств СБВ и СКВ механизмы протекающих в них реакций принципиально отличаются [4]. Для субкритической области воды характерны реакции с участием заряженных частиц H^+ и OH^-, что позволяет использовать ее в качестве полярного растворителя, а также кислотно-основного катализатора. В сверхкритической области показатели воды аналогичны неполярным органическим растворителям. В СКВ протекают, как правило, процессы свободно-радикального характера. Процесс преобразования высокомолекулярных компонентов нефти и керогена в сверхкритической водной среде включает три этапа: во-первых, их крекинг; во-вторых, удаление кокса; в третьих, удаление гетероатомных соединений. Основными преимуществами такого процесса перед традиционными термическими методами является улучшение массопереноса и рост конверсии УВ сырья.

Цель работы – исследование влияния суб- и сверхкритической воды на преобразования органического вещества пород доманиковых отложений разных литологических типов в процессах их термической деструкции в сланцевую нефть.

Объекты и методы исследования. Объектами исследований служили образцы пород с разных глубин доманиковых отложений франского яруса верхнего девона месторождений Татарстана, а также продукты преобразований ОВ данных пород в среде суб- и сверхкритической воды. Образец 1 отобран из высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений семилукского горизонта (1720 м) Чишминской площади, расположенной в северной части Ромашкинского нефтяного месторождения. Образец 2 отобран из карбонатно-кремнистых отложений мендымского горизонта (1768 м) Тавельского месторождения, в региональном структурном плане входящего в состав западного склона Южно-Татарского свода. Образец 3 отобран из низкоуглеродистых карбонатных отложений франско-фаменского ярусов (1719 м) Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения, расположенного в юго-восточной части Татарстана. Образец 1 характеризуется полиминеральным составом: 43% кварца, 19% кальцита, 19% микроклина, 12% слюды и 6% доломита, образец 2 состоит из 78% кальцита и 22% кварца, а образец 3 содержит 89% кальцита, 10% доломита и 1% кварца.

Лабораторные автоклавные эксперименты проведены в СКВ при 320 °С и давлении 17 МПа, в СКВ при 374 °С (давление изменялось от 22 до 24 МПа) и в СКВ при 420 °С и давлении 24 МПа, в нейтральной среде азота в течение 1 часа. Анализ газообразных, жидких и твердых образцов до и после автоклавных экспериментов проводили с применением методов: газовая хроматография, SARA анализ, CHNS анализ, ИК спектроскопия, пиролитический Рок-Эвал анализ, хромато-масс-спектроскопия, рентгеноструктурный анализ, масс-спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой, электронный парамагнитный резонанс и сканирующая электронная микроскопия.

Результаты и их обсуждение. По классификации Б. Тиссо и Д. Вельте [5] исследованные образцы пород отличаются содержанием $C_{орг}$: образец породы 1 с Чишминской площади Ромашкинского месторождения с $C_{орг}$ 7,07% относится к типу 5 (очень хорошие – с $C_{орг}$ > 3%), образец 2 из Тавельского месторождения с $C_{орг}$ 1,90% – к типу 4 (хорошие – с $C_{орг}$ 1–3%) и образец 3 из Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения с $C_{орг}$ 0,33% – к типу 2 (бедные – с $C_{орг}$ 0,2–0,5%). Исходные породы характеризуются низким содержанием свободных УВ (S_1 0,27–1,52 мг УВ/г породы) и высоким содержанием керогена (S_2 1,37–22,17 мг УВ/г породы). Содержание $C_{орг}$ в керогенах из исходных пород составляет 55,69–70,33%. Содержание водорода изменяется от 4,22 до

5,66%, азота – от 1,93 до 2,03%, серы – от 9,96 до 24,26% и кислорода – от 5,45 до 5,67%. Органическая часть керогенов состоит преимущественно из высокомолекулярных структур (S_2 изменяется от 72,07 до 216,80 мг УВ/г породы), присутствуют и свободные УВ, удерживаемые керогеном (S_1 от 0,33 до 25,65 мг УВ/г породы). Следует отметить наличие в керогенах железосодержащих минералов: пирита, ферригидрита, марказита и оксида железа.

Диаграмма Ван Кревелена (рис. 1), показывает изменения типов керогена в процессе термического созревания на основании изменений их атомных отношений H/C и O/C.

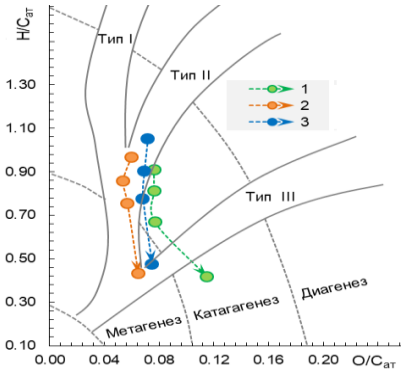


Рис. 1. Диаграмма Ван Кревелена, показывающая изменение типов керогена в процессе термического созревания

Керогены из исходных пород относятся к типу II, образованному, в основном, из остатков простейших водорослей и наземных и морских растений, и к средней зоне умеренного катагенеза. Независимо от типа вмещающих пород в среде СКВ при 374 и 420 °С (давление 22–24 МПа) их нефтегенерационный потенциал резко снижается на 90% и увеличивается степень зрелости. Деструктивные изменения, в структуре керогенов с увеличением температуры от 374 до 420 °С характерны для зоны катагенеза (нефтегазообразования) и зоны метагенеза (интенсивного газообразования). Изменения значений T_{max} имеют тенденцию к увеличению, индекс продуктивности пород возрастает.

Деструктивные процессы в породе сопровождаются образованием в заметных концентрациях углеводородных газов: CH_4, C_2H_4, C_2H_6, C_3H_8, н-C_4H_{10} и н-C_5H_{12}; наблюдается образование и неорганических газов: H_2, O_2, N_2, CO_2, H_2S. В СКВ при 374 °С и давлении 22–24 МПа; выход газов из образцов пород увеличивается до 2,65, 0,49 и 0,51%, однако выход экстрактов снижается до 3,03, 0,52 и 0,06%, соответственно. Повышение температуры до 420 °С при давлении 24 МПа приводит к снижению выхода экстрактов более чем в 3 раза из-за интенсивных процессов газообразования.

В групповом составе экстрактов из исходных пород (см. табл. 1) – высокое содержание смол и асфальтенов и низкое содержание насыщенных и ароматических УВ.

СБВ при 320 °С (давление 17 МПа), по-видимому, позволяет более полно извлекать из породы асфальтены, содержание которых в экстрактах увеличивается. Воздействие СКВ при 374 °С (давление 24 МПа) на образцы 1 и 2 карбонатно-кремнистых пород с Чишминской площади Ромашкинского месторождения и Тавельского месторождения приводит к увеличению в экстрактах содержания насыщенных УВ более чем в 2 раза при снижении содержания смол и асфальтенов. Повышение температуры СКВ до 420 °С (давление 24 МПа) сопровождается деструкцией асфальтенов и увеличением содержания насыщенных и ароматических УВ. Наряду с жидкими продуктами в экстрактах образца 1 при 374 и 420 °С и образца 3 при 420 °С присутствуют вещества типа карбенов/карбоидов. Иные изменения в групповом составе выявляются у образца 3 из карбонатных отложений Западно-Коробковской площади Бавлинского месторождения. Воздействие СКВ при 374 °С (давление 22 МПа) приводит к увеличению содержания смол в 1,5 раза, а при 420 °С (давление 24 МПа) – к увеличению содержания асфальтенов в 1,8 раз. По химической классификации

Ал.А. Петрова экстракты, независимо от типа вмещающих их пород, относятся к парафиновым нефтям типа А, категории A^2, в которых содержание пристана (C_{19}) превышает содержание н-алкана C_{17}.

Таблица 1

Групповой состав экстрактов до и после обработки пород в СБВ и СКВ

Образец	Групповой состав экстрактов, % масс.				
	Насыщенные	Ароматические	Смолы	Асфальтены	Карбены/карбоиды
1. Чишминская площадь Ромашкинского месторождения (1720 м)					
Исх.	14,81	19,17	37,00	29,02	отс.
320 °С	16,89	22,74	27,46	32,91	отс.
374 °С	33,91	14,33	13,49	23,78	14,49
420 °С	36,16	32,56	21,92	7,34	2,03
2. Тавельское месторождение (1768 м)					
Исх.	10,09	20,99	47,78	21,14	отс.
320 °С	4,80	9,92	36,56	48,72	отс.
374 °С	21,39	25,61	35,89	17,11	отс.
420 °С	22,94	25,84	36,56	14,66	отс.
3. Западно-Коробковская площадь Бавлинского месторождения (1719 м)					
Исх.	23,60	15,04	35,22	26,14	отс.
320 °С	24,30	13,94	30,94	30,82	отс.
374 °С	17,83	7,69	52,97	21,50	отс.
420 °С	16,72	6,53	14,82	48,29	13,64

Под воздействием СКВ наблюдается общая направленность в преобразовании структурно-группового состава смол, асфальтенов и керогенов: снижается содержание в них алифатических структур, уменьшается длина и степень их разветвленности и возрастает содержание ароматических фрагментов с более высокой степенью конденсации. Это находит свое отражение в значениях спектральных показателей:

CH_3/CH_2 ($2957cm^{-1}/2925cm^{-1}$),

А-Фактор ($2857cm^{-1}$+ $2925cm^{-1}$)/($2857cm^{-1}$+$2925cm^{-1}$+1630 cm^{-1}),

С-Фактор ($1710cm^{-1}$/($1710cm^{-1}$+1600–$1630cm^{-1}$)),

Ароматичность (3000–$3100cm^{-1}$/ 2800–$3000cm^{-1}$),

Степень конденсации (3000–3100 cm^{-1}/1600–1630 cm^{-1}).

Выявлено не только сходство, но и различия в структурно-групповом составе смол, асфальтенов и керогенов. Так, содержание сульфоксидных S=O структур возрастает в смолах, а в асфальтенах и керогенах преимущественно снижается. Неоднозначно изменяются и значения показателя С-Фактора, характеризующего степень их окисления. Более высокая степень окисленности высокомолекулярных компонентов ОВ характерна для низкоуглеродистой карбонатной породы, по сравнению с высокоуглеродистыми образцами. Зависимости между значениями двух факторов: С-Фактором и А-Фактором, характеризующих изменение содержания кислородсодержащих групп относительно алифатических и ароматических структур, представленные на рис. 2, – в смолах, асфальтенах, карбенах/карбоидах и керогенах исследованных пород показывают разную степень преобразований их структуры в среде СКВ.

Наиболее заметные преобразования происходят в структуре керогенов, что согласуется с выводами о повышении степени их термического созревания под воздействием СКВ на основании диаграммы Ван Кревелена (см. рис. 1), а также пиролитических параметров Рок-Эвал и геохимических показателей углеводородного состава. Керогены из доманиковых пород с разных территорий Татарстана близки по значениям фактора ароматичности и находятся в зоне, характерной для керогенов типа II, но после преобразований в среде СКВ переходят на приведенной диаграмме (см. рис. 2) в зону, характерную для керогенов типа III. Асфальтены по степени ароматичности находятся в

области значений, характерных для керогенов типа II, и в отличие от керогенов не претерпевают под воздействием СКВ существенных изменений в своей структуре. Различия между ними более заметны так же, как и в керогенах, по значениям фактора С. Смолы, в отличие от асфальтенов, более однородны по составу, в них преобладают алифатические структуры, и они отличаются большей степенью окисления. Карбены/карбоиды выпадают из всех зависимостей, вследствие более высокой степени ароматичности их структуры.

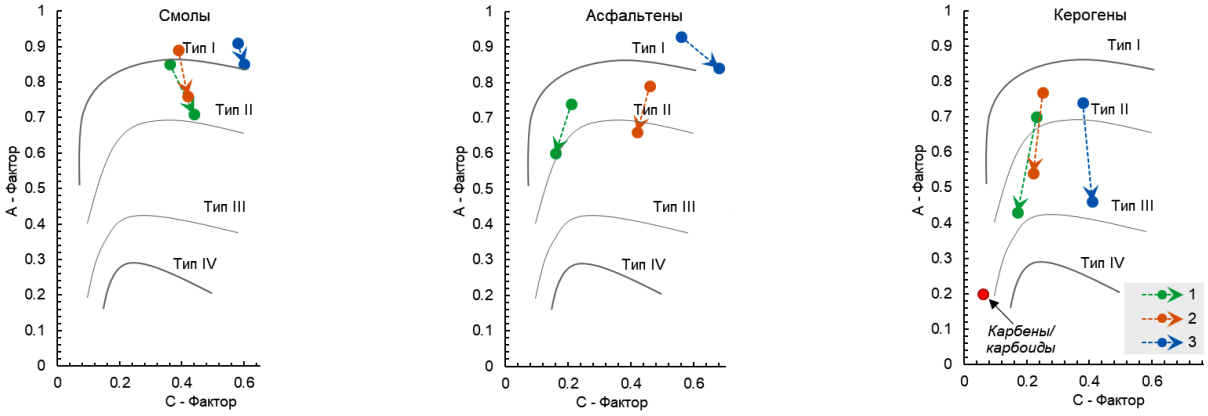


Рис. 2. Дифференциация смол, асфальтенов и керогенов исследованных образцов пород по А- и С-факторам: а – Ромашкинского; б – Тавельского; в – Бавлинского месторождений

В работе представлены также данные о распределении биогенных, радиоактивных и редкоземельных элементов в керогенах, выделенных из пород до и после обработки в среде СКВ, которые свидетельствуют о деметаллизации их структуры с высвобождением металлов и их адсорбции на минеральной поверхности породы.

Заключение. Полученные данные показывают разную степень реализации нефтегенерационного потенциала ОВ доманиковых карбонатно-кремнистых и карбонатных пород, отличающихся содержанием ОВ и его составом и термической устойчивостью в условиях пиролитического анализа и под воздействием субкритической и сверхкритической воды. Выявлены и особенности состава, генерированной из пород разных литологических типов и сланцевой нефти, что необходимо учитывать при разработке конкретных пород доманиковых отложений с применением флюидных технологий, включающих сверхкритическую воду.

Литература

1. *Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Тарасова Т.И.* и др. Перспективы нефтеносности доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. 2017. № 6. С. 10–14. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-6-10-14

2. *Dyni J.R.* Geology and resources of some world oil-shale deposits: Scientific Investigations Report 2005-5294. Reston, VA: United States Geological Survey, 2006. 42 p. https://doi.org/10.3133/sir29955294

3. *Каюкова, Г.П., Михайлова, А.Н., Насырова, З.Р., Вахин А.В.* Гидротермальные преобразования органического вещества пород доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть. М.: ГЕОС, 2022. 328 с. https://doi.org/10.34756/GEOS.2021.16.37866

4. *Гумеров Ф.М.* Сверхкритические флюидные технологии. Экономическая целесообразность. Казань: Инновационно-издательский дом «Бутлеровское наследие». 2019. 440 с.

5. *Tissot B.P., Welte D.H.* Petroleum formation and occurrence. Berlin; Heidelberg; New York: Springer-Verlag, 1978. 540 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6

Геологические критерии выбора участков для проведения опытно-промышленных работ, направленных на добычу жидких углеводородов из газонасыщенной части Вуктыльского НГКМ

Бурханова И.О.*, Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Сурначёв Д.В., Марутян О.О.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Аннотация. В связи с истощением запасов основного углеводородного сырья Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения – газа и конденсата – сегодня актуальна задача укрепления сырьевой базы Сосногорского газоперерабатывающего завода. Одним из путей ее расширения является увеличение компонентоотдачи Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения за счет жидких углеводородов. На основе трехмерных геологической и структурно-емкостной моделей месторождения, а также модели степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) емкостных объемов в газонасыщенных породах изучаемых отложений выделены участки для проведения опытно-промышленных работ.
Ключевые слова: Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, трехмерная структурно-емкостная модель, динамическая пористость, жидкие углеводороды, степень заполнения, выделение участков, опытно-промышленные работы.

Разрез газонасыщенных пермо-карбоновых отложений аллохтонного структурного этажа Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ) при подсчете запасов газа и конденсата 1972 г. был разделен на шесть подсчетных объектов: II объект (P_1ar_1–P_1s), III объект (P_1s–P_1a), IV объект (C_3–C_2m), V объект (C_2b–C_1s_2), VI объект (C_1s_1–$C_1al+mh+vn$). По данным геофизических исследований скважин в продуктивном разрезе ВНГКМ выделяют три основных типа коллекторов: низкоемкий порово-трещинный (коэффициент пористости $K_П$ – от 3 до 6%), высокоемкий поровый ($K_П \geq 6\%$) и смешанный, включающий кавернозно-поровый ($K_П \geq 6\%$). Высокоемкий поровый и смешанный типы коллекторов рассматриваются совместно и объединены в понятие «высокоемкий тип» [1]. Исследования показали, что продуктивные карбонатные отложения ВНГКМ являются нефтегазоматеринскими [2]. Выбор участков для проведения опытно-промышленных работ (ОПР), направленных на добычу жидких углеводородов (ЖУВ) из газонасыщенной части разреза месторождения, основан на анализе следующих геолого-промысловых характеристик:

– эффективная нефтегазонасыщенная толщина высокоемких коллекторов $H_{ЭФ}$;

– средние величины коэффициентов эффективной $K_{П.ЭФ}$ и динамической пористости $K_{П.Д.}$;

– средняя степень заполнения ЖУВ динамического объема пор высокоемких коллекторов $\eta^{Д}_{ЖУВ}$ (доля динамического объема пор, заполненного жидкими углеводородами);

– средние величины коэффициентов абсолютной проницаемости $K_{ПР.А}$;

– нефтепроявления при опробовании скважин.

Высокие значения $\eta^{Д}_{ЖУВ}$ в коллекторе позволяют предполагать двухфазную фильтрацию из него. Объемная (3D) модель степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов разработана на базе анализа результатов исследования неэкстрагированных образцов пород [3], 3D структурно-емкостного моделирования [1] и оценки

содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ на основе термодинамического моделирования [4] (рис. 1).

Рис. 1. Схема разработки 3D модели степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов в породах продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

Величина степени заполнения ЖУВ эффективных поровых объемов $\eta^{ЭФ}_{ЖУВ}$ оценивалась по формуле:

$$\eta^{ЭФ}_{ЖУВ} = V_{ЖУВ} / V_{П.Э},$$

где $V_{ЖУВ}$ – объем жидких углеводородов, $V_{П.Э}$ – эффективный поровый объем породы.

Согласно разработанной термодинамической модели флюидальной системы месторождения, содержание ЖУВ в породах газовой части нефтегазоматеринского продуктивного разреза ВНГКМ зависит от значения коэффициента эффективной пористости, а величина $\eta^{ЭФ}_{ЖУВ}$ постоянна и равна 14,7% [4]. При этом процессы формирования эффективных емкостных объемов и структуры емкостного пространства в нефтегазоматеринской карбонатной системе имеют тесную генетическую связь с процессами последовательного преобразования в ней органического вещества (ОВ) [2]. На первом этапе в объеме первичных морфоструктур карбонатно-органической полимерной матрицы происходит ее микритизация и выход керогеноподобного ОВ в самостоятельную фазу между микритовыми частицами. На втором этапе последовательное преобразование ОВ от керогена до асфальтенов, смол тяжелых спирто-бензольных, смол легких бензольных, масел и, наконец, до жидких углеводородов нефтяного ряда сопровождается последовательными процессами перекристаллизации микритизированной матрицы, увеличением пористости и изменением структуры емкостного пространства. В результате в объеме нефтегазоматеринских карбонатных отложений формируются разные типы коллекторов.

С целью разработки 3D модели степени заполнения жидкими углеводородами динамических (фильтрующих) поровых объемов разработана модель распределения величин коэффициентов динамической пористости $K_{П.Д}$. Величина $K_{П.Д.}$ рассчитывалась по формуле:

$$K_{П.Д} = K_{П.О} \cdot (1 - K_{ВО} - K_{Г.З}) = K_{П.ЭФ} - WK_{Г.З},$$

где $К_{П.О}$ – коэффициент открытой пористости, $К_{В.О}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности, $К_{Г.З}$ – коэффициент структурно-защемленной газонасыщенности, $К_{П.ЭФ}$ – коэффициент эффективной пористости, $WК_{Г.З}$ – коэффициент объемной структурно-защемленной газонасыщенности или коэффициент структурно-защемленной пористости.

Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения подробно описана в работе [1]. Уравнения для оценки коэффициента объемной структурно-защемленной газонасыщенности приведены в табл. 1. Объемное (3D) математическое распределение величин коэффициентов динамической пористости $К_{П.Д}$ в породах Вуктыльского НГКМ показано на рис. 2.

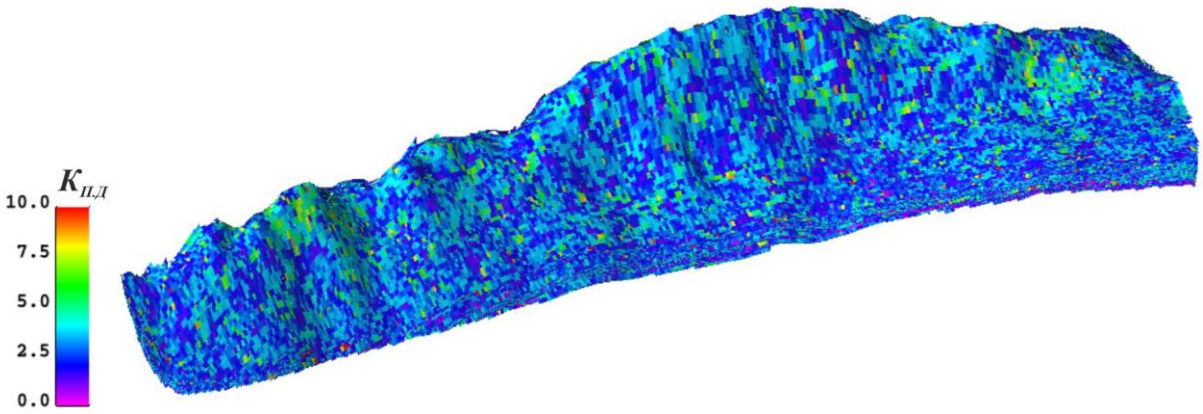


Рис. 2. Объемное (3D) математическое распределение величин коэффициентов динамической пористости $К_{п.д}$ в породах Вуктыльского НГКМ (по данным трехмерного структурно-емкостного моделирования)

Таблица 1

Уравнения для оценки коэффициента объемной структурно-защемленной газонасыщенности (в %) продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

Объект подсчета запасов (возраст отложений)	Интервал пористости	Уравнение
II объект (P_1ar_1–P_1s)	$К_{п.о} \geq 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}275 \cdot К_{п.о} + 0{,}1$
	$3\% \leq К_{п.о} < 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}11 \cdot К_{п.о}$
III объект (P_1s–P_1a)	$К_{п.о} \geq 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}48 \cdot К_{п.о} - 0{,}35$
	$3\% \leq К_{п.о} < 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}1 \cdot К_{п.о}$
IV объект (C_3–C_2m)	$К_{п.о} \geq 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}68 \cdot К_{п.о} - 1{,}03$
	$3\% \leq К_{п.о} < 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}11 \cdot К_{п.о}$
V объект (C_2b–C_1s_2)	$К_{п.о} \geq 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}5 \cdot К_{п.о} - 0{,}5$
	$3\% \leq К_{п.о} < 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}11 \cdot К_{п.о}$
VI объект (C_1s_1–$C_1al+mh+vn$)	$К_{п.о} \geq 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}65 \cdot К_{п.о} - 0{,}7$
	$3\% \leq К_{п.о} < 6\%$	$WК_{г.з} = 0{,}17 \cdot К_{п.о}$

Величина степени заполнения ЖУВ динамических поровых объемов $\eta^{Д}_{ЖУВ}$ рассчитывалась по формуле:

$$\eta^{Д}_{ЖУВ} = V_{ЖУВ} / V_{П.Д},$$

где $V_{ЖУВ}$ – объем жидких углеводородов, $V_{П.Д}$ – динамический (фильтрующий) поровый объем породы.

Средняя величина $\eta^{Д}_{ЖУВ}$ для высокоемкого типа коллектора в IV объекте составила 40,5%, в V объекте – 30,5%, в VI объекте – 41,8%.

В пределах газонасыщенной части каменноугольных отложений ВНГКМ выделено 10 участков для проведения ОПР, нумерация участков проводилась в направлении с юга на север. Наилучшей геолого-промысловой характеристикой (высокие значения $Н_{ЭФ}$, $К_{П.ЭФ}$, $\eta^{Д}_{ЖУВ}$, нефтепроявления при опробовании скважин) отличаются отложения IV объекта в границах участков №№ 1, 3, 4 и 5. Окончательное решение при выборе участков для проведения ОПР принимается после анализа параметров разработки.

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. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н.* и др. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 3–16. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1

2. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н.* и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, 2017. С. 327–334.

3. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Кузьмин В.А.* и др. Усовершенствование петрофизической модели продуктивных отложений Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 2(29). С. 28–38. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art2

4. *Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский И.М., Большаков М.Н.* Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3

Влияние экстракции образцов пород из нефтегазоматеринских карбонатных отложений на результаты петрофизических исследований

Бурханова И.О.[1]*, Скибицкая Н.А.[1], Большаков М.А.[1], Марутян О.О.[1], Кузьмин В.А.[1], Никулин Б.А.[2]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – МГУ имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1
E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Аннотация. Проведен сравнительный анализ результатов лабораторных исследований неэкстрагированных и экстрагированных образцов пород из нефтегазоматеринских карбонатных отложений. Установлено, что характер изменения свойств образцов керна в результате экстракции зависит от типа растворителя и состава органического вещества породы.
Ключевые слова: карбонатные нефтегазоматеринские отложения, органическое вещество, экстракция, остаточная водонасыщенность, параметр насыщения, асфальтены.

При подсчете запасов углеводородов, согласно стандартным требованиям, используются данные лабораторных исследований экстрагированных (Э) образцов пород [1]. Вопрос влияния экстракции керна на измеряемые петрофизические параметры поднимается с 1980-х годов и по сей день актуален [2–4]. Оценка изменения свойств образцов нефтегазоматеринских карбонатных пород в результате экстракции проводилась на основе изучения коллекций неэкстрагированных (Н/Э) и экстрагированных образцов пород Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ), Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ) и газонефтяного месторождения Оренбургской области (ГНМ-1) (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика изучаемых отложений

Месторождение	Возраст отложений	Количество образцов	Среднее содержание битумоидов $C_{хБА}$, % масс.	Компонентный состав битумоидов*, %	Условия залегания
Оренбургское НГКМ (центральная часть)	P_1–C	3 тыс.	P_1ar – 0,157, P_1sm – 0,253, P_1a – 0,106, C_3 – 0,040, C_2 – 0,153	М – 53, БС – 15, СБС – 8, А – 24	1500 м, 25 МПа, 27–30 °С
ГНМ-1	P_1	119	P_1ar – 0,055	М – 45, БС – 10, СБС – 33, А – 12	2500 м, 24,8 МПа, 49–55 ^{0}С
Вуктыльское НГКМ	P_1–C	398	P_1ar_1 – 0,030, P_1sm – 0,033, P_1a – 0,021, C_3 – 0,017, C_2 – 0,015, C_1 – 0,018	М – 49, БС – 30, СБС – 16, А – 5	3500 м, 36,3 МПа, 61 °С

*М – масла, БС – бензольные смолы, СБС – спирто-бензольные смолы, А – асфальтены.

При оценке запасов углеводородов важно достоверно определить значение коэффициента эффективной пористости пород $K_{П.ЭФ}$. Исследования показали, что на величину смоделированной в лабораторных условиях остаточной водонасыщенности $K_{В.О}$, определяющей значение эффективной пористости пород, влияет состав содержащегося в них органического вещества (ОВ). Как видно на рис. 1, для отложений Вуктыльского НГКМ (рис. 1Б) и ГНМ-1 (рис. 1Г) характерно

увеличение значений коэффициентов водонасыщенности в результате экстракции, тогда как для образцов пород из отложений Оренбургского НГКМ наблюдается противоположное соотношение сравниваемых параметров (рис. 1А, 1В). Такая закономерность объясняется фильностью пород ОНГКМ и к углеводородам, и к воде (угол смачиваения θ ниже 75º), в то время как отложения ГНМ-1 являются фильно-фобными ко всем флюидам (θ от 75º до 105º), а породы ВНГКМ относятся к группе фобных (θ от 105º до 130º). Ранее было выявлено, что чем выше содержание асфальтенов $К_{асф}$, тем более фильными становятся породы как по отношению к углеводородам, так и по отношению к воде [5]. Относительное содержание асфальтенов в битумоидах изученных месторождений падает с увеличением глубины залегания и ростом пластовых температур (см. табл. 1), что согласуется с закономерностями, найденными при изучении более чем 180 образцов нефтей различных нефтеносных провинций Евразии [6].

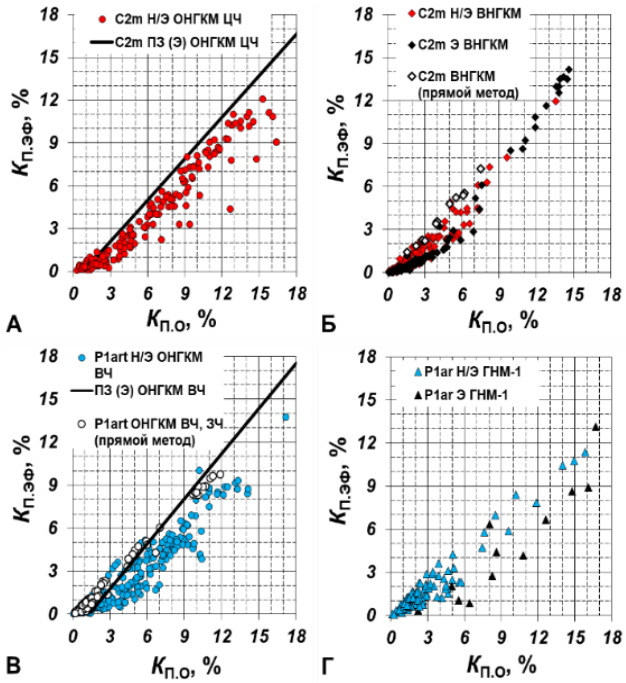


Рис. 1. Сопоставления величин коэффициентов открытой ($К_{П.О}$) и эффективной ($К_{П.ЭФ}$) пористости по керну на основе результатов оценки остаточного водонасыщения косвенным методом (центрифугированием) при исследовании коллекций экстрагированных (Э) и неэкстрагированных (Н/Э) образцов пород с привлечением данных прямых определений остаточного водонасыщения герметизированного керна продуктивных отложений:
А – московского яруса среднего отдела каменноугольной системы центральной части (ЦЧ) Оренбургского НГКМ;
Б – московского яруса среднего отдела каменноугольной системы Вуктыльского НГКМ;
В – артинского яруса нижнего отдела пермской системы восточной части (ВЧ) Оренбургского НГКМ;
Г – артинского яруса нижнего отдела пермской системы ГНМ-1 (глинистые образцы исключены).
Примечание. Результаты оценки остаточного водонасыщения образцов Вуктыльского НГКМ прямым методом взяты из книги Гриценко А.М. и др. [7]

Сравнение результатов определения $К_{В.О}$ прямым (дистилляционно-экстракционным) и косвенным (центрифугированием) методами показало, что в случае высокого содержания асфальтенов в битумоидах, как в породах Оренбургского месторождения, величина смоделированной остаточной водонасыщенности неэкстрагированных образцов пород завышается (см. рис. 1В). В то же время при низких концентрациях асфальтенов в битумоидах (Вуктыльское НГКМ) величина $К_{В.О}$ по дистилляционно-экстракционному методу близка к результатам оценки коэффициента остаточной водонасыщенности неэкстрагированных образцов пород методом центрифугирования. Причиной таких различий, по мнению авторов, является дифильность асфальтенов [8], которые в отсутствие углеводородов в лабораторных условиях сорбируют и удерживают в себе аномальное количество воды.

Состав и распределение органического вещества также влияют на электрические свойства неэкстрагированных образцов. На рис. 2А приведено сопоставление величин параметров насыщения $Р_Н$ с коэффициентами остаточной водонасыщенности $К_{В.О}$ для нижнепермских отложений Оренбургского НГКМ. Разброс точек здесь обусловлен вариацией физико-химических

свойств пород вследствие различий в составе и типе распределения органического вещества (рис. 2В, 2Г) (при построении данного сопоставления исключались трещиноватые образцы). Было выявлено, что показатель степени n уравнения связи $P_Н = f(K_{В.О.})$ для группы образцов, в которых органическое вещество полностью или частично заполняет емкостное пространство (поровый тип распределения органического вещества) равен 2, что характерно для гидрофильных коллекторов (см. рис. 2Г) [1]. В то же время аналогичная связь для группы образцов, в которых органическое вещество распределено в матрице (матричный тип) или слоями (слоистый тип распределения ОВ), имеет показатель степени равный 3,3, что свидетельствует о гидрофобизации пород. Оценка избирательной смачиваемости таких пород на основе измерения краевого угла смачивания углеводородами в присутствии воды и водой в присутствии углеводородов показала иные результаты: образцы с матричным типом распределения ОВ характеризуются по избирательной смачиваемости как гидрофильные, а с поровым и слоистым – как гидрофобные [5]. Различия полученных результатов обусловлены условиями экспериментов – при оценке относительной смачиваемости обеспечивается одновременное присутствие углеводородов и воды (проводят измерение углов избирательной смачиваемости водой гексанонасыщенных образцов в присутствии гексана θв-г, а также гексаном водонасыщенных образцов в присутствии воды θг-в) [9], в то время как при измерении электрических свойств образец находится в состоянии остаточного водонасыщения, а эффективную емкость занимает воздух.

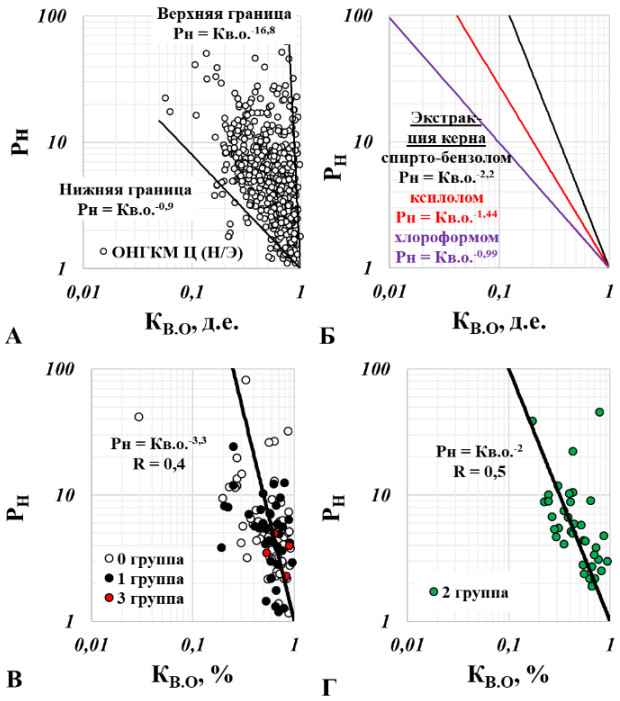


Рис. 2. Сопоставления величин параметра насыщения $P_Н$ с коэффициентами остаточной водонасыщенности $K_{В.О.}$ для нижнепермских отложений Оренбургского НГКМ по результатам изучения экстрагированного (Э) и неэкстра-гированного (Н/Э) керна:
А – неэкстрагированный керн (Н/Э) [10];
Б – экстрагированный различными растворителями керн (ВНИГНИ, Рабиц Э.Г. и др., 1992 г.);
В – неэкстрагированный керн (образцы с матричным (1 группа) и слоистым (3 группа) типами распределения органического вещества, а также образцы без органического вещества (0 группа));
Г – неэкстрагированный керн с поровым типами распределения органического вещества (2 группа).
Примечание: К первой группе отнесены образцы, в которых органическое вещество присутствует в рассеянном виде, в виде комков, линз, сгустков, внутри карбонатных зерен и органогенных остатков, ко второй группе – образцы, емкостное пространство которых полностью или частично заполнено органическим веществом, к третьей – образцы, в которых органическое вещество распределено слоями. К нулевой группе отнесены те образцы, при описании шлифов которых не было отмечено присутствие органического вещества

В данном контексте интересны результаты исследования свойств пород Оренбургского месторождения во ВНИГНИ (Рабиц Э.Г. и др., 1992 г.). Было установлено, что при экстрагировании образцов спирто-бензольной смесью зависимость $P_Н = f(K_{В.О})$ практически совпадает с ранее полученной для газонасыщенных отложений ОНГКМ (показатель степени n составил 2,2). При использовании мягких или нейтральных растворителей показатель степени в уравнении $P_Н = f(K_В)$ снижается до 1,44 при экстрагировании образцов ксилолом, а при экстрагировании образцов хлороформом – до 0,99 (см. рис. 2Б). Такие закономерности

объясняются тем, что в результате экстракции спирто-бензолом удаляются битумоиды, но остается нерастворимое органическое вещество (кероген), что приводит к гидрофобизации поверхности образцов. При экстракции хлороформом удаляются наиболее легкие битумоиды, но слабее экстрагируются и остаются дифильные асфальтены и спирто-бензольные смолы, в результате чего наблюдается аномальная «гидрофилизация» образцов.

Исследование показало, что близость результатов определения $K_{в.о}$ прямым методом образцов пород из герметизированного керна при бурении скважины с применением раствора на нефтяной основе и неэкстрагированных образцов керна косвенными методами определяется концентрацией и содержанием асфальтенов в битумоидах пород изучаемых нефтегазоматеринских карбонатных отложений. Угол наклона зависимости $P_н = f(K_{в.о})$, используемой при оценке коэффициентов нефтегазонасыщенности для подсчета запасов углеводородов, в случае экстракции зависит от типа выбранного растворителя, а при исследовании неэкстрагированных образцов – от состава и типа распределения органического вещества.

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. 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.
2. *Ручкин А.В., Орлов Л.И., Топорков В.Г., Фоменко В.Г.* Изучение коллекторов по керну, отобранному при бурении на растворах с нефтяной основой // Геология нефти и газа.1981. № 11. С. 28–35.
3. *Кузнецов А.М., Кузнецов В.В., Богданович Н.Н.* О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна // Нефтяное хозяйство. 2011. № 1. С. 21–23.
4. *Путилов И.С., Чижов Д.Б., Гурбатова И.П., Неволин А.И.* Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 4. С. 70–79.
5. *Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Марутян О.О.* Петрофизическое обоснование интерпретации электрического каротажа в разрезах карбонатных нефтегазоматеринских отложений // Геофизика. 2021. № 6. С. 2–9.
6. *Головко А.К., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф.* Закономерности в структурно-групповом составе высокомолекулярных гетероатомных компонентов нефтей // Геология и геофизика. 2010. Т. 51, № 3. С. 364–374.
7. *Гриценко А.И., Николаев В.А., Тер-Саркисов Р.М.* Компонентоотдача пласта при разработке газоконденсатных залежей. М.: Недра, 1995. 264 с.
8. *Задымова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю.* и др. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687. https://doi.org/10.7868/S0023291216060227
9. *Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Марутян О.О.* и др. Результаты изучения избирательной смачиваемости карбонатных пород продуктивных отложений месторождений углеводородов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. № 1(13). С. 3. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art3
10. *Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н.* и др. Изменение смачиваемости пород карбонатных нефтегазоматеринских отложений при бурении скважин на полимер-коллоидном буровом растворе // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 17–27. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200545

Петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора

Коваленко К.В.[1,2], Самохвалов Н.И.[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. Выделение в разрезе и определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов, представленных пачками или тонкими переслаиваниями пород различного литологического состава, является непростой и актуальной задачей, имеющей многолетнюю историю развития.
В настоящей работе рассмотрен вывод петрофизической модели эффективной пористости породы-коллектора с учетом наличия рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной водой матрицы (скелета) породы.
Ключевые слова: петрофизика, эффективная пористость, остаточная (связанная) водонасыщенность, рассеянная и слоистая глинистость.

В работах отечественных и зарубежных исследователей успешно развит подход петрофизического моделирования общей пористости коллектора с учетом агрегатной глинистости.

Неоднократно было показано, что переход к эффективной пористости позволяет более надежно характеризовать коллекторские свойства породы. Целесообразность применения эффективной пористости как интерпретационного параметра геофизических исследований скважин (ГИС) в решении различных задач нефтегазового комплекса обусловлена повышением надежности выделения интервалов коллектора, определения насыщения, эффективных и фазовых проницаемостей по данным ГИС. Этот вывод подчеркивает актуальность петрофизического моделирования эффективной пористости с учетом неоднородности отложений.

Высокая неоднородность является отличительным признаком сложных коллекторов полиминерального состава, в первую очередь это относится к глинистым терригенным коллекторам полимиктового состава, которые широко представлены не только в Западной Сибири, но и в других нефтегазовых провинциях. Детальные исследования кернового материала подтверждают такую неоднородность, которая обусловлена как тонкой слоистостью, так и различной степенью цементации (глинизации) гранулярного или межзернового емкостного пространства.

Отметим, что определение эффективной пористости в отечественной практике отличается от зарубежной. В зарубежной практике под эффективной пористостью понимается пористость за вычетом связанной воды только глин и не учитывается связанная вода матрицы (скелета) породы. В работах [1, 2] представлена модель эффективной пористости слоистого коллектора (в зарубежном понимании), учитывающая вклад только связанной воды глин.

В работе [3] показано, что, например, в Западной Сибири связанная вода скелета составляет 5–6% от объема породы. Это указывает на то, что связанной водой матрицы нельзя пренебрегать при моделировании и определении эффективной пористости.

Таким образом, при выводе петрофизической модели эффективной пористости необходимо учитывать наличие и свойства трех основных компонентов породы: рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной водой матрицы (скелета) породы.

Исходя из поставленной задачи, в работе рассмотрены математические модели связей твердой составляющей глинистого материала, его пористости и их связей с коэффициентом агрегатной глинистости. С использованием агрегатной глинистости ранее была получена модель общей пористости породы [1, 2, 4].

Для вывода модели эффективной пористости ключевым моментом является рассмотрение, параметризация и математическое описание возможных механизмов формирования остаточной (связанной) водонасыщенности коллектора. В работе рассмотрены два возможных механизма формирования остаточной (связанной) водонасыщенности коллектора.

В первом случае полагается, что водоудерживающая способность скелета и, следовательно, объем связанной воды скелета, не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом. Остаточная (связанная) водонасыщенность представляет сумму связанной воды скелета, цемента и глинистых прослоев. Связанная вода скелета суммируется со связанной водой цемента и слоев глин. Связанная вода цемента и слоев глин занимает весь объем емкостного пространства этих компонентов и равна пористости цемента и пористости слоистой глинистости. При отсутствии прослоев глин, эта модель представляет собой известную модель, рассмотренную в работе [5].

Очевидно, что возможен и другой механизм формирования связанной водонасыщенности, при котором агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы. Этот механизм реализован в модели, представленной в работе [6]. Если цемент отсутствует, то объем связанной воды скелета максимален. По мере увеличения доли агрегатного цемента, объем связанной воды скелета уменьшается. Если агрегатный цемент занимает весь объем скелета, то объем связанной воды скелета равен нулю. Связанная вода скелета суммируется со связанной водой цемента и в этом случае, если агрегатный цемент заполняет всю пористость скелета, то пористость породы равна пористости цемента.

Вопрос о том, какой именно из рассмотренных механизмов формирования остаточной (связанной) водонасыщенности преобладает в реальных пластовых условиях, требует дополнительного изучения. В первую очередь необходимо проанализировать тип цемента по составу, соотношению с цементируемым материалом, по взаимодействию с цементируемым материалом, по структуре и по времени образования.

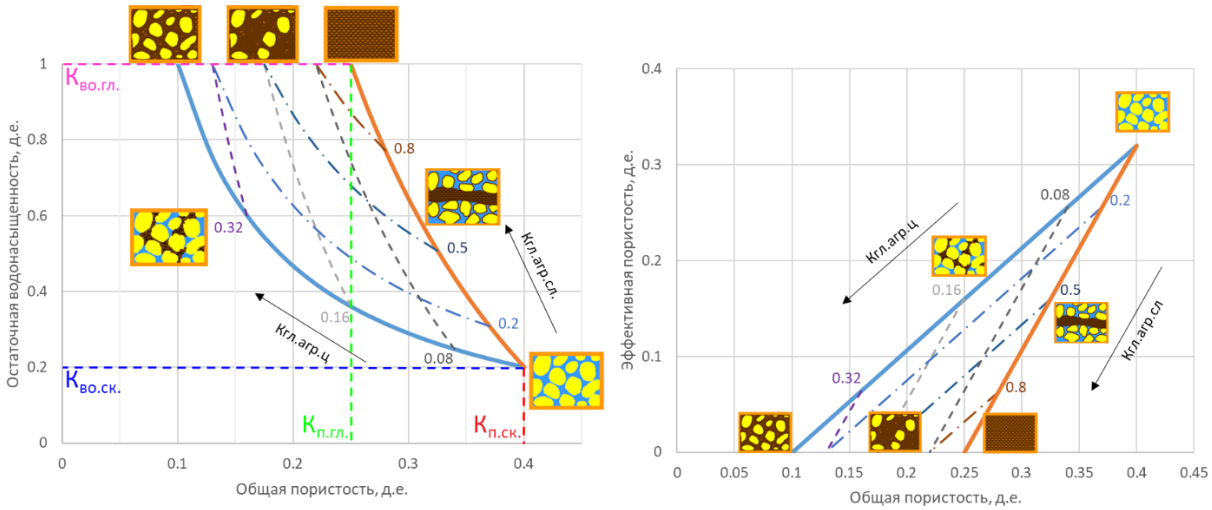
Возможно допустить, что при определенных условиях в породе реализуются оба вышеуказанных механизма формирования остаточной (связанной) водонасыщенности.

Если ввести долевой фактор P преобладания того или иного механизма формирования остаточной водонасыщенности коллектора (P = 1, если в пласте объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом, P = 0, если агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы), то петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора имеет вид:

$$K_{п\,эф} = [K_{п\,ск}(1 - K_{гл\,агр\,сл}) - K_{гл\,агр\,ц}][1 - K_{во\,ск}(1 - P)] - PK_{во\,ск}K_{п\,ск}(1 - K_{гл\,агр\,сл}),$$

где $К_{п\ ск}$, $К_{во\ ск}$ – пористость и связанная водонасыщенность межзерновой матрицы (скелета) породы, $К_{гл\ агр\ сл}$, $К_{гл\ агр\ ц}$ – агрегатная глинистость (сумма объемов твердой составляющая и воды глин (цемента) к объему породы) слоистой и рассеянной глинистости, соответственно.

На рис. 1 графически изображена описываемая модель эффективной пористости в зависимости от типа распределения глинистого материала в породе. Модель представляет собой вид треугольника, углы которого представлены: (1) чистым коллектором, (2) коллектором, поры которого полностью заполнены глинистым цементом, и (3) глиной. Изменение пористости и остаточной водонасыщенности в направлении (1)–(2) описывается заполнением пор коллектора глинистым цементом порового типа, в направлении (1)–(3) – появлением глинистых прослоев в чистом коллекторе, вплоть до полного исчезновения прослоев коллектора, и направление (2)–(3) описывается появлением глинистого цемента базального типа, вплоть до полного исчезновения зерен матрицы коллектора.



а б

Рис. 1. Схема формирования зависимости: а – остаточной водонасыщенности от общей пористости, б – эффективной пористости от общей пористости при разном распределении глинистого материала

Выводы

Обоснована и математически выведена аналитическая петрофизическая модель эффективной пористости гранулярных коллекторов, основанная на разном типе распределения глинистого материала в породе.

Целесообразность применения эффективной пористости как интерпретационного параметра ГИС в геомоделировании обусловлена повышением надежности выделения интервалов коллектора, определения насыщения, эффективных и фазовых проницаемостей по данным ГИС, что открывает возможность прогноза удельной продуктивности, дебита и состава притока и ведет к улучшению соответствия геолого-технологических моделей залежей нефти и газа реальным геологическим объектам.

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. *Juhasz I.* Assessment of the distribution of shale, porosity and hydrocarbon saturation in shaly sands // SPWLA 10th Annual European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, Scotland, UK, 22–25 April 1986. Paper AA. 16 p.

2. *Thomas E.C., Stieber S.J.* The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 June 1975. Paper SPWLA-1975-T. https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-1975-T (Дата обращения 03.10.2022).

3. *Кожевников Д.А., Коваленко К.В*. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 219 с.

4. *Басин Я.Н., Новгородов В.А., Злотников М.Г.* и др. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах. М.: ВИЭМС, 1983. 49 с.

5. *Леонтьев Е.И.* Моделирование в петрофизике. М.: Недра, 1978. 125 с.

6. *Элланский М.М.* Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: методическое пособие. М.: ГЕРС, 2001. 229 с.

СЕКЦИЯ:
Методология прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов

Мировой газовый потенциал. Оценки величины и структуры. Перспективы изучения и освоения в XXI веке

Скоробогатов В.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Россия, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1

Под традиционным газовым потенциалом (ГП) недр тех или иных перспективных геологических объектов – осадочных бассейнов и мегабассейнов/провинций и мегапровинций, областей, районов, автономных генерационно-аккумуляционно-консервационных комплексов пород (ОБ, МБ, НГП/МП, НГО, НГР, НГК), автор понимает общий объем свободного газа (СГ) в месторождениях углеводородов (МУВ) и залежах определенной величины геологических запасов (>0,1 млрд м^3) с дебитами в поисковых и разведочных скважинах не менее 30–50 тыс. м^3/сут. (на глубинах погружения 3–5 км). Это объем начальных потенциальных традиционных ресурсов газа (НПР), который может быть переведен в начальные открытые запасы после тотальной разведки недр (НД+А+B_1+C_1+B_2+C_2), после которой ни новых открытий, ни прироста запасов уже не предвидится (к завершению четвертого завершающего этапа изучения и освоения недр все открыли и прирастили). Мельчайшие скопления СГ с «пограничными» добывными возможностями (10–30 тыс. м^3) – это уже нетрадиционные запасы и ресурсы, но по экономическим условиям освоения. Такие в России открывают и… «закрывают» до лучших времен, их запасы не попадают в Государственный баланс.

К нетрадиционной части газового потенциала недр относится газ в плотных низкопроницаемых коллекторах («плотный» газ, при Кпр. менее 0,1 мД), угольный и сланцевый газ (УГ, $С_л$Г), а также газогидраты (ГГ). Во многих странах геологические ресурсы нетрадиционных источников газа (НТРГ) успешно осваиваются, но «не от хорошей жизни» – запасы и ресурсы обычного, традиционного газа исчерпаны или близки к исчерпанию (США, страны Западной и Центральной Европы, Китай и др.).

Более того, извлекаемые ресурсы $С_л$Г в США и Китае рассматриваются уже совместно с остаточными запасами и ресурсами традиционного природного газа (ПГ) – свободного (СГ) и нефтерастворенного, попутного – за счет чего увеличивается величина газового потенциала ресурсов и запасов изученных и частично разбуренных газовых полей. Кстати, в этих странах и ресурсы газа в плотных коллекторах ($П_л$Г) уже два десятилетия рассматриваются вместе с ресурсами «обычного» газа.

Отметим, что России до этой «плачевной ситуации» еще далеко.

Итак, ресурсы (=ГП).

У российских геологов – «весь мир на ладони», особенно у геологов «Газпрома»… Они всегда изучали недра не только Северной Евразии (СЕА), но и мира в целом.

Автор занимается проблемами оценки ресурсов и поисков скоплений углеводородов (УВС) газа, конденсата и нефти более 50 лет. О ресурсах знает не понаслышке… Сначала это был качественный прогноз, далее и количественные оценки. С 1978 г. геологи ВНИИГАЗа неоднократно переоценивали начальные потенциальные ресурсы (НПР) свободного газа (СГ) и

конденсата (ГК), не забывая и о нефти: преимущественно в газоносных областях Северной (СЕА) и Центральной Евразии (Россия с омывающими ее морями + Казахстан + Центральная Азия).

«Нефти» в этих областях хватает, однако в основном в виде подгазовых нефтяных оторочек и редких, обычно небольших по запасам, самостоятельных месторождений и залежей. Геологи «Газпрома» участвовали в прогнозировании, поисках месторождений УВ и оценке ресурсов и запасов газа целого ряда стран: Китая, Индии, Вьетнама, Мьянмы, мегарегиона Арабско-Персидского моря (АПМБ/П), в т.ч. Ирана, Сирии и др., в Африке – Египта, Алжира и Марокко, в Америке – Венесуэлы, Бразилии, Аргентины, Кубы, изучали геологическое строение и нефтегазоносность стран и бассейнов, оценивали ресурсы и направления поисково-разведочных работ. Конечно, главными были и остаются осадочные бассейны СЕА. По Китаю и ряду других стран оперировали авторскими оценками, по многим странам – по публикациям, докладам и личным контактам Соавторами доклада по России и Центральной Азии в историческом аспекте являются В.И. Ермаков, Т.В. Гудымова, В.И. Старосельский, М.О. Хвилецкий.

Итак, запасы и ресурсы свободного традиционного и рассеянных форм нетрадиционного газа – угольного, сланцевого и др.

Россия (суша и акватории Арктики и Дальнего Востока). По состоянию на 1.01.2021 г. в пределах 12 осадочных бассейнов (ОБ) и мегабассейнов СЕА открыто и частично разведано 3720 МУВ, в т.ч. с залежами СГ – 990 (типа Г, ГК, ГКН, НГК и т.д.), остальные – нефтяные, из них к крупнейшим (более 100 млрд. м^3), гигантским (0,3–3,0 трлн м^3) и уникальным (более 3 трлн м^3) по разведанным запасам (НД+А+B_1+C_1) относится 84 мексторождения.

Формула газового баланса России такова:

$$НД+(А+B_1+C_1)+(B_2+C_2)+Пр.Р=НПР$$

$$25{,}2+48{,}9+27{,}2+\frac{187}{89}=\frac{288}{190}\ *$$

*Приведены оценки ресурсов официальные – в числителе (по состоянию на 1.01.2009 г.) и корпоративные (в знаменателе).

Отметим, что величина 190 трлн м^3 геологических ресурсов традиционного газа была получена по пересчету НПРГ всех бассейнов СЕА по состоянию на 1.01.2014 г. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») в 2016 г. и потом не пересчитывалась.

Автор убежден в том, что надо уважать официальные оценки ресурсов (и не более того), но не руководствоваться ими. И любая уважающая себя крупная нефтегазовая компания-оператор должна иметь и свои – корпоративные оценки ресурсов НПР, газа и нефти, особенно неоткрытых (прогнозных), особенно для провинции и областей приоритетных интересов. Самообман – невыгоден, и оценки в итоге получаются «трезво-реальными», с вероятностью подтверждения в ходе будущих ПРР на 85–90% (на 100% – редко).

Автор участвовал в ресурсных исследованиях ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в качестве одного из экспертов, однако считает более приемлемой величину начальных потенциальных ресурсов (НПРГ) России в 200±10 трлн м^3 (несколько выше общекорпоративной), рассматривая интервал вероятных величин традиционных ресурсов газа (интервальные оценки ресурсов газа корректнее точечных). На Западно-Сибирскую мегапровинцию (ЗСМП), включая Южно-Карскую область (ЮКО, шельф) приходится 100±5 трлн м^3, на Енисей-Ленскую мегапровинцию (Восточно-

Сибирскую) – ЕЛМП 20±1, на прочие 80±4 трлн м^3. По пересчету 2019–2021 гг. в качестве официальной (но пока не утвержденной) фигурирует величина ресурсов – 315 трлн м^3: ресурсы увеличиваются, а площадь перспективных, малоизученных земель (суша и шельф) все уменьшается в ходе ПРР. Такого быть не должно.

Автор, как член Центральный экспертной комиссии в 2021 г. выступал против завышения официальных оценок НПР, но проголосовали большинством голосов за «подъем» величин еще на 27 трлн м^3 – абсолютно безосновательное повышение.

Принимая во внимание, что открытая часть ГП (начальные запасы) составляет 101 трлн м^3, а изученность материковых бассейнов СЕА уже превысила 60–65% (до «экономически целесообразных» глубин 4,0–4,5 км), ресурсы даже в объеме 200 трлн м^3 оказываются не «стопроцентно-вероятными», тем более 300 и более трлн м^3.

Нетрадиционные газовые ресурсы (концентрированные и рассеянные формы нахождения в недрах).

«Плотный» газ. Опыт поисково-разведочных работ (ПРР) по всем бассейнам суши показывает, что ниже основных газосодержащих скоплений отмечается газоносность более глубоких горизонтов. На севере Западно-Сибирской мегапровинции это горизонты средней юры ниже горизонтов $Ю_{2-3}$ ($Ю_{6-7}$, $Ю_{10-12}$ и др.) и доюрских пород, в Ленской мегапровинции – низы терригенного венда и рифей, в Вилюйской впадине – нижняя пермь-карбон, и др.).

Автором вместе с Л.С. Салиной, В.А. Кузьминовым, С.А. Леоновым ресурсы газа в плотных коллекторах России оценены в 90–100/45–46 трлн м^3 (геол./извлек.). Безусловно, это оценка, во-первых, минимальная, во-вторых, нуждается в уточнении, хотя, конечно, геологические ресурсы «плотного» газа безусловно ниже, чем НПР обычного газа, даже с учетом огромных объемов $П_лГ$ в юрском комплексе ЮКО, в силу генетических причин (в связи с жесткими термоглубинными условиями на шельфе развиты обширные районы «плотных» коллекторов.

Сланцевый и угольный газ. Ресурсы сланцевого газа оценены автором в 2020 г. в 3–4 трлн м^3 (извлек.), угольного газа в 2021 г. – в 8–10 трлн м^3 (извлек.). Достоверность двух последних оценок рассматривается, как невысокая, в отличие от $П_лГ$, ресурсы которого можно реально подсчитать – с учетом конкретных термобарических и литологических параметров (под Уренгоем, Ямбургском, Харасавэем и др.). Таким образом, ГП недр России составляет по извлекаемым объемам:

170 (ТРГ-КИГ-85%)+46($П_лГ$)+4($С_лГ$)+10(УГ)=230 (±15-20) трлн м^3, т.е. до 250 трлн м^3 (оценка «сверху»).

Ресурсы газогидратов оценены в 500 трлн м^3, однако сколько может быть извлечено ГГ – загадка даже для авторов подсчета (Е.В. Перлова и др.).

Таким образом, остаточные ресурсы обычного газа СЕА весьма значительны и существенно превышают объем всех видов НТРГ. В этом и заключается высокие качество, надежность и прочность МСБГ России и развития газодобычи в течение почти всего XXI века (2001-2080 гг.). Можно и нужно добывать ежегодно до 1,0–1,1 трлн м^3 ПГ (СГ+НПГ) и приращивать из неоткрытых ресурсов 1,2–1,3 трлн м^3 обычного газа (расширенное воспроизводство сырьевой базы). В период после 2031–2035 гг. очередь дойдет и до освоения $П_лГ$ в объеме 40–50 и более млрд. м^3/год в ареале истощенных гигантов на суше России. Будет ли масштабной добыча УГ –

сказать пока трудно. В идеале к 2041–2045 гг. компании-операторы должны добывать 100–150 млрд. м^3 нетрадиционного (по современным критериям) газа. В сумме – до 1,2 трлн м^3/год.

Мировой газовый потенциал. В мире насчитывается до 250 осадочных нефтегазоносных бассейнов, включая 12 мегабассейнов/мегапровинций (в России – 3 – ЗСМП, ВСМП и Баренцевоморская, слабо изученная). К 2022 г. открыто ~77 тыс. месторождений УВ, в т.ч. до 35 тыс. – газосодержащих.

Автором в 2017 г. были оценены НПРГ (СГ – традиционные) мира, составившие 560/490-500 трлн м^3 (геол. извлек.), вместе с попутным газом ГП оценивался в 540-550 трлн м^3 (извлек.). В настоящее время автор в связи с рядом новых открытий на шельфах увеличил оценку традиционного газа до 580–600 трлн м^3, при этом накопленная добыча достигла 140 трлн м^3, текущие запасы – 205, общие начальные – 345 трлн м^3, т.е. 50–55% от НПР. По мнению В.И. Высоцкого (2020 г.), мировые газовые ресурсы оцениваются в 680–700 трлн м^3 (извлек.), но они учитывают ресурсы и нефтяного газа, а также частично – $С_л$Г (по США и Китаю).

Есть много очень разных точек зрения на величину НТРГ.

Начальные ресурсы $П_л$Г оцениваются в широком диапазоне – от 160 до 200 трлн м^3 (извлек.), УГ – 80-120, $С_л$Г – 160–180, в сумме 400-500 трлн м^3, т.е. в сумме ГП мира находится в интервале вероятностей к подтверждению 980-1200 трлн м^3.

Таким образом, нижнюю оценку газового потенциала можно принять в объеме 1000, верхнюю – 1200 трлн м^3. Ресурсы газогидратов в целом по миру – 900–1000 трлн м^3, в сумме по всем видам газа около 2000 трлн м^3. Безусловно, это – оценочно-экспертные величины мирового газового потенциала, но их порядок, по-видимому, верен.

При современной мировой добыче природного газа 4,0 трлн м^3/год (2021–2022 гг.) и к 2050 г. – до 6,5–7,0 трлн м^3 горизонт ее обеспечения ресурсной базой простирается на весь XXI век.

Самые лучшие позиции в газовом мире у России и таковыми остаются в течение всего текущего столетия.

Продолжение регионального и глубинного изучения России – основа разработки инновационных технологий геологоразведочных работ и освоения ресурсов полезных ископаемых

Астафьев Д.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Россия, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
D_Astafiev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. По результатам обобщения геолого-геофизических материалов регионального и глубинного изучения территории и акваторий России, и других стран, сделаны существенные уточнения концепции тектоники литосферных плит, глубинной структуры и образования осадочных и нефтегазоносных бассейнов на Земле. С учетом уточненных представлений о глубинном строении и геодинамики глубоких недр Земли рассмотрены возможные варианты нафтидогенеза. Наиболее реальной и достоверной принимается концепция полигенеза. Обоснована целесообразность продолжения регионального и глубинного изучения недр России системой сейсмотомографических профилей, отдельными скважинами научного и параметрического бурения в комплексе со съемками с применением глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС) в режиме мониторинга и разработки технологии контроля и управления напряженным состоянием недр на участках крупных зон нефтегазонакопления, открывающая возможности повышения коэффициентов извлечения нефти и газа, а также более достоверного контроля сейсмичности и управления напряженным состоянием недр в пределах зон нефтегазонакопления и в районах расположения важных и опасных промышленных сооружений (трасс газо- и нефтепроводов, плотин, АЭС и др.).
Ключевые слова: геодинамика, глубинные структуры, сейсмотомография, ГЛОНАСС съемка, напряженное состояние недр, зоны нефтегазонакопления, повышение КИН и КИГ, прогноз сейсмичности.

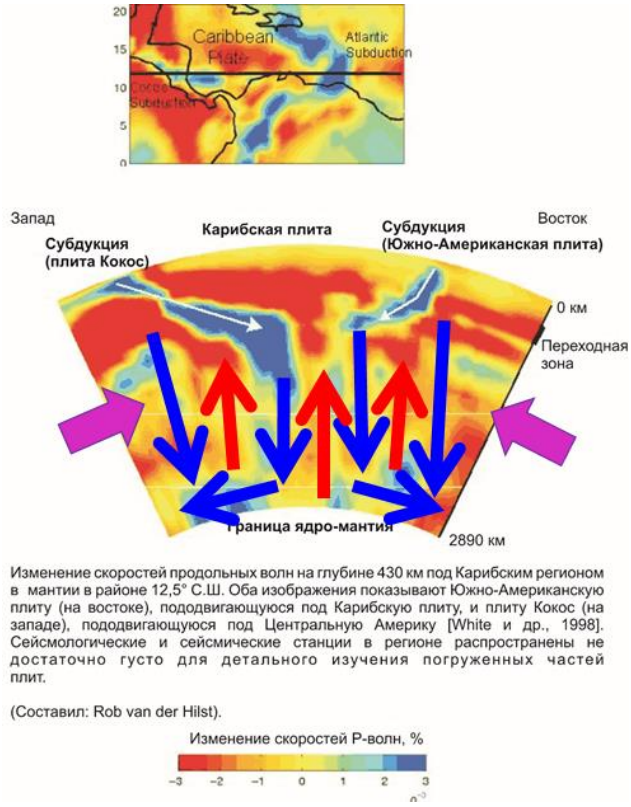
Начиная со второй половины прошлого века и по настоящее время на территории бывшего СССР, а в настоящее время на территории и акваториях окраинных и внутренних морей России осуществляются исследования глубоких горизонтов земной коры с учетом государственной сети опорных геолого-геофизических профилей, параметрических и сверхглубоких скважин [6, 7]. Эти работы дают новые данные о геологическом строении земной коры, верхней части подкоровой мантии, что позволяет уточнить тектоническое строение, геодинамическую историю и обосновать критерии прогнозирования и поисков полезных ископаемых.

В последние десятилетия в мире наметились тенденции еще более глубинного – сейсмотомографического изучения, включая мантию и ядро, и не только отдельных стран и регионов, но и в целом континентов, их окраин и океанов [5, 8], что открывает возможности установить связи глубинных процессов с поверхностным ликом Земли, геологическим строением континентов и океанов, а в их пределах с тектоническими образованиями – рифтовыми системами, поясами и областями субдукции, обдукции, спрединга, осадочными и нефтегазоносными бассейнами (ОБ и НГБ), орогенами и др. тектоническими элементами, возникновение которых обусловлено эндогенными и экзогенными процессами.

При этом во всех оболочках выделяются неоднородности свойств мантийного вещества, как в латеральных направлениях, так и в радиальных (вертикальных). На неоднородности радиальной

направленности (рис. 1.) не обращали внимания, с начала изучения глубинного строения Земли закрепилась модель оболочечного строения. Следует отметить, что астеносферный слой (200–300 км толщиной) по данным сейсмотомографии практически не выражен не только под континентами, но и под океанами. Фиксируются утолщения слоя D” под крупными осадочными бассейнами и под тектонически активными поясами и областями Земли.

Исследование сейсмотомографических разрезов позволило на фоне оболочечного строения литосферы и мантии обосновать наличие радиальных и субрадиальных (столбчатых, колоннообразных) структур на всю толщину коромантийной оболочки (КМО) – 2900 км, представляющих собой на сейсмотомографических профилях P и S волн чередование высоко-, средне- и низкоскоростных полос. Они характерны для тектонически активных поясов и областей субдукции, континентальных и окраинно-континентальных рифтов, орогенов, формирующихся ОБ и НГБ.



Изменение скоростей продольных волн на глубине 430 км под Карибским регионом в мантии в районе 12,5° С.Ш. Оба изображения показывают Южно-Американскую плиту (на востоке), пододвигающуюся под Карибскую плиту, и плиту Кокос (на западе), пододвигающуюся под Центральную Америку [White и др., 1998]. Сейсмологические и сейсмические станции в регионе распространены не достаточно густо для детального изучения погруженных частей плит.

(Составил: Rob van der Hilst).

Рис. 1.
Сейсмотомографический профиль через Карибский бассейн, отражающий столбчатую структуру коромантийной оболочки Земли и возврат в слое D” или вблизи него остаточного вещества литосферных слебов на постоянно действующую подпитку апвеллига в СОХ.

Красными и синими стрелками обозначены направления движения мантийного вещества, соответственно, восходящего мантийного магматизма и гравитационного погружения столбчатых тел коромантийной оболочки.
Сиреневые стрелки показывают направления движения масс мантийного вещества в область деструкции коромантийной оболочки с пониженной плотностью

К этой информации следует добавить материалы региональных и планетарных GPS и ГЛОНАСС съемок, в частности, выполненных по Международной программе «Литосфера» (Зобак М.Л. 1992), а также материалы по результатам региональных работ и бурения опорных, параметрических, глубоких и сверхглубоких скважин, пробуренных практически на всех континентах.

В процессе изучения геолого-геофизических и других научных материалов о Земле была выявлена новая тектоническая и геодинамическая иерархия деления литосферы на уже известные литосферные плиты и на группировки плит, сформировавшиеся в процессе распада пангеи Вегенера: Африкано-Евразиатско-Австрало-Западно-Тихоокеанскую, Американо-Гренландскую и обособленную Антарктическую.

Такие коромантийные образования представляют собой высший ранг тектонической делимости и масштабности геодинамических процессов в КМО системы «Планета Земля» [2].

Выделенные группировки коромантийных секторов, объединяемые (стягиваемые) поясами субдукции-дайвинга и современной орогении, являются земными конвективными ячеями Бенара g-типа. При этом движение группировок коромантийных секторов происходит по разделу ядро-мантия, а не по астеносфере. Внешними границами земных конвективных ячей являются пояса апвеллинга-спрединга в океанах, где происходит обновление КМО. В группировках коромантийных секторов реализуется глобальный геодинамический механизм – магматизм, деструкция и аккреция областей КМО, рифто-, бассейно- и орогенез, континентогенез, а между группировками (в результате различных скоростей деструкции КМО, магматизма и транзита магматических расплавов через слой D'' и внешние слои жидкой оболочки ядра на постоянно действующую подпитку апвеллинга в океанах).

Из вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. Любой НГБ можно рассматривать как субрадиальный деструктивный канал от раздела ядро-мантия до поверхности. Такой канал представляется в виде области, вероятно, сквозной столбчатой деструкции коромантийного вещества, обеспечивающей встречный по отношению к неравномерному дискретному дайвингу восходящий к поверхности магматизм с выносом выделившихся глубинных флюидов, в том числе водорода, за счет декомпрессии на границах столбчатых тел [3, 4].

2. Верхняя часть этого канала завершается рифтовой системой, или рифтовой системой с надрифтовой депрессией в земной коре. В дальнейшем эта область преобразуется в ороген или консолидируется, а подкоровая (мантийная) часть области столбчатой деструкции сокращается в размерах и восстанавливает петрофизические и сейсмологические характеристики до значений, близких к межбассейновым областям платформ.

В этой связи для крупнейших ОБ и НГБ, рифтовых систем и орогенов, континентальных окраин России и Арктического региона, с целью детализации структуры литосферы, мантии и внешней оболочки ядра Земли, рекомендуется продолжить глубинное изучение территории и акваторий морей России – дополнительно к профилям ГСЗ выполнить высококачественную сейсмотомографию [1], GPS и ГЛОНАСС съемки с бурением, параметрических скважин и скважин научного бурения (рис. 2).

Реализация мероприятий позволит уточнить:

– глубинную (коромантийную) структуру ОБ и НГБ, понять на каких глубинных уровнях и в каких слоях (оболочках) или радиальных структурах возможна и происходит генерация дополнительных объемов углеводородов (УВ);

– на каких этапах формирования ОБ и НГБ происходит наиболее интенсивное воздействие глубинного водорода на породы земной коры;

– как влияет глубинный водород и водородно-метановая дегазация на НСР УВ;

– как учесть возможные дополнительные объемы УВ и места их концентрации в количественной оценке ресурсов (н-р: метана);

– имеются ли возможности обоснования новых критериев нефтегазогеологического районирования, учитывающих объемы глубинных УВ генерированных в осадочном чехле за счет гидрирования РОВ и керогена глубинным водородом;

– детальную геодинамику и кинематику тектонических структур в нефтегазоносных районах и зонах нефтегазонакопления и возможности создания технологий управления напряженным состоянием недр (закачка жидкостей в разломные области, глубинные взрывы, волновое воздействие и др.), что позволит искусственно вызывать увеличение напряжений сжатия в зонах

нефтегазонакопления и, тем самым, повышать КИН и КИГ месторождений УВ на этапах истощения - это значительный резерв запасов УВ.

Скважины, местоположение, целесообразность бурения и задачи которых, будут определены после отработки сейсмотомографических профилей:
1 - Калининградская,
2 - Мезенская (Сафроновская),
3 - Крымская,
4 - Северо-Астраханская,
5 - Оренбургская,
6 -Усинская,
7 - Красноленинская,
8 - Гыданская,
9 - Самотлорская,
10 - Тунгусская,
11 - Байкитская,
12 - Восточно-Ковыктинская,
13 - Хастахская,
14 - Чаяндинская,
15 - Юдомо-Майская,
16 - Сахалинская,
17 - Камчатская,
18 - Чукотская.
Пробуренные сверхглубокие скважины:
19 - Кольская – 12262 м;
20 - Ново-Елховская 5881 м;
21 - Уренгойская – 7800 м;
22 - Ен-Яхинская – 8250 м.

Рис. 2. Схема расположения сейсмотомографических профилей и скважин поисково-оценочного и научного бурения для глубинного изучения территории и морей России с целью оптимизации оценки ресурсов УВ и прогноза зон нефтегазонакопления (на основе карты нефтегазоносности Российской Федерации под ред. К.А. Клещева, 1994 г. с дополнением рифтовых систем в основании ОБ и НГБ).

Литература

1. *Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Наумова Л.А.* Возможности уточнения ресурсов углеводородов и направлений нефтегазопоисковых работ с учетом глубинных структур и геодинамических процессов в недрах Земли // Вести газовой науки. 2019. № 2(39). С. 17–28.

2. *Астафьев Д.А.* Иерархия тектонической делимости и масштабности геодинамических процессов в коромантийной оболочке Земли // Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Материалы L Тектонического совещания. Т. 1. М.: ГЕОС, 2018. С. 23–27.

3. *Астафьев Д.А.* Новые представления о глубинном строении осадочных бассейнов и перспективы открытия уникальных и крупных месторождений углеводородов // Вести газовой науки. 2013. № 5(16). С. 15–31.

4. *Астафьев Д.А.* Осадочные и нефтегазоносные бассейны Земли в системе глобальных коромантийных структур и геодинамических процессов // Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. Материалы L Тектонического совещания. Т. 1. М.: ГЕОС, 2018. С. 27–31.

5. United States Geological Survey // Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/United_States_Geological_Survey#Science_programs,_facilities,_and_other_organizations

6. *Козловский Е.А.* Комплексная программа глубинного изучения недр // Советская геология. 1984. № 9. С. 3–12.

7. *Сержантов Р.Б., Кашубин С.Н., Эринчек Ю.М.* и др. Глубинное геолого-геофизическое изучение недр России: Современное состояние и основные задачи // Региональная геология и металлогения. 2013. № 53. С. 26–31.

8. *Rubie D.C., van der Hilst R.D.* Processes and consequences of deep subduction: introduction // Physics of the Earth and Planetary Interiors. 2001. Vol. 127, No. 1–4. P. 1–7. https://doi.org/10.1016/S0031-9201(01)00217-5

Западно-Уральская складчато-надвиговая область – новое перспективное направление геологоразведочных работ в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Ростовщиков В.Б.[1], Колоколова И.В.[2]*, Ахметжанова З.М.[1]
1 – Ухтинский государственный технический университет,
РФ, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13, корп. Б
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *ipngkolokolova@yandex.ru

Аннотация. Изучение Западно-Уральской складчато-надвиговой перспективной области обусловлено исчерпанием фонда поисковых объектов во многих традиционных районах нефтегазодобычи, увеличением себестоимости проведения геологоразведочных работ на шельфе арктических и дальневосточных морей. В связи с этим важную роль для восполнения ресурсной базы приобретают слабо изученные складчато-надвиговые зоны. Со складчатыми поясами и передовыми прогибами в мире связаны крупнейшие скопления нефти и газа в районе Персидского залива и Венесуэлы, где установлены максимальные концентрации нефтегазовых ресурсов в мире. Месторождения складчато-надвиговых поясов обеспечивают значительную часть добычи в Иране, Ираке, Венесуэле, Колумбии, Китае, США, Канаде и других странах.
Проведение ГРР в Западно-Уральской складчато-надвиговой перспективной области будет способствовать расширению сырьевой базы по газу.
Ключевые слова: краевые предгорные прогибы, надвиговые системы, складчатые пояса, автохтоны, аллохтоны, ресурсы, углеводороды, нефть, газ

Образование поднадвиговых зон складчатых поясов происходит следующим образом – столкновение континентальных плит приводит к смятию коры и образованию горных цепей, которые надвинуты на континентальную кору с осадочными образованиями. Примером является поднадвиговая зона Урало-Монгольского складчатого пояса, Уральские горы и поднадвиговая зона Тихоокеанского складчатого пояса, Скалистые горы (США, Канада, Венесуэла) (рис.1, 2).

Рис. 1. Образование поднадвиговых зон складчатых поясов. Пример 1

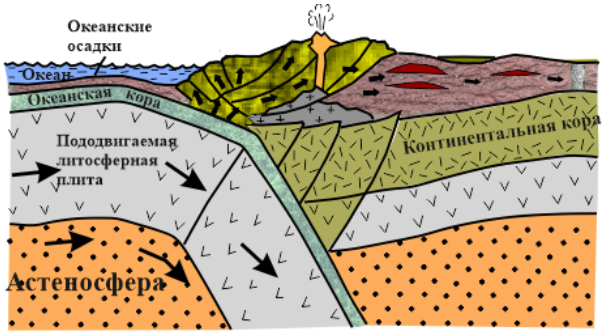


Рис. 2. Образование поднадвиговых зон складчатых поясов. Пример 2

По последним данным ученых (Бакиров Э.А., Гаврилов В.П., Дъяконов А.И., Керимов В.Ю. и др.) наибольшие скопления углеводородов (УВ) возникают в предгорных прогибах, где создаются максимально благоприятные условия для генерации УВ. Активная континентальная окраина (Сибирская плита) надвигается на пассивную окраину (Восточно-Европейская плита). Огромное количество органического вещества (ОВ) и мантийно-теплового потока преобразуются в УВ. Так образовались: Аппалачи, Американские Кордильеры, Альпийско-Гималайский, Урало-Монгольский подвижные пояса. С ними связаны крупнейшие запасы нефти и газа.

В настоящее время активно ведутся геологоразведочные работы в зонах Кордильерского пояса надвигов (США, Канада, Венесуэла и др.). Это привело к открытию целого ряда крупных месторождений нефти и газа, в том числе: месторождения газа Каньон-Картен-Крик с разведанными запасами более 150 млрд м^3 (США), нефтяное месторождение Эль-Фурриаль с извлекаемыми запасами 270 млн т (Венесуэла).

В Китае значительно активизировались геологоразведочные работы (ГРР) на нефть и газ в зонах региональных надвигов Восточного Тянь-Шаня, что привело к открытию ряда газовых и нефтяных месторождений (Ордокский и Джурганский седиментационные бассейны). В нефтегазоносном бассейне Субандино в предгорьях Анд в блоке Ипати скважиной Инкауаси-X1, ST1 открыто газоконденсатное месторождение Жерар [1]. При испытании инт. 4905–5150 м получен приток конденсатного газа дебитом 1,093 млн м^3/сут через штуцер 17,5 мм. Дебит конденсата 119 м^3/сут. Продуктивными являются низкопоровые трещиноватые кварцевые песчаники формации Хуамампампа нижнего девона.

Урал представляет собой сложный пакет аллохтонных пластин, перемещённых на многие десятки километров с востока и надвинутых друг на друга с многократным повторением в разрезе одновозрастных образований. Протяженность поднадвиговой зоны Урала около 2000 км. Ширина изменяется от 40-100 км. Возможные прогнозные ресурсы газа оценивается в 10 трлн м^3.

Северо-Предуральская зона надвигов протягивается более чем на 1000 км в длину и от 60 до 100 км в ширину. Возможные прогнозные ресурсы газа могут составить 2 трлн м^3.

На рис. 3–5 представлены примеры строения Северного сегмента складчатого Урала ТП НГП. На рис. 3 под габбро-диабазовым козырьком скрыта платформенная зона с площадью перспективных земель более 50 тыс. км^2. Здесь ожидаются месторождения газа, сопоставимые с Вуктылом [2].

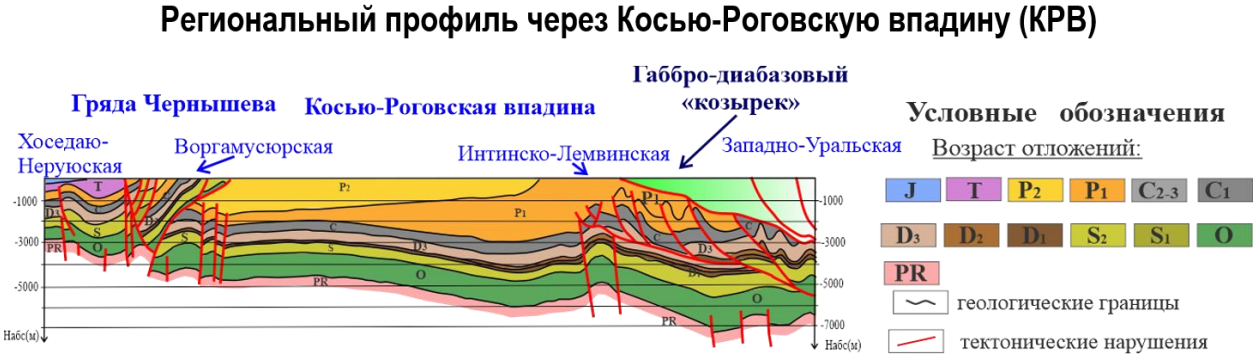


Рис. 3. Пример строения поднадвиговой зоны Урала. Северо-Уральский сегмент

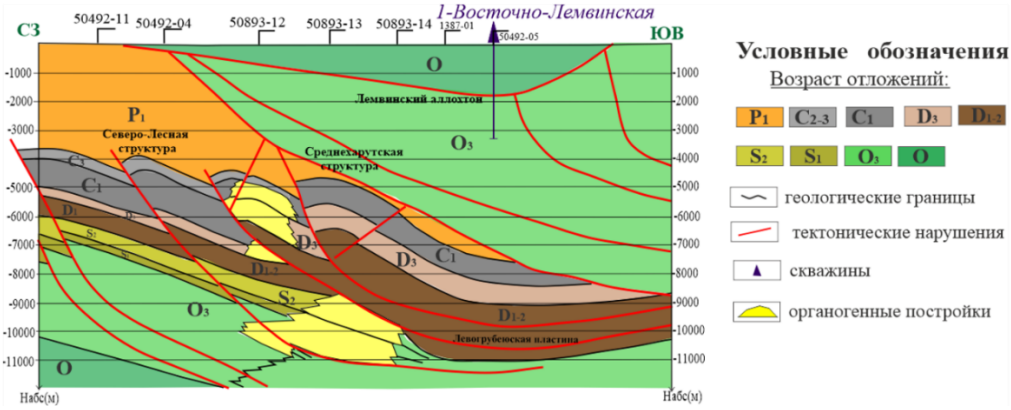


Рис. 4. Западно-Уральская складчато-надвиговая область. Восточно-Лемвинская зона. Пример 1

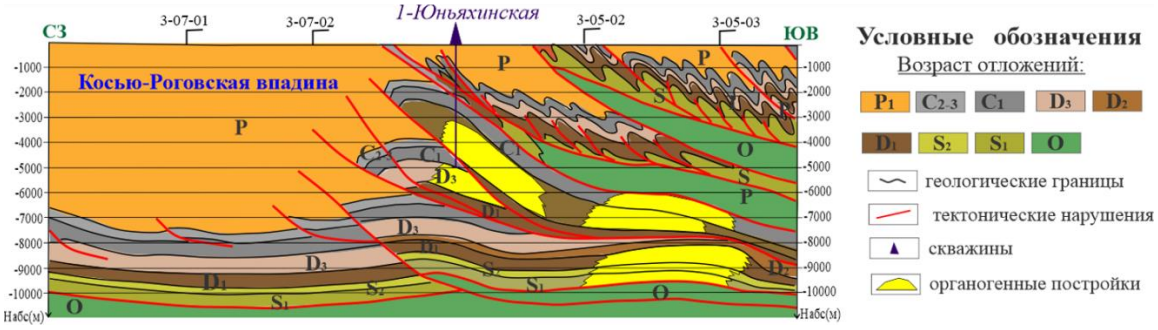


Рис. 5. Западно-Уральская складчато-надвиговая область. Восточно-Лемвинская зона. Пример 2

Выводы. В России до настоящего времени проблемой поисков залежей нефти и газа в поднадвиговых зонах северных горных систем, в том числе Уральской, никто не занимался (за исключением отдельных статей и предположений).

Современный уровень разведанности прогнозных ресурсов газа России требует новых нетрадиционных направлений поисков УВ, в том числе в сложнопостроенных поднадвиговых зонах. Изучение и освоение Западно-Уральской перспективной газоносной области (ПГО) является важным и приоритетным направлением поисков залежей УВ, так как поднадвиговые зоны Уральской складчатой системы по размерам и перспективам могут стать новой газонефтеносной провинцией России.

В методическом и технологическом плане освоение Западно-Уральской ПГО потребует нестандартных подходов как к обоснованию заложения скважин, так и к их строительству, включая вскрытие, проведение специальных геофизических исследований, опробыванию и испытанию перспективных пластов.

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. *Данилов В.Н.* Перспективы восполнения сырьевой базы Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Вести газовой науки. 2016. № 1(25). С. 75–82.

2. *Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И.* др. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 7–16. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-7-16

К вопросу формирования залежей нефти и газа в ловушках палеозойских отложений южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Гурова Д.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: divalieva@ipng.ru

Аннотация. В цепи ловушек углеводородов, расположенных друг за другом вверх по восстанию пласта, довольно часто можно наблюдать распределение фазового состояния углеводородов в них согласно принципу дифференциального улавливания Максимова-Савченко-Гассоу. В работе рассмотрены залежи каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложений Верхнепечорской впадины и франских терригенных отложений Мичаю-Пашнинского и Ухта-Ижемского валов, формирование которых и распределение фазового состояния углеводородов укладывается в данную концепцию.
Ключевые слова: Верхнепечорская впадина, Мичаю-Пашнинский вал, Ухта-Ижемский вал, дифференциальное улавливание углеводородов, фазовая зональность, миграция и аккумуляция углеводородов, плотность нефти.

Принцип дифференциального улавливания (или ступенчатая миграция) заключается в том, что углеводороды заполняют встретившийся ряд последовательно расположенных по восстанию ловушек следующим образом: более погруженные положительные структуры заполняются газообразными флюидами, а вверх по восстанию сменяются нефтью с различным газонасыщением и плотностью.

Такое распределение углеводородов возможно если:

– углеводороды мигрируют в свободном состоянии в виде струй нефти и газа. Струя газа, обладая большей миграционной способностью, опережает в своем движении струю нефти и занимает наиболее погруженную, первую на пути миграции, ловушку. Эта ловушка, заполнившись газом, уже не может принимать нефть, и поэтому следующая по восстанию ловушка будет аккумулировать газ и нефть, а затем, когда газовая струя «иссякнет» − только нефть. Если углеводородов окажется недостаточно для заполнения ловушек, расположенных гипсометрически еще выше, то они могут оказаться водоносными.

– генерируют одновременно газообразные и жидкие углеводороды. В случае, если нефтегазоматеринские толщи генерируют только жидкие углеводороды, то образованные залежи будут нефтяные и плотность нефти будет увеличиваться в сторону восстания пласта. Если генерируются только газообразные углеводороды, то все ловушки будут заполнены газом, но жирность их будет уменьшаться в сторону погружения резервуара.

В подтверждении данной концепции в опубликованных работах авторов идеи о миграции и аккумуляции углеводородов согласно принципу дифференциального улавливания (В. Гассоу, В.П. Савченко, С.П. Максимов и др.) приведены примеры [1, 2]. Хорошими примерами дифференциального улавливания углеводородов также являются работы Н.И. Никонова и А.С. Головань по Тимано-Печорской провинции, В.А. Кошляка и И.А. Якупова по Волго-Уральской провинции, А.Л. Козлова и др. [3, 4].

Для каждой рассмотренной территории в ходе выполнения исследований были построены геолого-геофизические разрезы по критическому направлению для конкретного резервуара, выполнен анализ данных Госбаланса (для газовых залежей – процентное содержание тяжелых углеводородов без С5+в, для нефтяных – плотность нефти), а также сделаны выводы о миграции углеводородов и роли разломов при формировании залежей нефти и газа [5].

Наглядным примером изменения фазового состояния залежей (газ – нефть) и плотности нефти вверх по восстанию пласта является ряд скоплений углеводородов во франских отложениях на Ухта-Ижемском валу Тиманской гряды (табл. 1, рис. 1). В южной части вала открыты газовые залежи (Зеленецкое, Западно-Изкосьгоринское, Куш-Коджское, Нямедьское, Средне-Седъельское), северо-западнее вверх по восстанию пластов – нефтяные (Ярегское, Западно-Ухтинское, Нижнечутинское, Чибьюское, Восточно-Крохальское). Геолого-геофизический разрез построен по следующей цепочке структур: Зеленецкое месторождение – Верхнерозьская структура – Розьская структура – Большекеранская структура – Ярегское – Нижнечутинское – Восточно-Крохальское месторождения. В цепочке нефтяных месторождений наблюдается увеличение плотности нефти от 0,913 до 0,953 г/см^3. Изменение фазового состояния ловушек и увеличение плотности нефти в северо-западном направлении, скорей всего, свидетельствует об определенной миграции углеводородов и аккумуляции их согласно принципу дифференциального улавливания.

Таблица 1

Изменение фазового состояния и плотности нефти в ловушках углеводородов франских отложений в пределах Ухта-Ижемского вала

	Месторождение	Тип месторождения	Пласт	Плотность нефти, г/см^3
Ю С–С-З	Восточно-Крохальское	Н	D_3f тиманские, пл.II	0,953
	Нижнечутинское	Н	D_3tm тиманские, пл.II+Б	0,936
	Ярегское	Н	D_3ps, пл.II	0,913
	Зеленецкое	Г	D_3kn	

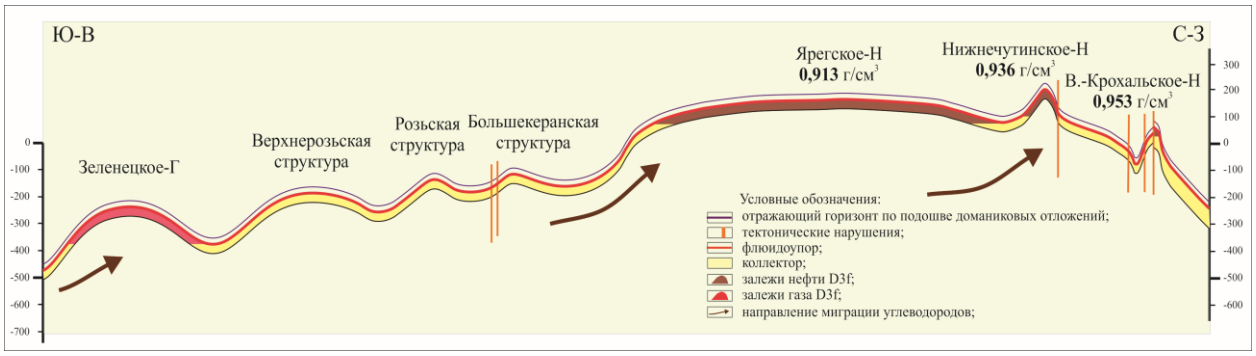


Рис. 1. Направление миграции углеводородов во франских терригенных отложениях Ухта-Ижемского вала

Между Зеленецким газовым месторождением и Ярегским нефтяным выявлены и оконтурены структуры (Верхнерозьская, Розьская, Большекеранская). Согласно принципу дифференциального улавливания здесь во франских отложениях можно ожидать открытие залежей смешанного фазового состояния или залежи легкой нефти (рис. 2). Следовательно, предполагая миграцию и аккумуляцию углеводородов в ловушках согласно принципу

дифференциального улавливания, можно прогнозировать фазовое состояние залежей, а в цепочке нефтяных скоплений, даже делать предположение о плотности нефти.

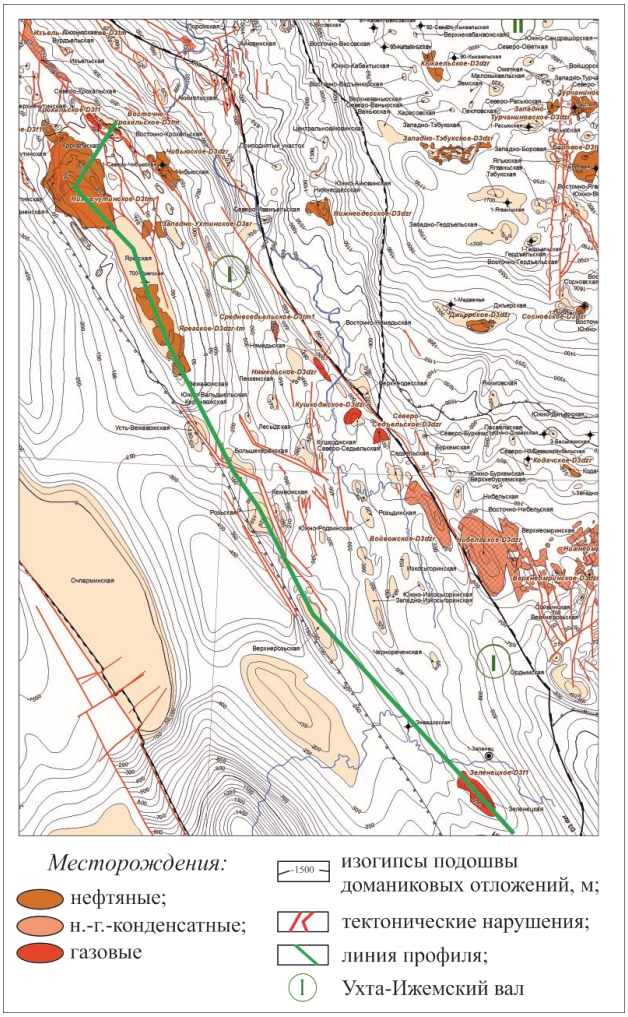


Рис. 2. Выкопировка из структурной карты подошвы доманиковых отложений (ОАО «ТП НИЦ», 2012). Ухта-Ижемский вал

В ловушках каменноугольно-нижнепермского возраста Верхнепечорской впадины и франских отложений Мичаю-Пашнинского вала (Ижма-Печорская впадина) также наблюдается фазовая зональность распределения углеводородов согласно принципу дифференциального улавливания [6].

В южной части Верхнепечорской впадины открыты газовые месторождения (Пачгинское, Рассохинское, Анъельское и др.), в центральной части – газоконденсатные (Вуктыльское, Козлаюское месторождения), в северо-западной части по результатам переинтерпретации данных геофизических исследований скважин (скв.1-Новая, 1-Шоръельская), выполненной ИПНГ РАН в 2015 г., выделены нефтенасыщенные коллекторы [7]. Помимо изменения фазового состояния ловушек (газ – нефтегазоконденсат – нефть), в северо-западном направлении также отмечается увеличение процентного содержания тяжелых углеводородов без С5+в для залежей газа.

На Мичаю-Пашнинском валу в цепочке нефтяных залежей франских терригенных отложений (Береговое – Восточно-Савиноборское – Савиноборское – Северо-Савиноборское – Динью-Савиноборское – Мичаюское) вверх по восстанию пласта в северо-западном направлении плотность нефти увеличивается от 0,833 до 0,853 г/см^3.

Результаты исследований указывают на закономерное увеличение содержания тяжелых углеводородов в северном – северо-западном направлении в пределах Верхнепечорской впадины и Мичаю-Пашнинского вала, что, скорей всего, также связано с миграцией углеводородов при формировании залежей.

Выводы. Для выявления фазовой зональности углеводородов согласно принципу дифференциального улавливания необходимо проводить исследования в пределах одного резервуара, где выделяется надежный флюидоупор, который является экраном для миграции и аккумуляции углеводородов.

Изменение фазового состояния залежей углеводородов указывает на то, что все ловушки в интервале изучаемого резервуара, расположенные на пути миграции углеводородов, максимально заполнены – под гидродинамический замок.

Проведенные исследования в пределах разных тектонических структур для разных стратиграфических интервалов разреза южной части Тимано-Печорской провинции позволяют сделать вывод о возможной латеральной миграции углеводородов с юго-востока.

На выявленных и оконтуренных структурах, расположенных в пределах цепочки исследуемых залежей можно прогнозировать фазовое состояние ловушки. Если же перспективные объекты расположены в цепочке нефтяных месторождений, то, зная плотности нефти на соседних залежах, можно прогнозировать плотность нефти в них.

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. *Савченко В.П.* Условия формирования залежей газа и нефти при их струйной миграции в водонасыщенных породах // Труды ВНИИ. 1958. Вып. XIV. С. 86–117.

2. *Gussow W.C.* Differential entrapment of oil and gas / AAPG Bulletin. 1954. Vol. 38, No. 5. P. 816–853. https://doi.org/10.1306/5CEADF11-16BB-11D7-8645000102C1865D

3. *Никонов Н.И., Головань А.С.* Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала // Геология нефти и газа. 1983. № 1. С.8–13.

4. *Кошляк В.А., Якупов И.А.* О формировании залежей нефти и газа в рифовой зоне Предуральского прогиба // Геология нефти и газа. 1963. № 4. С. 7–11.

5. Государственный Баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2017 г. – М.: Федеральное агентство по недропользованию «Роснедра», Российский федеральный геологический фонд «Росгеолфонд», 2017.

6. *Колоколова И.В., Гурова Д.И., Хитров А.М*. Прогноз нефтегазоносности карбонатных природных резервуаров Верхнепечорской впадины (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) // Геология нефти и газа. 2021. № 1. С. 19–29. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-1-19-29

7. *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

Углеводородный потенциал рифейских отложений Республики Башкортостан

Ковалева В.С., Нетреба Д.А.*, Беляев М.О., Шлыгин Д.А., Шершулина М.В.
АО «ИГиРГИ», РФ, г. Москва, 117312,
E-mail: *NetrebaDA@igirgi.rosneft.ru

Аннотация. В работе представлены результаты изучения углеводородного потенциала рифейских отложений территории Республики Башкортостан.
Ключевые слова: рифейские отложения, углеводородный потенциал, перспективный комплекс, нефтегазоматеринские породы, плотность генерации, объемно-генетический метод.

На сегодняшний день в условиях длительной разработки нефтяных месторождений на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции актуальной задачей становится обнаружение залежей в новых перспективных горизонтах. Авторами проведено изучение углеводородного потенциала рифейского комплекса на территории Республики Башкортостан.

Рифейский комплекс отложений залегает на глубинах от 2 до 15 км, вскрыт небольшим количеством скважин на неполную толщину. На исследуемой территории в этом комплексе нет открытых месторождений, но в ряде скважин получены нефтегазопроявления, а также притоки воды. Сложное строение рифейских отложений и низкая изученность до сих пор оставляют дискуссионными вопросы стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности этих отложений.

Авторами работы были проанализированы и обобщены результаты предыдущих исследований рифейских отложений и скважинные данные. На основе этих материалов выполнено структурное моделирование, проведены палеотектонический и палеогеографический анализы, определены элементы углеводородных систем, проведено одномерное бассейновое моделирование, рассчитан генерационный потенциал рифейских отложений территории исследования.

Отложения сформировались в авлакогенную стадию развития Восточно-Европейской платформы, начавшуюся примерно 1,65 млрд лет назад. Возникшие рифтовые бассейны характеризовались высокими скоростями осадконакопления, повышенным температурным градиентом, проявлениями тектоно-магматической активности. На протяжении рифейского времени обстановки осадконакопления менялись от континентальных и прибрежных в районах, примыкающих к древним сводам на западе территории, до более глубоководных на востоке.

По качественной характеристике ГИС, керновым данным, литолого-палеогеографическому анализу и материалам предыдущих исследований в рифейском комплексе выделены потенциальные породы-коллекторы и флюидоупоры (рис. 1), а также определены зоны их наиболее вероятного распространения.

Исходное органическое вещество (ОВ) нефтегазоматеринских толщ принадлежит к морскому водорослево-бактериальному керогену II типа. К предполагаемым материнским породам отнесены глинистые породы с содержанием рассеянной органики не менее 0,15% [2]. Всего в рифейском комплексе отложений выделено 6 нефтегазоматеринских толщ (рис. 1). Все рассмотренные нефтегазоматеринские толщи можно отнести к породам с бедным нефтяным потенциалом [1].

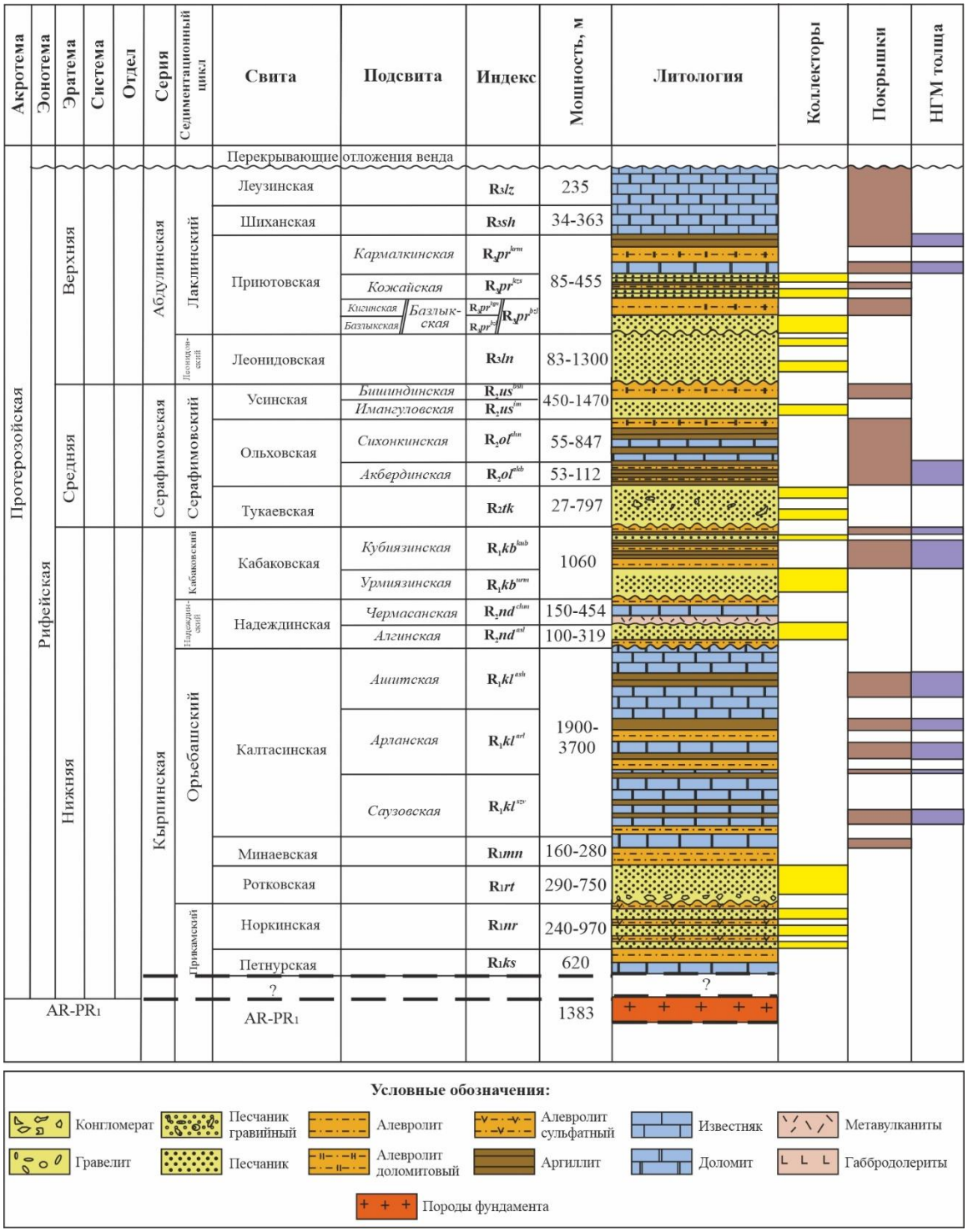


Рис. 1. Литолого-стратиграфическая колонка рифейских отложений Республики Башкортостан с выделением элементов углеводородных систем

По результатам моделирования установлено, что нефтегазоматеринские породы калтасинской свиты нижнего рифея полностью выработали свой генерационный потенциал и в наиболее погруженных районах на сегодняшний день по степени катагенетической зрелости

находятся за пределами ГЗГ. Более молодые нефтегазоматеринские толщи в настоящее время находятся в «нефтяном окне».

На основе данных структурных карт и тектонического районирования проведено районирование нижне- и среднерифейского комплексов, по результатам которого были определены главные зоны генерации и аккумуляции углеводородов (УВ). По выделенным зонам объемно-генетическим методом оценены прогнозные ресурсы УВ.

Таким образом, несмотря на то, что на территории исследования в рифейском комплексе нет открытых месторождений, отложения являются перспективными на обнаружение залежей углеводородов. Этому способствует наличие всех необходимых элементов углеводородных систем – нефтегазоматеринских толщ, находящихся в благоприятных катагенетических условиях, как реализовавших генерационный потенциал, так и продолжающих генерировать УВ, коллекторов, наличие которых подтверждается притоками флюида, флюидоупоров, путей миграции (разломы, трещины) и ловушек (структурные, стратиграфические, тектонические, комбинированные), которые сформировались благодаря длительной, сложной истории геологического развития территории. Однако наибольшие риски могут быть связаны с сохранностью залежей. Ввиду того, что с увеличением объемов и мощности отложений возрастает сорбционная емкость пород и учитывая значительные пути миграции, можно предположить, что большая часть УВ была рассеяна. Кроме того, важное значение имеет вопрос о времени формирования и сохранности ловушек УВ в периоды тектонической активизации и эрозии. Проведение работ по палеотектоническому анализу локальных объектов позволил бы более точно оценить вероятность сохранности залежи в конкретной структуре.

Литература

1. The petroleum system – from source to trap / Ed. by L.B. Magoon, W.G. Dow. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1994. 655 p. https://doi.org/10.1306/M60585

2. *Гиниятова Л.Ф., Башкова С.Е., Карасёва Т.В.* Анализ развития рифей-вендских отложений северо-восточной части Волго-Уральской НГП в связи с их нефтегазоносностью // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 3. С. 275–282. https://doi.org/10.17072/psu.geol.16.3.275

Проявление битума и горючие сланцы в разрезе по ручью Орнектассай в контексте перспектив нефтегазоносности Южного Урала

Тюрин А.М.
Центр разработки и эксплуатации месторождений европейской части РФ
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 460000, г. Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20
Институт наук о Земле, Оренбургский государственный университет,
РФ, 460000, г. Оренбург, пр-т Победы, д. 13
E-mail: amturin1952@bk.ru

Аннотация. В разрезе егендинской свиты ($D_{2\text{-}3}eg$) по ручью Орнектассай (Западные Мугоджары) имеются горючие сланцы и проявление битума. Рассмотрена их геологическая позиция в контексте обоснования перспектив нефтегазоносности Южного Урала.
Ключевые слова: горючие сланцы, проявление битума, нефтегазоносность, Южный Урал.

Нефтематеринские породы Южного Урала рассмотрены в публикациях [1, 2]. Наибольший интерес для обоснования перспектив нефтегазоносности региона представляют черные сланцы нижнего силура сакмарской (S_1–D_1sk) и горючие сланцы киинской (D_3kn) свит (Центрально-Уральское поднятие), а также черные сланцы нижнего карбона (C_1t_2-v_1) (Восточно-Уральское поднятие). По результатам анализа по технологии «Rock-Eval» 81 образца сланцев силура из карьера на окраине Кувандыка они отнесены к классу «превосходные нефтематеринские породы» [3]. Киинская свита изучена в разрезе в верховьях р. Кия (по ней проходит граница между Российской Федерацией и Республикой Казахстан). Сложена тонкополосчатыми серыми, зеленовато-, желтовато-серыми плитчатыми кремнистыми и глинисто-кремнистыми сланцами, кремнистыми алевролитами и мелкозернистыми кремнистыми песчаниками с подчиненными прослоями глинистых сланцев и светлых известняков. Мощность 500–600 м. В ее разрезе выделено пять рабочих пластов горючих сланцев (темно-серые, темно-бурые, черные) общей мощностью 37 м. Имеются битуминозные сланцы (мощность до 1 м) и битуминозные мелкозернистые песчаники [4]. По образцу черных сланцев нижнего карбона из обнажения на р. Кумак установлено («Rock-Eval»), что их нефтематеринский потенциал до конца не реализован [5].

Ручей Орнектассай (Казахстан, Актюбинская область, Хромтаусский район) является правым притоком р. Каражар. Его устье находится в 14 км к Ю-З-З от Хромтау (Западные Мугоджары). По крутому правому берегу ручья обнажены отложения егендинской свиты ($D_{2\text{-}3}eg$). Длина разреза 1500 м. Его описание приведено в монографии [4]. Отмечено наличие в разрезе горючих сланцев и проявления битума.

Авторы публикации [6] разделили егендинскую свиту Сакмарской зоны Мугоджар на две подсвиты. Нижняя: кремни, фтаниты, углисто-кремнистые и другие сланцы, кремнистые брекчии, мощность 100–120 м, возраст пашийско-саргаевский. Верхняя: светлые кремни, глинисто-кремнистые сланцы с прослоями аргиллитов и кремнистых песчаников, мощность 150 м, возраст доминиково-мендымский.

В разрезе по ручью Орнектассай егендинская свита сложена светло-, темно-серыми радиоляритами, кремнистыми и глинисто-кремнистыми сланцами, кремнистыми аргиллитами [4]. Выделено четыре пачки. Пачка 1: светло-серые плитчатые кремнистые радиоляриты (мощность 8–10 м), пачка 2: светло-серые тонкослоистые грубо-плитчатые глинисто-кремнистые сланцы (30–40 м), пачка 3: темно-серые плитчатые кремнистые радиоляриты (100–140 м), пачка 4: аргиллиты кремнистые и алевропелиты, буровато-черные тонкопластичные (5–10 м). Общая мощность ендингинской свиты достигает 200 м. Возраст – поздний живет – ранний фран. Отложения свиты согласно залегают на каражарской толще (D_2kr) (туфопесчаники, туфоалевролиты, туфиты, прослои глинистых сланцев, лав и тефроидов базальтов, силицитов, гравелитов, мощность до 200 м) и согласно же перекрываются отложениями киинской свиты (известняки с прослоями аргиллитов, мощность около 100 м). Обнажения последней изучены на левом берегу р. Каражар напротив устья ручья Орнектассай.

В описании разреза егендинской свиты указано, что пласт горючих сланцев мощностью 1 м выходит на поверхность на протяжении более 50 м. Однако при осмотре разреза найдено только одно их обнажение в обвале правого берега, подмытого ручьем (рис. 1). Оно «свежее». Ширина 1,5 м. На 500 м ниже по ручью начинается скальный выступ радиоляритов егендинской свиты. В его юго-восточном окончании в промоине – выход на поверхность битуминозных пород (рис. 2). Битум выступает на их поверхность, образуя блестящую на солнце корочку. Цвет породы черный, легко режется ножом, условно названа «битуминозные глины». Проявление битума приурочено к светло-серым слабо консолидированным породам.

Рис. 1. Горючие сланцы в разрезе по ручью Орнектассай (50°10'37" N, 57°14'38" E) (фото авторов)

Рис. 2. Проявление битума в разрезе по ручью Орнектассай (50°10'53" N, 57°14'41" E) (фото авторов)

Авторы монографии [4] горючие сланцы отнесли к егендинской свите. Наличие горючих сланцев в ее разрезе в просмотренных нами публикациях не отмечается. Они имеются только в нижней части киинской свиты в разрезе по р. Кия. Стратиграфические позиции горючих сланцев и проявления битума в рассматриваемом разрезе нуждаются в уточнении.

Х.С. Розман [7] в состав егендинской свиты включила и киинскую свиту [8]. В разрезе по реке Бакай (12–13 км к югу от разреза по ручью Орнектассай) к пачке 6 свиты приурочены битуминозные сланцы и известняки. Ее подошва залегает на 187 м ниже кровли егендинской свиты по трактовке специалиста. Пачка 6 относится или к самой нижней части киинской свиты

или к верхней егендинской. Перекрыта киинская свита грауваковыми песчаниками нижнего турне.

В разрезе егендинской свиты по р. Ойсыл-Кара отмечена пачка алевролитов пепельно-серых, сильно песчанистых с пропластками (3–10 см) кремнисто-глинистых битуминозных сланцев [7]. Скорее всего, к этим же породам приурочено проявление битума и в разрезе по ручью Орнектассай.

Пачка битуминозных алевролитов залегает на радиоляритах егиндинской свиты. В последних в результате тектонических напряжениях образовалась система трещин, но слоистая структура сохранилась. Часть напряжений в верхней части радиоляритов компенсирована хаотичным смятием «мягких» (относительно них) алевролитов. Результатом этого процесса являются и песчанистые алевролиты «перетертые» до состояния мелкозернистого песка с образованием вторичной пористости. К ним и приурочено наиболее контрастное проявление битума – «битуминозные глины». То есть, «перемятые» алевролиты и «битуминозные глины» не связны с тектоническим нарушением. Их геологическая позиция – контакт слабо консолидированных песчанистых алевролитов с кремнистыми сланцами. «Перемятым» алевролитам соответствует промоина на правом берегу ручья, вскрывающая «битуминозные глины». Наличие здесь тектонического нарушения на космофотоснимке не просматривается.

На главной фазе нефтеобразования в отмеченных выше нефтематеринских породах Южного Урала (или одной из них) генерируется нефть. В новейшее время это может происходить в центральной части Магнитогорского прогиба на глубинах 3–5 км. Нефть мигрирует по восстанию пластов (в том числе по «перетертым» алевролитам) на запад. В приповерхностных условиях теряет легкие фракции и превращается в битум. В соответствии с этой гипотезой близкое расположение горючих сланцев и проявления битума в рассматриваемом разрезе является «случайным». На правобережье Ори (центральная часть Магнитогорского прогиба) примерно в 21 км южнее границы Российской Федерации отмечены выходы интенсивно битуминозных известняков карбона [9]. Скорее всего, этот битум связан с тем же очагом генерации нефти, что и в разрезе по ручью Орнектассай.

При бурении скважины 501 Вершиновская (крайний юго-восток Соль-Илецкого свода) в разрезе надсолевых терригенных отложений в интервале 436–1407 м зафиксированы температурные аномалии. Наиболее контрастная в интервале 436,4–470,0 м – максимальная температура достигала 81 °С при номинальной 33–36 °С. Интервалам аномалий соответствуют увеличения диаметра ствола скважины. По данным бурения и сейсморазведки МОГТ 3D сделано два вывода [10]: увеличение диаметра скважины и осложнения бурения в интервале 436–1407 м связаны с областями дроблений пород вблизи плоскостей разломов; термические аномалии обусловлены разогревом пластов песчаника за счет трения при перемещении по их плоскостям. Можно предположить, что на Южном Урале в зонах тектонических нарушений на глубинах более 1 км в моменты активизации перемещений сопряженных по ним блоков горных пород происходит возрастание температуры и давления до значений, при которых из органического вещества горных пород формируется нефть. То есть, нефть могла образоваться из органического вещества (сапропель и гумус) горючих сланцев киинской свиты в зонах разломов на относительно небольших глубинах. По этой гипотезе проявление битума в разрезе по ручью Орнектассай прямо и непосредственно связано с горючими сланцами.

Разрезы по рекам Каражар и Бакай, а также по ручью Орнектассай являются ключевыми для дальнейшего обоснования перспектив нефтегазоносности Южного Урала. Их изучение рекомендуется выполнить на академическом уровне.

Литература

1. *Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е.* и др. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16, № 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021

2. *Тюрин А.М., Политыкина М.А., Макаров С.Е.* Нефтематеринские отложения оренбургского сегмента передовых складок Урала // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 21–33. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-21-33

3. *Монакова А.С.* Условия формирования, размещения и перспективы поисков скоплений углеводородов в палеозойском комплексе юга Предуральского прогиба и зоны передовых складок юго-западного Урала: Автореф. дис. …канд. геол.-минерал. наук. М., 2019. 22 с.

4. *Коробков В.Ф., Баймагамбетов Б.К., Сапожников П.К. Улукпанов К.Т*. Путеводитель геологических экскурсий по Мугалжарам, Восточному Приаралью и Актюбинскому Приуралью. Актобе: Актюбинский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, 2012. 358 с.

5. *Коломоец А.В., Тюрин А.М., Сначев А.В., Смолева И.В*. Черные сланцы Кумакского рудного поля и перспективы нефтегазоносности Магнитогорского прогиба Южного Урала // Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. редактор А.В. Ступакова 2021. М.: Перо. С. 214–217.

6. *Иванов К.С., Пучков В.Н*. Стратиграфия девонских отложений Сакмарской зоны Урала и Мугоджар // Труды Института геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого. 1991. Вып. 138. С. 103–105.

7. *Розман Х.С.* Стратиграфия и брахиоподы фаменского яруса Мугоджар и смежных районов. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 196 с. (Труды геологического института. Вып. 50).

8. *Иванов С.Н., Пучков В.Н., Иванов К.С.* и др. Формирование земной коры Урала. М.: Наука, 1986. 248 с.

9. *Юриш В.В., Улукпанов К.Т.* Геодинамика палеозоя Казахского Урала. Актобе: Актюбинский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт, 2020. 365 с.

10. *Тюрин А.М., Силагина Т.В.* Природа термических аномалий в разрезе параметрической скважины 501 Вершиновская // Газовая промышленность. 2013. № 2(686). С. 12–15.

Мезозойские коры выветривания Южного Урала с точки зрения нефтяной геологии

Тюрин А.М.[1,2]*, **Макаров С.Е.**[3], **Пантелеев В.С.**[2], **Коломоец А.В.**[1,2]
1 – Центр разработки и эксплуатации месторождений европейской части РФ
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 460000, г. Оренбург, ул. Пушкинская, д. 20
2 – Институт наук о Земле, Оренбургский государственный университет,
РФ, 460000, г. Оренбург, пр-т Победы, 13
3 – ООО «Газпромнефть-Оренбург», РФ, 460000, г. Оренбург, ул. Краснознаменная, д. 56/1
E-mail: *amturin1952@bk.ru

Аннотация. Мезозойские коры выветривания по магматическим породам Южного Урала рассмотрены с точки зрения нефтяной геологии. Они включают коллекторы (открытые трещины в верхней части коренной породы и пустоты в дезинтегрированной), а также покрышку (каолиновые глины). В центральной части Магнитогорского прогиба являются одним из направлений поисковых работ на нефть и газ.
Ключевые слова: магматические породы, коры выветривания, нефтегазоносность, Южный Урал.

В оренбургском сегменте Южного Урала обосновано два направления поисковых работ на нефть и газ – карбонатно-терригенные отложения девонско-нижнепермского возраста передовых складок Урала [1] и известняки нижнего и среднего карбона центральной части Магнитогорского прогиба [2, 3]. Решен вопрос о наличии здесь нефтематеринских пород [3, 4]. Следующий шаг по обоснованию перспектив нефтегазоносности региона – рассмотрение мезозойских кор выветривания с точки зрения нефтяной геологии.

В Западной Сибири в образованиях доюрского фундамента выявлено 15 залежей нефти и газа [5]. В центральной части Ханты-Мансийского автономного округа на Березовской моноклинали поверхность фундамента находится на глубинах 1500–1600 м. Продуктивны (газ) отложения верхней юры и коры выветривания (единый объект). Последние развиты по протерозойским гранитам, гранито-гнейсам, гнейсам, диабазам и сланцам [6]. На Шаимском мегавале фундамент (1450–1750 м) сложен гранитоидами, гнейсово-сланцевым обрамлениями, эффузивами, туфами и терригенно-сланцевыми отложениями (поздний карбон – ранняя пермь). Нефтегазоносны коры выветривания и его трещиноватые породы. Ловушки структурно-стратиграфические, реже тектонически и литологически экранированные.

Авторами осмотрены в восточной части Магнитогорского прогиба разрезы мезозойской коры выветривания по сланцам осиновской толщи нижнего рифея (кварциты, микрокварциты, кварцитосланцы, сланцы слюдяно-кварцевые, графит-кварц-слюдяные, реже графит-кварцевые, а также двуслюдяные гнейсы) по реке Джарбутак (Оренбургская область, Домбаровский район) – Богоявленский и Джарбутакские обрывы. Реконструкция элементов коры выветривания сводится к следующему. Самая нижняя ее часть представлена сланцами, разбитыми системой открытых трещин (рис. 1). На них залегают сланцы с признаками начальной стадию дезинтеграции. Нижняя граница последних четкая. Дезинтегрированные сланцы вскрыты в выработке, которая находится рядом с разрезом А+Б, гипсометрически выше него. Они не затронуты процессами химического преобразования, возможно, кроме тонкослоистых черных разностей. Последние внутри слоев имеют зеленоватый цвет. Выше в коре выветривания залегают уже не сланцы, а пачка отложений,

имеющая тонкую слоистую структуру (гидрослюдисто-каолинитовые образования). Порода легко ломается руками. Предполагается наличие в ней пустотного пространства. Слоистая пачка перекрыта каолиновой глиной светло-серого цвета, местами окрашенной охрой в желтый цвет. Таким образом, кора выветривания по сланцам включат коллекторы – открытые трещины в верхней части сланцев и пустоты в дезинтегрированной, а также покрышку (каолиновые глины).

Рис. 1. Реконструкция строения коры выветривания по сланцам осиновской толщи нижнего рифея. Координаты разрезов: А+Б и В – 50°49'55" N, 59°43'31" E; Г и Д – 50°50'03 N, 59°40'54" E

Кора выветривания по породам гранитоидного состава имеет в регионе значительное развитие и представлена, в основном, площадным типом [7]. Перекрывает примерно две трети всей площади гранитных массивов и почти целиком все участки развития гранитоидных пород, гнейсов и вулканитов кислого состава. Ее строение (снизу-вверх): зона дезинтеграции (дресвяные образования, 1,0–1,5 м), дресвяно-гидрослюдистые образования (10–20 м), гидрослюдисто-каолинитовые образования (10–15 м) каолиновые глины (15–20 м), охристо-каолиновые глины (до 4 м). В этом типе кор коллекторы тоже перекрыты покрышкой.

Кора выветривания по основным и средним интрузивным породам, эффузивам и их туфам имеется почти повсеместно на площадях их развития. Средняя мощность зоны дезинтеграции составляет 8 м. Гидрослюдисто-монтмориллонитовая и каолинит-монтмориллонитовая зоны имеют мощность до 13 м. Мощность охристо-каолинитовой зоны – первые метры. Этот тип коры выветривания на наличие коллекторов более перспективен, чем по породам гранитоидного состава, но уступает им по качеству покрышки.

Коры выветривания по гранитоидам восточной части Магнитогорского прогиба и структурно-формационным зонам к востоку от него в оренбургском сегменте Южного Урала хорошо изучены бурением (до верхней границы не выветрелых материнских пород) в связи с поиском и разведкой месторождений каолина [8]. Мощность каолиновой глины варьируется от 5 до 30 м, средняя 20 м. Общая мощность коры выветривания (начиная с подошвы зоны дезинтеграции) достигает 40 м.

Поисковый интерес на нефть и газ представляют мезозойские коры выветривания в трех соединяющихся друг с другом депрессионных впадинах Орской структурно-фациальной зоны (СФцЗ) Магнитогорского прогиба: Таналык-Баймакской, Аккермановской, и Орской. В первых двух по общей геологической ситуации прогнозируются коры выветривания по основным и средним магматическим образованиям, в Орской – по средним и кислым. Центральные части Аккермановской и Орской впадин сложены известняками нижнего и среднего карбона (мощность до 1200 м), перекрытых отложениями юры (глины, алевролиты, песчаники) мощностью до 420 м. Известняки уверенно картируются по данным сейсморазведки МОГТ [3]. В карстовых западинах по ним развиты терригенные отложения триаса. Развиты они и на восточной окраине Таналык-Баймакской впадины.

За пределами зон развития известняков мезозойские коры выветривания перекрыты отложениями юры. По данным бурения в Орской впадине выявлена локальная зона, в которой под отложениями юры на глубинах 350–400 м залегают лавобрекчии андизитовых порфиритов и туфы основного состава среднего девона. В магнитном поле они проявились локальной положительной аномалией. Сведений о наличии известняков карбона в Таналык-Баймакской впадине не имеется. Предполагается, что здесь коры выветривания перекрыты отложениями юры. По данным бурения параметрической скважины 1 Ащебуракская (Орская впадина) их нижняя часть сложена вязкими глинами. Это дополнительная покрышка к каолиновым глинам кор выветривания.

Глубина залегания мезозойских кор выветривания в Орской СФцЗ – от 200 до 500 м. В них прогнозируются ловушки с емкостными характеристиками от 1 до 5 млн т нефтяного эквивалента. Ловушки могут быть разного типа: структурные, структурно-стратиграфические, тектонически и литологически экранированные. Небольшая глубина залегания кор выветривания не является негативным фактором, ограничивающим их перспективы нефтегазоносности. Средняя глубина залегания трещиноватых пород фундамента месторождения Зейт-Бейт (Египет) – 330 м, Ауджила-Нафура (Ливия) – 450 м [5].

В Орской СФцЗ участки развития кор выветривания по магматическим породам можно картировать по локальным аномалиям магнитного поля (наличие магматических пород) и данным сейсморазведки МОГТ (отсутствие известняков карбона). Данные магниторазведки в регионе имеются. По сейсморазведке можно определять и глубину залегания подошвы отложений юры. Возможно, корам выветривания на временных разрезах будут соответствовать специфические волновые картинки. Учитывая небольшую мощность перекрывающих их отложений, нефтегазоносные коры проявятся в газогеохимических полях в приповерхосных отложениях, то есть, комплекс поисковых работ должен включать и газогеохимическую съемку.

Рекомендуется:

– рассматривать мезозойские коры выветривания Магнитогорского прогиба как одно из направлений поисковых работ на нефть и газ на Южном Урале;

– изучить результаты поисково-разведочных работ в регионе на каолиновые глины с целью формирования моделей кор выветривания, которые внесут ясность во многие проблемные вопросы поиска и разведки месторождений нефти и газа в этих объектах в Западной Сибири.

Литература

1. *Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е.* и др. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента передовых складок Урала // Геология нефти и газа. 2021. № 6. С. 59–71. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-6-59-7

2. *Казанцева Т.Т., Валиуллин Р.А.* К проблеме нефтегазоносности Магнитогорской синформы // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 6–19. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-6-19

3. *Политыкина М.А., Тюрин А.М., Макаров С.Е*. и др. Перспективы нефтегазоносности оренбургского сегмента Магнитогорского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16, № 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2021

4. *Тюрин А.М., Политыкина М.А., Макаров С.Е.* Нефтематеринские отложения оренбургского сегмента передовых складок Урала // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 21–33. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-21-33

5. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 4-2. С. 337–345. https://doi.org/10.18599/grs.18.4.13

6. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Особенности формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири // Булатовские чтения. 2018. Т. 1. С. 216–220.

7. *Лядский П.В., Кваснюк Л.Н., Жданов А.В.* и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист M-40 (Оренбург) с клапаном M-41. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. 392 с.

8. *Горбачев Б.Ф., Васянов Г.П.,* Красникова Е.В. Каолины Орского Зауралья – сырьевая база для формирования в Приволжском федеральном округе специализированного горно-промышленного комплекса // Георесурсы. 2015. № 4-1(63). С. 25–32.

Экранирование рифовых ловушек vs ловушек структурно-тектонических

Журавлева Л.М., Кузнецов В.Г.*
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *vgkuz@yandex.ru

Наличие экранирующих толщ – покрышек является необходимым условием формирования и сохранения залежей углеводородов во всех типах ловушек. Экранирующие толщи могут быть представлены широким спектром пород – глинистых, солевых, сульфатных, реже – плотными пелитоморфными карбонатными породами.

В работе рассматриваются различия экранирования залежей в структурных тектонических ловушках и рифовых постройках. В последних по разным подсчетам содержится порядка 10–12% общемировых запасов УВ.

Существуют два основных морфолого-генетических типа рифов, что определяет различия, часто существенные, в характере экранирования содержащихся в них залежей.

Первый тип – это одиночные, относительно симметричные в поперечном сечении сооружения, которые формировались в более или менее глубоководных бассейнах. Последнее определяет два важных обстоятельства. Во-первых, синхронные им бассейновые отложения меньшей, нередко, существенно меньшей, чем сами рифы, мощности и, как правило, представлены тонкозернистыми глинисто-кремнисто-карбонатными породами, которые непроницаемы и являются боковыми флюидоупорами. Во-вторых, их профильные сечения куполовидные, плосковершинные или атолловидные. В случае значительных размеров и, прежде всего площадных, подобные образования могут считаться изолированной карбонатной платформой с рифовым (биогермным) обрамлением. Плановая конфигурация этих рифов разнообразна. Как правило, преобладают овальные слегка удлиненные формы, но встречаются и более сложные, например, серповидные.

Рифы второго типа локализуются на перегибе морского дна между мелководным зарифовым и в той или иной мере глубоководным, а нередко очень глубоководным, предрифовым бассейном [1].

Переходя непосредственно к экранирующим толщам, необходимо еще раз повторить, что основными породами-флюидоупорами являются глинистые и (или) соленосные толщи. При этом само рифообразование происходит в условиях трансгрессии при последовательном погружении. В случае одиночных, относительно симметричных в поперечном сечении рифов, прогибание вокруг них не компенсируется осадконакоплением и рифы в связи с этим со всех сторон окружены глубоким морем. В случае асимметричных рифов, расположенных на бровке края мелководных частей акватории, ситуация иная и тоже асимметричная – со стороны бассейна это глубоководный водоем и склон рифа в той или иной степени крутой, а с обратной – зарифовой – глубина этого бассейна незначительна.

При последующей регрессии ситуация принципиально изменяется. В условиях гумидного климата начинается седиментация глинистых осадков, которые со временем вверх по разрезу

сменяются алевролитами, затем песчаниками. В обстановке аридного климата толщами компенсации и выполнения расчлененного субаквального рельефа являются эвапориты.

В отличие от регрессивных серий, экранирующих рифовые резервуары, песчаные или, в более общем виде, терригенные резервуары всегда перекрываются трансгрессивными глинистыми пачками. Что касается нерифовых карбонатных резервуаров, они, как правило, тоже перекрываются глинистыми отложениями трансгрессивных этапов, хотя есть и исключения.

При этом в условиях гумидного климата карбонатные толщи после регрессии осушаются, нередко карстуются или, по крайней мере, подвергаются субаэральному воздействию, частичному выщелачиванию и лишь затем трансгрессивно перекрываются глинистыми отложениями – экранирующими пачками. В аридных обстановках перекрытие карбонатных отложений резервуаров осуществляется солями.

Кроме описанных «генетических» различий покрышек рифовых и нерифовых резервуаров имеются и существенные морфологические отличия.

В общем случае, как глинистые, так и гидрохимические солевые осадки ложатся на плоскую практически горизонтальную или слабо наклонную поверхность, и лишь позднее в результате тектонических движений, формирующих антиклинальную складку, возникает замкнутое пространство, где возможно образование залежи углеводородов (рис. 1а).

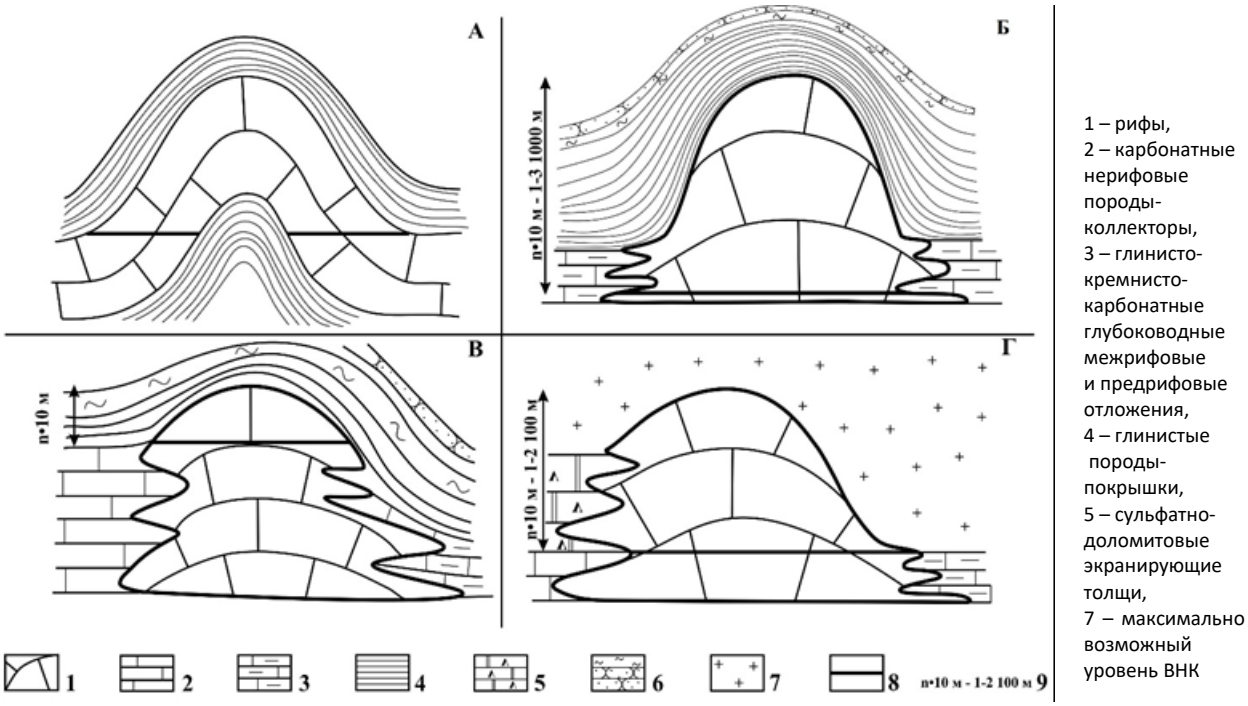


Рис. 1. Схема строения и возможная высота залежи в ловушках рифов и антиклинальных складок. Объемы резервуаров: а – структурно-тектонических; б – одиночных куполовидных рифов; в – рифов асиммметричных систем, формировавшихся в условиях гумидного; г – аридного климата

В случае стратиграфических ловушек замкнутый объем пространства тоже создается в результате структурообразующих тектонических деформаций уже после отложения покрывающих толщ.

Принципиально иная ситуация при образовании рифовых ловушек. Покрывающие риф толщи отлагаются как на его кровле, так и по склонам. Последнее определяет нередко значительную, «аномальную» высоту залежи, не достижимую в случае антиклинальных ловушек (рис. 1б).

Иначе говоря, замкнутый объем пространства в рифах формируется за счет седиментационного процесса и возникает сразу же после перекрытия рифа непроницаемыми толщами. Последующие тектонические перестройки принципиально не меняют картину.

Наличие значительного седиментационного рельефа, который позднее нивелируется толщами заполнения, определяет еще одну особенность рифовых резервуаров, точнее покрывающих рифы экранирующих толщ.

Как было показано выше, после трансгрессивного этапа, когда собственно формируются рифы, на стадии регрессии образуются экранирующие толщи. При значительных восходящих движениях, вплоть до осушения и, соответственно, эрозии, покрывающие риф отложения – потенциальные покрышки – могут эродироваться, кровля рифа обнажается, и экранирование отсутствует. В этом случае замкнутый объем пространства возникает только после последующей трансгрессии и перекрытия рифа толщами непроницаемых пород. В этом случае возраст, а нередко и сам характер экранирующих пород различны. С флангов это непроницаемые породы толщи выполнения, т.е. имеющие регрессивный характер, а в кровле – это уже трансгрессивные отложения другого возраста.

Другими словами, рифовая ловушка формируется практически в результате чисто седиментационных процессов. Это не означает, что одновременно начнется образование залежи, но ловушка после перекрытия рифа уже полностью готова.

Сказанное выше полностью относится к изолированным одиночным относительно симметричным в поперечном сечении постройкам, которые формируются в глубоководном бассейне. В случае рифов асимметричных систем ситуация несколько более сложная.

Склон рифа, обращенный в сторону глубоководного бассейна, бывает значительным по длине и углам наклона, и с этой стороны экранирование толщами заполнения рельефа аналогично таковому для одиночных рифов, формирующихся в той или иной мере глубоководных бассейнах. С другой, тыльно-рифовой стороны возвышение незначительно, соответственно мощности толщ выполнения также невелики, невелик и объем экранируемых ими интервалов рифов. При этом, характер экранирования тыльно-рифовой зоны во многом определяется климатом времени рифообразования и последующего периода. В условиях гумидного климата синхронные рифу зарифовые «лагунные» мелководные отложения представлены, как правило биокластовыми и вообще зернистыми известняками, которые, благодаря своим пористости и проницаемости, не являются экранирующими породами. В этом случае, естественно, при отсутствии последующих тектонических перестроек, экранированный замкнутый объем рифового резервуара определяется лишь величиной превышения кровли рифа над дном зарифового бассейна, которая, в общем, незначительна (рис. 1в).

В обстановке же аридного климата ситуация иная, часто существенно иная. В этих условиях зарифовый водоем нередко характеризуется в той или иной степени повышенной соленостью, и здесь формируются плотные пелитоморфные доломиты, нередко пачки гипсов и ангидритов. В этом случае образуется дополнительное фланговое экранирование, а высота возможного

резервуара увеличивается на величину мощности зарифовых образований такого литологического состава (рис. 1г).

Существенно сложнее ситуация, когда рифы как геологические тела перекрываются карбонатными, но пластовыми нерифовыми отложениями, являющимися, в свою очередь, потенциальными вместилищами углеводородов. В этих случаях формируется массивная залежь, включающая как риф или, по крайней мере, его верхнюю часть, так и эти покрывающие его пачки. Таковы многие залежи в девонских и турнейских отложениях Урало-Поволжья [3], а, частично, и Тимано-Печорский провинции.

Дело в том, что органогенные сооружения этих нефтегазоносных провинций представлены двумя генетическими типами. В среднем девоне–фране – это «классические», «истинные» рифы одного из мощнейших циклов рифообразования, построенные каркасными организмами – строматопороидеями, табулятами, ругозами, мшанками, разнообразными водорослями. После драматического биологического кризиса и массового вымирания на границе франа-фамена (событие Келльвассер) в фамене формировались уже иловые холмы (mud mound). С точки зрения нефтяной геологии между «истинными» рифами, построенными каркасообразующими организмами, и иловыми холмами микробиального происхождения, существуют как общие черты, так и значительные различия.

Что касается морфологии, то принципиальных различий не наблюдается, а вот литология и, соответственно, типы пустотного пространства и, как следствие, величины значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) могут значительно различаться. Однотипность морфологии определяет перекрытие как рифов, так и иловых холмов толщами-покрышками в кровле и по их склонам. Такова, например, фаменская залежь Хилковского месторождения (рис 2а).

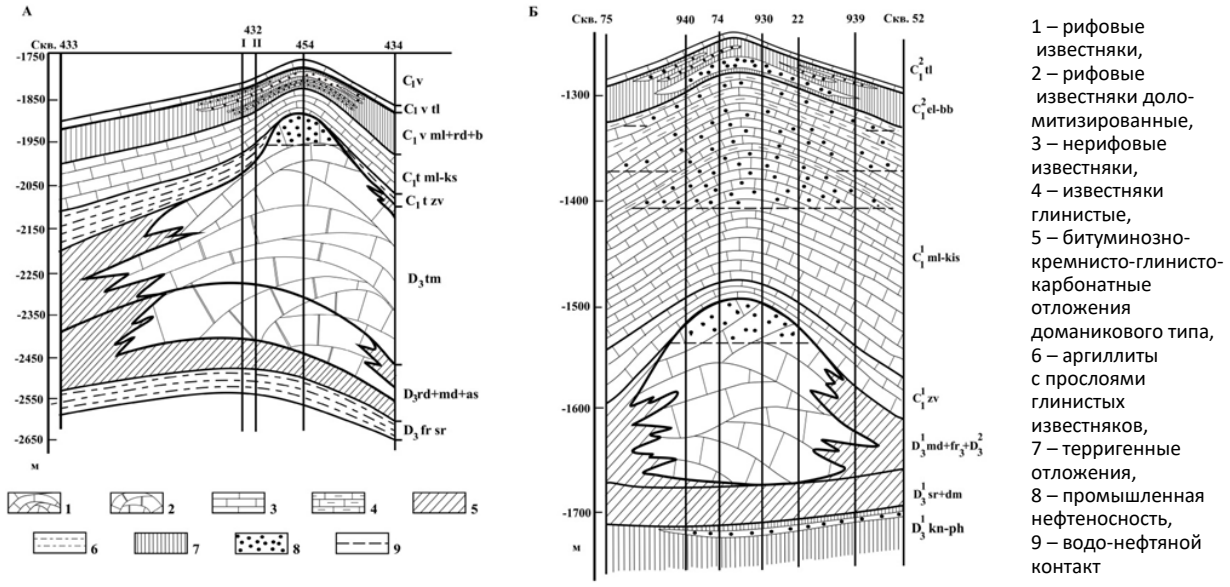


Рис. 2. Геологические разрезы Хилковского (А) [5] и Чермасанского (Б) [4] рифов верхнего девона Волго-Уральской провинции.
Залежи локализованы в верхних интервалах рифов и в перекрывающих отложениях

Если же рифы и иловые холмы перекрываются пластовыми слоистыми турнейскими карбонатными пачками с промышленными значениями коллекторских свойств, то залежи локализуются как в верхних интервалах собственно рифов и иловых холмов фамена, так и в перекрывающих их уже нерифовых карбонатных отложениях. Такие залежи в рифах, включая иловые холмы, и покрывающих отложениях установлены, например, на Чермасанской площади (рис. 2б) [5].

В случаях, когда рифы и иловые холмы перекрываются пластовыми турнейскими карбонатными пачками с промышленными значениями коллекторских свойств, залежи локализуются как в верхних интервалах собственно рифов и иловых холмов фамена, так и в перекрывающих их уже нерифовых карбонатных отложениях, как это имеет место.

Суммируя сказанное, можно констатировать:

1. Экранирующие толщи покрывают рифы на регрессивной стадии развития, в то время как для других типов отложений это происходит, главным образом, трансгрессирующими сериями, а регрессивный тип скорее исключение.

2. Во всех нерифовых типах образований перекрытие отложений с кондиционными значениями ФЕС происходит на плоскую, чаще всего горизонтальную или субгоризонтальную поверхность, в то время как для рифов значительная часть экранирующих отложений покрывает их склоны, причем, углы могут достигать первых десятков градусов, а высота изолированного таким путем объема достигает 1500–2000 м.

3. Изолированная часть пространства в случае структурных и стратиграфических ловушек образуется только после последующих тектонических движений, в то время как подобное пространство рифовых ловушек возникает сразу же после накопления толщ выполнения рифового рельефа.

4. В случае длительного континентального перерыва после эпохи рифообразования покрышки рифовых образований разновозрастны и генетически разнородны – на склонах рифов это толщи выполнения рифового рельефа регрессивной стадии, а в кровле – отложения нового трансгрессивного этапа.

Литература

1. *Журавлева Л.М.* Палеогеографические типы нижнепермских рифов юго-востока Восточно-Европейской платформы и их нефтегазоносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 2(338). С. 13–18. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-2(338)-13-18

2. *Кузнецов В.Г.* Методика выделения погребенных рифов (на примере палеозойских отложений Нижнего Поволжья) // Известия вузов. Геология и разведка. 1969. № 12. С. 12–22.

3. *Кузнецов В.Г.* Геология рифов и их нефтегазоносность. М.: Недра, 1978. 304 с.

4. *Мкртчян О.М.* Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. М.: Наука, 1964. 119 с.

5. *Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Хатьянов Ф.И.* и др. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. М.: Недра, 1974. 152 с.

Критерии выделения флюидоупоров в рифовых массивах и структурах их облекания по материалам геофизических исследований скважин

Данилова Е.М.*, Хитров А.М.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *e.m.danilova@mail.ru, **ahitrov@ipng.ru

Аннотация. В работе рассмотрены критерии выделения флюидоупоров в рифовых массивах и структурах их облекания по данным геофизических исследований скважин, разработанные сотрудниками ИПНГ РАН. Представлены результаты работ по выделению и прогнозу флюидоупоров по данным геофизических исследований скважин на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.
Ключевые слова: флюидоупор, коллектор, рассеивающая толща, природный резервуар, рифовый массив, геофизические исследования скважин, фильтрационно-емкостные свойства.

Наличие надежного флюидоупора, удерживающего углеводороды (УВ) от просачивания из коллектора в вышележащие толщи, является необходимым элементом природного резервуара.

Исследования флюидоупоров залежей нефти и газа с позиций трехслойного строения природных резервуаров были начаты Б.В. Филипповым в 1960-х годах. Впервые было введено понятие «промежуточный комплекс» – комплекс пород, не обладающих свойствами удерживать залежи нефти и газа, но не являющихся и коллекторами. Промежуточные комплексы являются переходными от коллектора к флюидоупору по фильтрационно–емкостным свойствам горных пород, они не являются препятствием для миграции УВ, и часто имеют признаки нефте/газонасыщенности.

Не имея четкого представления об экранирующих свойствах пород, а также о местоположении флюидоупора относительно структуры, сложно прогнозировать наличие природного резервуара и его нефтегазоносность.

Установив положения кровли коллектора и подошвы флюидоупора по скважине, вскрывшей нефтегазовую залежь, из планов бурения можно заранее исключить непродуктивные одновозрастные антиклинальные структуры.

Критерии и методические приемы, разработанные группой сотрудников ИПНГ РАН, позволяют выделять и прогнозировать флюидоупоры залежей углеводородов в рифовых массивах и структурах их облекания по материалам геофизических исследований скважин.

Выделение флюидоупоров по данным ГИС основано на сопоставлении геофизического параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим литоемкостные свойства пород.

В качестве параметра, характеризующего насыщение породы, использовалось удельное электрическое сопротивление (УЭС), измеренное электрическими методами исследования скважин. Максимальные электрические сопротивления наблюдаются в неглинистых плотных непроницаемых породах, не содержащих свободную и связанную воду, в высокопористых газо- и нефтенасыщенных карбонатных коллекторах. Минимальные показания УЭС соответствуют

интервалам глин и аргиллитов с высоким содержанием связанной воды, высокопористым водонасыщенным коллекторам.

В качестве параметра, характеризующего литоемкостные свойства породы, использовалось отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности (ГК).

Высокие значения параметра НК/ГК характерны для неглинистой и практически не содержащей водорода породы (ангидрит, каменная соль, непроницаемый известняк, доломит и пр.), минимальные значения НК/ГК соответствуют чистым глинам и аргиллитам (рис. 1).

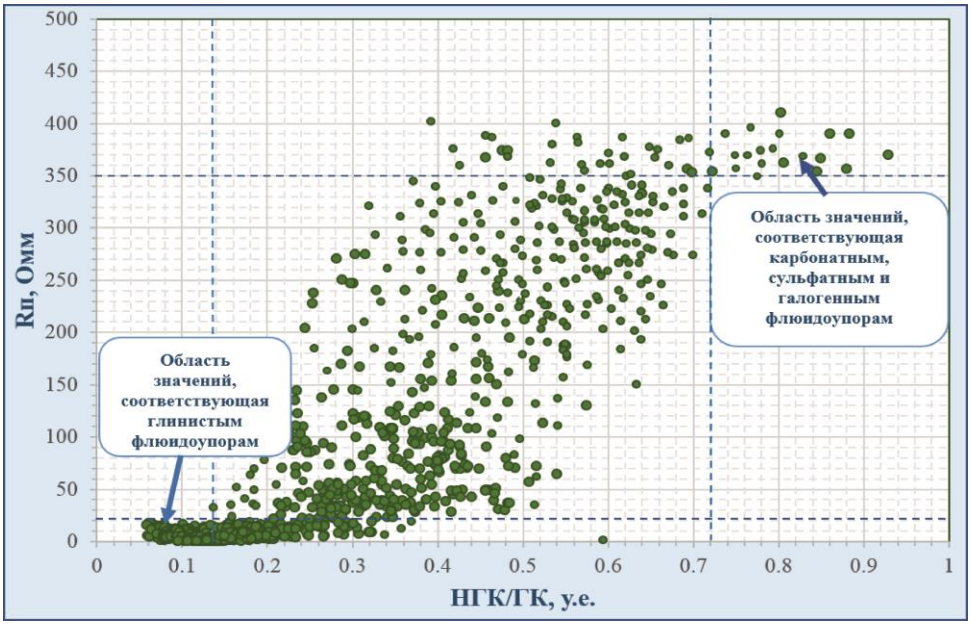


Рис. 1. Обобщенная палетка для выделения флюидоупоров в рифовых массивах и структурах их облекания по данным геофизических исследований скважин

На рис. 1 представлена обобщенная палетка для выделения флюидоупоров, полученная по результатам обработки и интерпретации геофизических данных скважин, пробуренных в рифовых массивах и структурах их облекания. Область значений рассматриваемых параметров, соответствующая глинистым флюидоупорам, находится в нижнем левом углу палетки. В правом верхнем углу палетки находится область значений, соответствующая карбонатным, сульфатным и галогенным флюидоупорам.

Указанные выше граничные численные значения нельзя рассматривать как универсальные. Это «статистическая» граница и в каждом случае ее следует устанавливать для конкретного района (объекта).

В средней области палетки находятся точки, соответствующие значениям Rп и НК/ГК в ложных покрышках (ЛП) и коллекторах. Значения параметров в УВ насыщенных коллекторах попадают преимущественно в верхнюю часть области, водонасыщенные – в зону пониженных сопротивлений. Повышенные значения электрического сопротивления в глинистых ЛП можно объяснить наличием в породе 1–5% открытой пористости (Кпо) и содержанием остаточной газо/нефтенасыщенности (Кно).

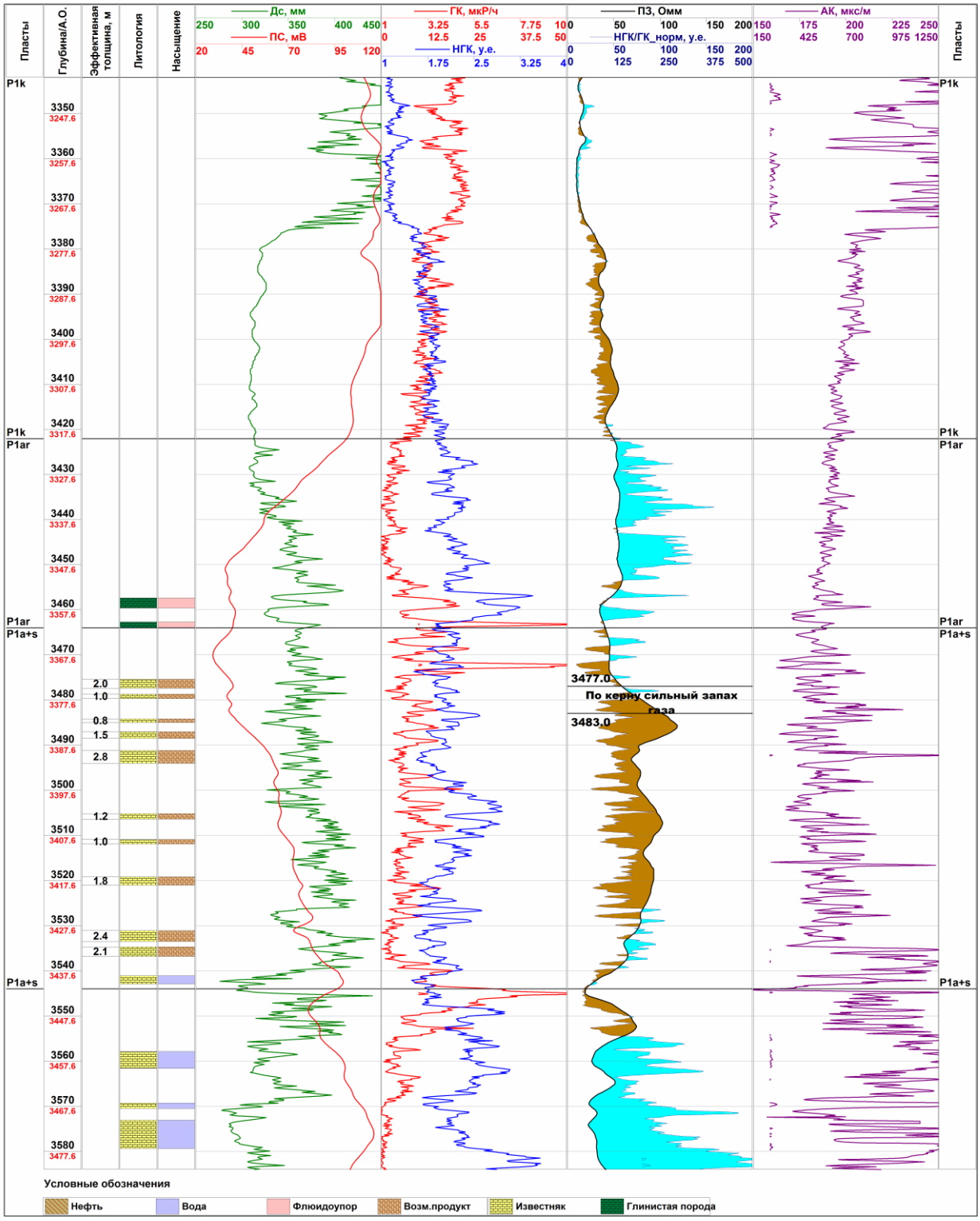


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика нижнепермских карбонатных отложений (P1a+s) вскрытых скважиной в Хореверской впадине

Далее выполнялась нормировка кривых НК/ГК к УЭС(Rп). В качестве опорных пластов выбирались пласты с максимальной и минимальной глинистостью, т.е. по наилучшим с точки зрения экранных свойств породам – максимально глинистым и плотным непористым.

По результатам нормировки интервалы потенциальных флюидоупоров разделяются на интервалы, в которых наблюдается слияние кривых НК/ГК и Rп, что соответствует надежному флюидоупору залежи и интервалы с превышением значений Rп над НК/ГК, что соответствует рассеивающей толще (рис. 2).

Предлагаемый подход выделения флюидоупоров универсален для карбонатных и терригенных разрезов любой нефтегазоносной провинции с породами схожего литологического состава.

С учетом полученных данных стратегия поисков залежей углеводородов становится менее рискованной, поскольку в рассмотрение попадают лишь те коллекторы, которые экранируются надежными покрышками – истинными флюидоупорами, находящимися на приемлемом расстоянии от кровли коллектора.

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. *Данилова Е.М., Колоколова И.В., Коновалова И.Н.* О картировании наилучших природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 5. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art5

Особенности экранирования приразломных залежей углеводородов

Риле Е.Б.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *lenailinka@yandex.ru

Аннотация. На примере Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций с позиций теории трехслойного строения природных резервуаров углеводородов проанализированы различные варианты экранирования приразломных залежей углеводородов, показано отличие экранирования таких залежей от пликативных. Доказано, что тектонически экранированные залежи нефти и газа встречаются гораздо реже, чем принято считать.
Ключевые слова: залежь, разлом, углеводороды, амплитуда, ложная покрышка, истинная покрышка, коллектор

Залежи углеводородов (УВ), нарушенные разломами, распространены широко и содержат значительную часть запасов и ресурсов УВ нефтегазоносных провинций. Например, в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции около трети месторождений нарушены разломами [1]. Проблема экранирования приразломных залежей привлекает внимание исследователей во всем мире. Европейская ассоциация EAGE регулярно проводит международные конференции, посвященные экранирующим свойствам разломов и покрышек.

Нарушенные разломами залежи УВ отличаются от пликативных более сложным строением и разнообразием вариантов экранирования. Так, в пликативных антиформных структурах, в том числе рифах, самым важным параметром существования залежи УВ, согласно теории трехслойного строения природных резервуаров [2, 3], является соотношение амплитуды антиклинали по кровле коллектора и толщины ложной покрышки на критической седловине (рис. 1).

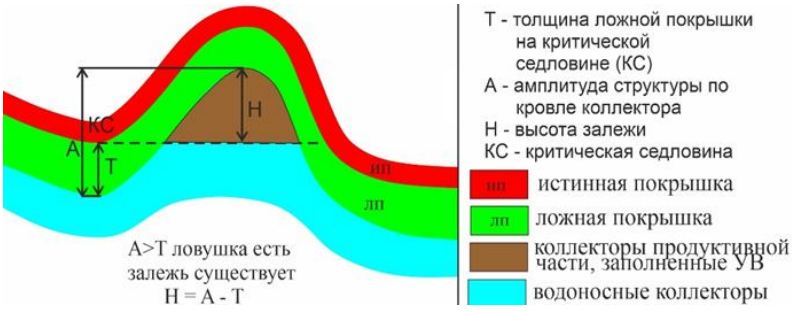


Рис. 1. Условия существования залежи в пликативной антиформной структуре. Истинная покрышка распространена повсеместно [2, 4]

Истинная покрышка распространена на всей площади структуры, критическая седловина (точка просачивания) находится на нижней замкнутой изогипсе антиклинали на критическом направлении. Такой способ экранирования залежей УВ наиболее часто встречается и может быть назван пликативным. Если в пределах структуры наблюдается выклинивание истинной покрышки или замещение ее породами ложной покрышки или коллекторами, образуется гидродинамическое окно» (рис. 2). Критическая седловина перемещается в самую высокую точку образовавшегося гидродинамического окна на подошве истинной покрышки. Примером такого варианта

экранирования может служить юго-восточная нижнесерпуховская залежь нефти Усинского месторождения [1].

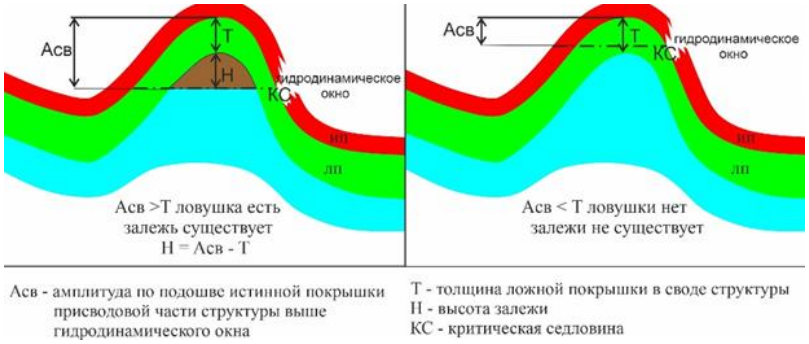


Рис. 2. Условие существования залежи УВ в пликативной антиформной структуре, на некоторых участках которой истинная покрышка отсутствует. Условные обозначения на рис. 1

Экранирование приразломных залежей осложняется наличием разрывного нарушения. На первый взгляд кажется, что само разрывное нарушение экранирует залежь, и ко всем приразломным залежам, как правило, применяется термин «тектонически экранированная», хотя по классификации залежей УВ И.О. Брода и Н.А. Еременко «тектонически экранированные залежи образуются в пластах, ограниченных вверх по наклону разрывом, приводящим пласт в соприкосновение со слабопроницаемыми породами» [5]. Однако пликативное экранирование залежей также в большинстве случаев является тектоническим, так как большая часть антиклинальных структур имеют тектоническое происхождение и в формировании седиментационных антиформных тел тектонический фактор также принимает участие. Возможно, термин «тектонически экранированные» целесообразно заменить на «дизъюнктивно экранированные» или «разломно экранированные».

Проведенные исследования показали, что такие залежи встречаются очень редко, и только в том случае, если и коллектор, и ложная покрышка, и истинная покрышка или хотя бы нижняя часть опущенного крыла контактируют через плоскость сместителя с истинной покрышкой более древнего природного резервуара приподнятого крыла (рис. 3а). Критическая седловина расположена в наивысшей точке пересечения разломом подошвы истинной покрышки. Из исследованных залежей дизъюнктивно экранируется только северо-западная нижнесерпуховская нефтяная залежь Усинского месторождения [1].

Если только коллектор или коллектор и нижняя часть ложной покрышки опущенного крыла контактируют с истинной покрышкой более древнего природного резервуара приподнятого крыла (рис. 3б), залежи УВ не существует, углеводороды мигрируют вверх через породы верхней части коллектора и ложной покрышки.

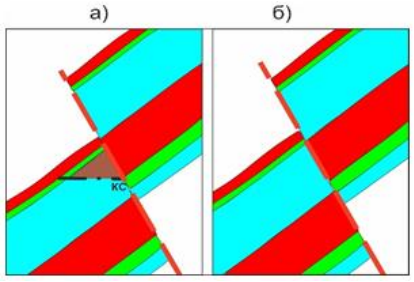
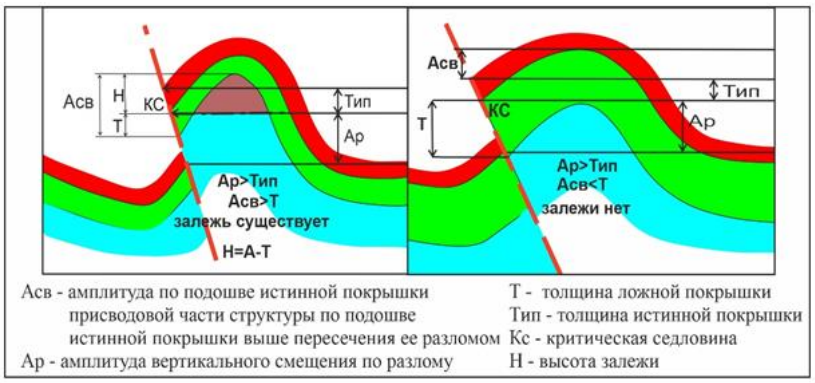


Рис. 3. Условия существования приразломных залежей УВ в зависимости от контактирующих через плоскость сместителя слоев природного резервуара.
Условные обозначения на рис. 1

Наиболее часто залежи УВ при нарушении разломом содержащей их антиклинали сохраняются в присводовой части антиклинали выше точки пересечения разломом подошвы истинной покрышки, и разрушаются ниже этой точки [2, 3]. Это происходит, если вертикальная амплитуда смещения по разлому превышает толщину истинной покрышки и амплитуда присводовой части больше толщины ложной покрышки. Критическая седловина находится в наивысшей точке пересечения разломом подошвы истинной покрышки (рис. 4а). Если амплитуда присводовой части антиклинали меньше толщины ложной покрышки – залежи нет (рис. 4б).



а б

Рис. 4. Условие существования залежи УВ в антиформной структуре, нарушенной разломом, амплитуда вертикального смещения по которому больше толщины истинной покрышки. Условные обозначения на рис. 1

Разломы с амплитудой меньшей, чем толщина истинной покрышки, влияют на заполнение ловушки опосредовано (рис. 5) – экранирование не отличается от пликативного, критическая седловина располагается на нижней замкнутой изогипсе антиклинали на критическом направлении. Примером могут служить фаменские залежи нефти Усинского месторождения [1, 4].

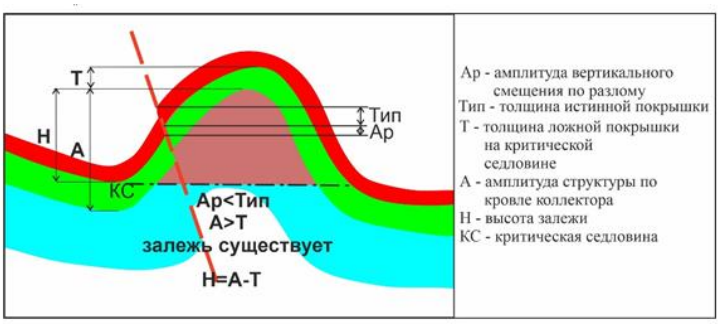


Рис. 5. Экранирование залежи УВ при нарушении антиклинали разломом, вертикальная амплитуда смещения по которому меньше толщины истинной покрышки. Условные обозначения на рис. 1

Если залежь выглядит массивной, высота ее больше амплитуды присводовой части структуры над пересечением разломом подошвы истинной покрышки (рис. 6а), весьма вероятно, что это не единая залежь, а несколько залежей, каждая из которых экранируется собственной истиной покрышкой. Детальные исследования материалов ГИС и сравнение сводовой и периферийных скважин в таких случаях позволяют обнаружить разницу в насыщении коллекторов в этих зонах. В сводовой скважине наблюдается столб нефтегазонасыщенных коллекторов с прослоями глин, служащих истинными покрышками. В периферийных скважинах коллекторы имеют характеристики смешанного насыщения УВ-вода, а иногда встречаются и водоносные прослои [4]. Такая картина обнаружена в фаменском интервале разреза Харьягинского месторождения.

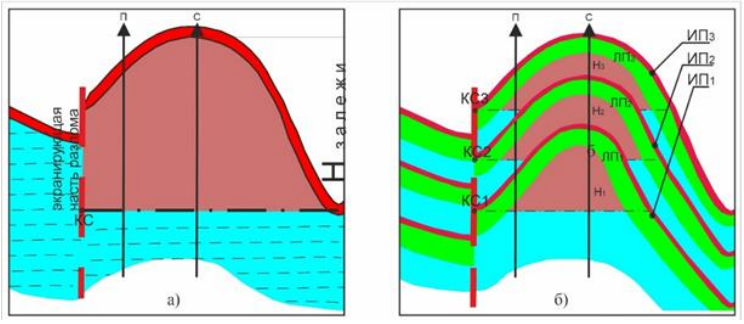


Рис. 6. Две модели месторождения углеводородов в структуре, осложненной разрывным нарушением [4]. Условные обозначения на рис. 1

Кроме того, возможны сочетания различных факторов экранирования приразломных залежей. Например, несмотря на наличие разлома, заполнение присводовой части антиклинали контролируется гидродинамическим окном или пликативное замыкание антиклинали оказывается выше уровня пересечения разломом подошвы истинной покрышки. В каждом конкретном случае необходимо анализировать соотношение перечисленных выше факторов, используя теорию трехслойного строения природных резервуаров, так как информация о том, как именно контролируется каждая залежь УВ в приразломной структуре, имеет большое значение для расчетов рисков поисково-разведочных работ, определения интервалов опробования скважин, подсчета запасов и ресурсов УВ, а также для выбора стратегии освоения месторождений.

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. *Риле Е.Б., Попова М.Н.* Технология исследования приразломных залежей углеводородов на примере Тимано-Печорской НГП // Решение Европейского союза о декарбонизации. Год спустя: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2022. С. 53–56.

2. 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.

3. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Методические рекомендации / Сост. В.Д. Ильин, С.П. Максимов, А.Н. Золотов и др. М.: ВНИГНИ, 1982. 51 с.

4. *Риле Е.Б.* К вопросу о строении природных резервуаров углеводородов на примере палеозойского интервала осадочного чехла Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Саарбрюккен: Lambert Academic Publishing, 2015. 104 с.

5. *Брод И.О., Еременко Н.А.* Основы геологии нефти и газа: Учеб. пособие. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1953. 339 с.

Методика выявления высокопродуктивных зон в сложнопостроенных залежах на основе геомеханического моделирования

Равилов Н.Ш.[1]*, Городнов А.В.[2]
1 – Газпром ВНИИГАЗ, Россия, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, 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: *N_Ravilov@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. Вторичная пористость коллекторов, проявляющаяся в появлении крупных каверн и системы трещин в породах, является основным поисковым признаком выявления высокопродуктивных объектов в карбонатных разрезах на месторождениях нефти и газа. Как правило, распространение коллекторов с вторичной пористостью крайне неравномерно по площади месторождения и по разрезу. Нефтегазовые компании затрачивают большие финансовые средства для локализации таких зон с целью повышения эффективности разработки месторождений. Одним из наиболее эффективных инструментов выделения высокопродуктивных коллекторов в карбонатных разрезах является способ детальной обработки и инверсии данных трехмерной сейсморазведки. Как показала практика, в случае резкой изменчивости толщин изучаемого объекта эффективность сейсморазведки снижается, а вероятность возникновения неоднородного напряженно деформированного состояния массива пород значительно вырастает. Следовательно, появляется необходимость разработки новых методов выявления высокопродуктивных зон.
Ключевые слова: геомеханическая модель, напряжения, пористость, продуктивность.

Основной целью работы являлось построение методики для выявления высокопродуктивных зон в сложнопостроенных залежах.

В качестве объекта исследования для апробации данной методики был выбран осинский горизонт Восточно-Сибирского месторождения, представленный карбонатными породами сложного литологического состава с преобладанием доломитов и известняков.

Были исследованы упругие свойства каждого литотипа и найдены зависимости, используемые в дальнейшем для построения геомеханической модели.

Представлена методика выявления высокопродуктивных трещиноватых зон с помощью геомеханического моделирования [1–4]. Данная методика состоит из трех этапов.

На первом этапе проводилось построение геологической модели Восточно-Сибирского месторождения. Для построения структурного каркаса данной модели использовались результаты трехмерной сейсморазведки, т.к. кровля осинского горизонта обладает резкой изменчивостью толщины, и простая скважинная интерполяция давала некорректные результаты. На рис. 1 представлена структурная карта осинского горизонта Восточно-Сибирского месторождения. Кровля осинского горизонта представлена биогермами, размеры которых варьируются в широком диапазоне – от нескольких сантиметров до десятков метров в высоту и до нескольких километров по площади, что приводит к различной крутизне склонов. Далее каждая ячейка модели насыщалась различными петрофизическими параметрами (пористость, проницаемость и т.д.).

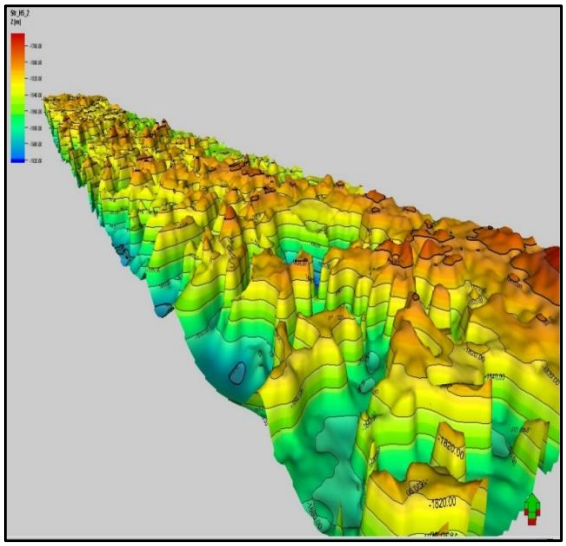


Рис. 1. Структурная карта осинского горизонта Восточно-Сибирского месторождения

На втором этапе проводилось построение модели упругих свойств пород Восточно-Сибирского месторождения. Для начала были построены упругие модели по скважинам. Граф построения этих моделей представлен на рис. 2.

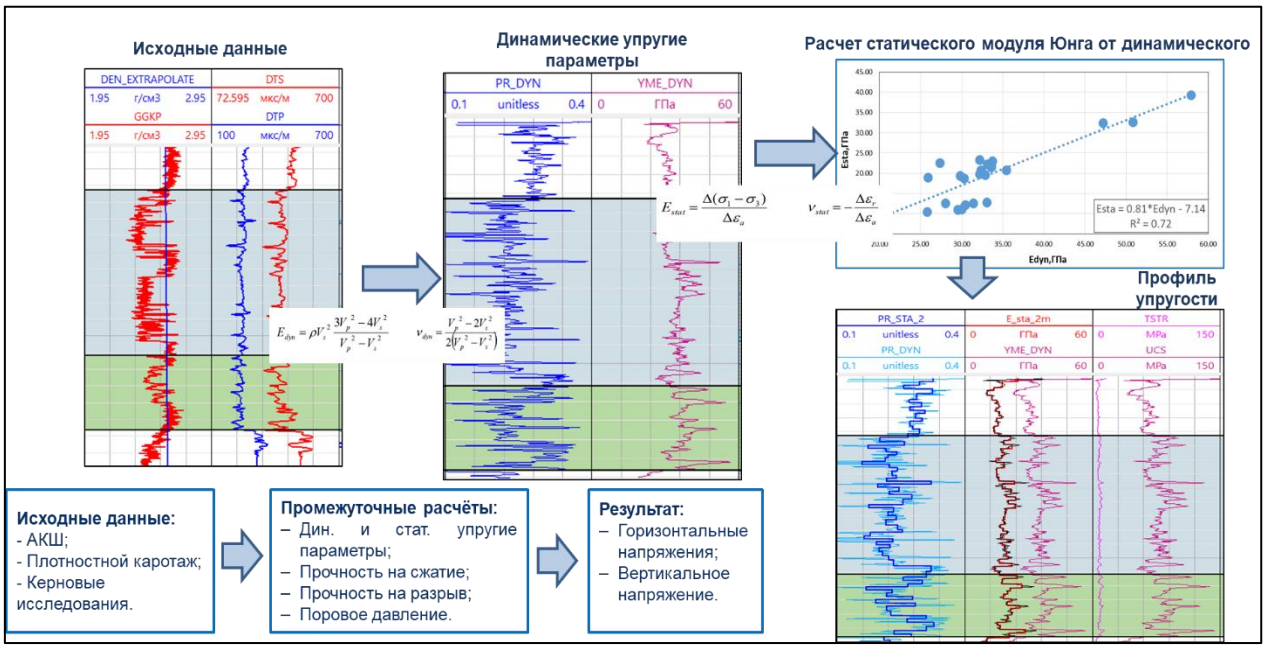


Рис. 2. Граф работ по построению профиля упругих свойств

После того как были построены профили упругих свойств в скважинах, проводилось насыщение модели упругими параметрами (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, напряжения).

Третий этап заключался непосредственно в построении геомеханической модели пород Восточно-Сибирского месторождения. Расчет геомеханических параметров модели проводился методом конечных элементов, в результате чего определялись поля напряжений, деформаций и перемещений. Граничные условия для геомеханической модели задавались следующим образом: Левая и нижняя грани модели строго закрепляются. На правую грань действует растягивающее

напряжение, на верхнюю грань - напряжение, создаваемое весом вышележащих пород. Методом конечных элементов (МКЭ) были рассчитаны напряжения, возникающие в массиве пород.

В результате проведенного моделирования получены поля вертикальных и горизонтальных напряжений, а также параметр интенсивности напряжений. Физический смысл данного параметра заключается в том, что с его помощью можно выявить участки с наибольшими сдвиговыми деформациями, то есть, области с трещиноватыми и разрыхленными породами, которые должны характеризоваться высокими фильтрационно-емкостными свойствами (проницаемостью и др.) [5]. Профиль интенсивности напряжений представлен на рис. 3.

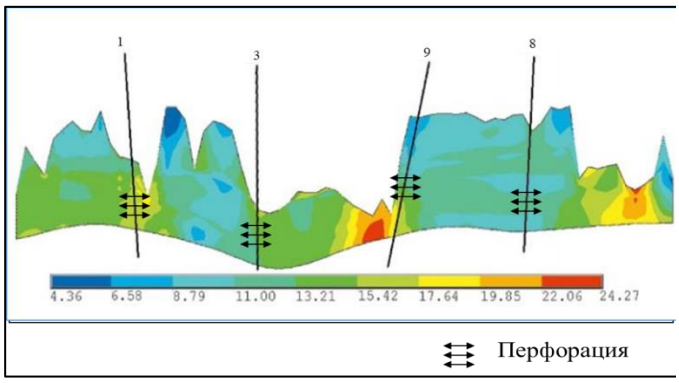


Рис. 3. Профиль интенсивности напряжений

Для того чтобы установить, как интенсивность напряжений влияет на фильтрационно-емкостные свойства пород, авторы сопоставили пористость пород в интервалах перфорации и проанализировали дебиты скважин.

Анализ данных ГИС и дебиты исследуемых скважин (8, 9), показали, что в зонах с максимальными концентрациями напряжений (скв. 9) развивается трещиноватость пород, приводящая к резкому возрастанию продуктивности скважин. Данный фактор можно рассматривать в качестве дополнительного поискового признака при выявлении высокопродуктивных зон и выборе мест заложения новых скважин.

Литература

1. *Кашников Ю.А., Шустов Д.В., Якимов С.Ю.* и др. Разработка геолого-геомеханической модели турней-фаменского объекта Гагаринского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2. С. 50–54.

2. *Кузнецов О.Л., Симкин Э.М.* Преобразование и взаимодействие геофизических полей в литосфере. М.: Недра, 1990. 267 с.

3. *Тимурзиев А.И.* Структурно-деформационные условия продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, осложненных сдвиговыми деформациями // Вестник ЦКР Роснедра. 2010. № 5. С. 47–60.

4. *Тимурзиев А.И.* Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора // Геофизика. 2008. № 3. С. 41–60.

5. *Городнов А.В., Золоева Г.М., Попов С.Н.* Влияние неоднородного напряженно-деформированного состояния пород на формирование вторичной пористости коллекторов // Геофизика. 2018. № 6. С. 29–34.

Влияние дизъюнктивной тектоники на формирование залежей углеводородов в мезо-кайнозойских отложениях Западной Сибири

Жилина И.В.*, Кузнецов Р.О.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsovro@mail.ru

Аннотация. Крупные разломы во многом предопределили распределение залежей углеводородов в мезо-кайнозойском осадочном чехле Западной Сибири и послужили путями миграции вверх по разрезу. Анализ материалов показывает, что формирование тектонических нарушений оказало существенное влияние на перераспределение углеводородов как между нефтегазоносными комплексами, так и по типу флюида. Определено, что по направлению с юга на север увеличивается этаж нефтегазоносности, количество пластов на месторождении и количество газовых месторождений. Оценено, что к крупным дизъюнктивным нарушениям приурочено 22% газовых и газоконденсатных месторождений, а также 25% нефтегазоконденсатных и 5,4% нефтяных месторождений, что свидетельствует о значительном влиянии наличия разломов на нефтегазоносность мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской плиты.
Ключевые слова: дизъюнктивная тектоника, разломы, Западная Сибирь, месторождения нефти и газа, углеводороды, нефтегазоносность.

Несмотря на значительное влияние дизъюнктивов на формирование и распространение залежей углеводородов (УВ), в литературе освещены в основном частные примеры тектонически экранируемых залежей или месторождений, где разломы послужили путем перетока УВ из нижних резервуаров в верхние. В последние десятилетия получен огромный объем геолого–геофизического материала [1, 2], тем не менее в современных работах слабо освещены зависимости влияния этого фактора на нефтегазоносность именно в региональном масштабе, поэтому данное направление весьма актуально.

Целью данной работы является выявление общих региональных закономерностей влияния дизъюнктивной тектоники на формирование месторождений УВ в Западно–Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП). Объектами исследования были выбраны крупные по протяженности (более 50–60 км) разрывные нарушения берриас-аптского, кайнозойского возраста в осадочном чехле ЗС НГП и месторождения УВ.

Для начала рассмотрим системные закономерности формирования месторождений УВ на территории ЗС НГП. Несмотря на относительную «плавность» залегания отложений осадочного чехла в ЗС НГП, история развития южных и северных районов существенно различается. Традиционно в осадочном чехле выделяются не более 10 нефтегазоносных комплексов, связанных с отложениями различного возраста ЗС НГП: доюрский, юрский (нижне-, средне-, верхнеюрский и отдельно баженовский), неокомско-ачимовский, апт-альб-сеноманский, постсеноманский. В зависимости от выполняемых работ, геолого-геофизической информации они могут объединятся, варьироваться в названиях. В южной части ЗС НГП многие структуры с верхнеюрскими и меловыми залежами носят унаследованный характер структур фундамента, тогда как в северных

районах часто встречаются «бескорневые» структуры, не связанные с выступами фундамента [2, 3].

Южные районы ЗС НГП имеют гораздо меньшую мощность осадочного чехла (абсолютные отметки кровли фундамента расположены на глубине 2,5–3 км), большинство месторождений нефтяные (рис. 1), содержат небольшое количество залежей, основные запасы которых сосредоточены в юрских отложениях, где основным региональным флюидоупором и нефтематеринской свитой служат глины баженовской свиты.

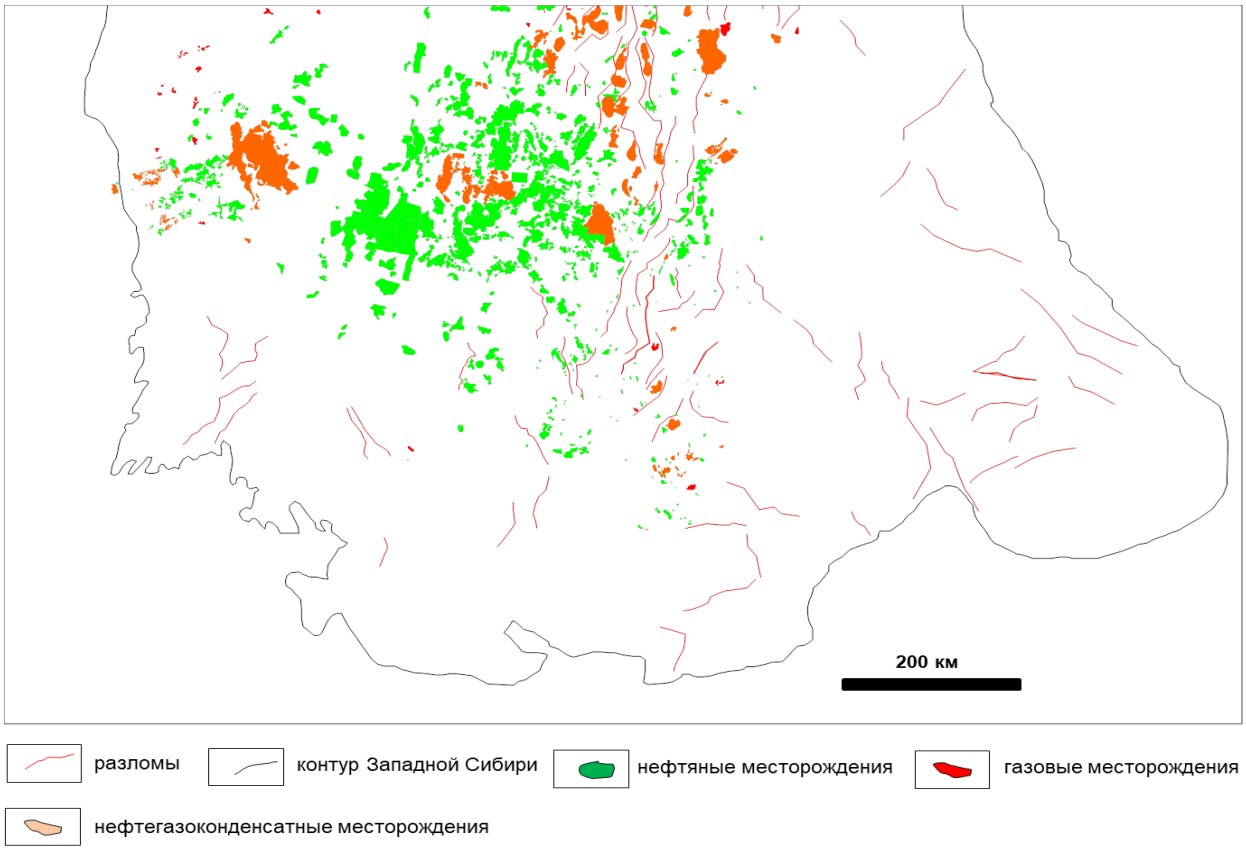


Рис. 1. Расположение месторождений УВС и разрывных нарушений в южной части Западной Сибири

В центральных районах повышается этаж нефтегазоносности и основными продуктивными отложениями являются юрские и неокомские залежи. Количество залежей в разрезе на месторождениях увеличивается. Северная часть ЗС НГП имеет огромную толщину осадочного чехла (абсолютные отметки подошвы осадочного чехла составляют 11–12 км). Основным продуктивным нефтегазоносным комплексом являются отложения апт-альб-сеномана, а региональным флюидоупором – глины кузнецовской свиты, под которыми образовались месторождения УВ. Резко увеличивается количество продуктивных пластов, залежи преимущественно газовые и газоконденсатные.

Приуроченность многих месторождений УВ к зонам больших градиентов перепада мощностей продуктивных свит (разломов) отмечается во многих работах, например [1]. При выделении дизъюнктивных нарушений в осадочном мезозойско-кайнозойском чехле ЗС НГП использовались сейсмические данные (определялось резкое уменьшение энергетического уровня сейсмозаписей, нарушение осей синфазности отражающих горизонтов), структурные карты

основных поверхностей (в работе для анализа использованы структурная карта по подошве осадочного чехла, по кровле баженовского флюидоупора и его аналогов, по глинистым отложениям алымской, кузнецовской свит), карты толщин и карты градиентов структурных поверхностей, информация по региональным геологическим разрезам.

Формирование разрывных нарушений в меловых отложениях ЗС НГП происходило в основном в 2 этапа: берриас-аптский и кайнозойский [2]. Берриас-аптское время характеризуется формированием основных локальных структур, к которым приурочены открытые залежи нефти, а также разрывных нарушений, секущих баженовскую свиту и затухающих в неокоме. К моменту, когда отложения баженовской свиты вошли в главную зону нефтеобразования большинство разломов оказались «залеченными», что послужило формированию тектонически экранированных залежей в южных районах. Однако инверсионные движения способствовали обновлению старых и заложению новых разломов, по которым происходили перетоки УВ в вышезалегающие резервуары.

Наличие нефти и битумов в трещинах и зонах дробления пород, залегающих между продуктивными пластами, в пределах распространения региональных глинистых покрышек; геохимические анализы нефтей разного состава на одной и той же площади в одном резервуаре рядом с разломом; или одного и того же состава в разных комплексах одного месторождения говорит о возможном наличии вторичных залежей месторождений, в том числе на севере провинции (Медвежье, Ванкорское, Северное, Мыльджинское, Соболиное, Северо-Васюганское, Южно-Охтеурское, Восточно-Охтеурское и др.) [3, 4] и подтверждает факт перераспределения УВ. В качестве одного из примеров таких месторождений можно привести Южно-Охтеурское (продуктивные пласты $Ю_1$, $Б_9$, $Б_7$) и Восточно-Охтеурское (продуктивные пласты $Ю_1$, K_1ach ачимовская толща) месторождения.

В поздний мел-кайнозойское (посттуронское) время образовались разломы, секущие весь мезо-кайнозойский чехол. По мнению В.А. Конторовича, исходя из того, что время формирования этих разломов совпадает с временем, когда баженовская свита находилась в главной зоне нефтеобразования, «именно эти разломы служили каналами для миграции УВ из баженовской свиты в вышележащие меловые горизонты» [2].

В качестве примеров таких многопластовых месторождений можно привести Самотлорское, Уренгойское, Южно-Русское, продуктивные пласты которых приурочены практически ко всем нефтегазоносным комплексам вверх по разрезу.

Кроме того, инверсионные тектонические движения локальных структур сопровождаются разрушением залежей и миграцией УВ вверх по разрезу. В процессе инверсии происходит максимальное напряжение пород, что служит возникновению микротрещиноватости и может существенно ослабить изоляционные свойства покрышки. Такие процессы способствуют дегазации залежей УВ и «просачиванию» их вверх по разрезу. Повышенная дезинтеграция пород, образовавшаяся под воздействием инверсионных движений и высокая их проводимость, отмечается в ряде работ С.Р. Бембеля [5]. По мере затухания тектонических движений, образовавшиеся микротрещины в покрышке могут залечиваться и послужить флюидоупором для вторичной залежи УВ.

В работе также был проведен анализ приуроченности месторождений Западной Сибири к крупным разломам. В результате авторами было оценено, что около 22% газовых месторождений

приурочено к крупным разрывным нарушениям преимущественно северо–северо–восточного простирания. Почти 25% нефтегазоконденсатных и 5,4% нефтяных месторождений также связаны с крупными разрывными нарушениям (более 50–60 км). Эти результаты подтверждают тесную взаимосвязь между наличием разломов и формированием залежей углеводородов. Можно предположить, что исследования менее протяженных разломов только подтвердят полученные выводы, пока эта работа только ведется.

Таким образом, можно сделать следующие выводы о региональных закономерностях влияния разломов на нефтегазоносность отложений мезо-кайнозойского осадочного чехла Западной Сибири.

1. Южные районы территории были меньше подвержены активным тектоническим движениям с возникновением разломов в кайнозойское время, поэтому месторождения содержат преимущественно юрские нефтяные залежи.

2. В центральной части плиты месторождения, находящиеся в пределах зоны влияния разломов, затухающих в неокоме, содержат залежи углеводородов в юрских и неокомских отложениях.

3. В северной части территории месторождения, находящиеся в зоне влияния разломов, секущих практически весь осадочный чехол, являются многопластовыми и содержат залежи, приуроченные к разным нефтегазоносным комплексам.

Кроме того, «ожившие» разломы могут служить путями вторичной миграции и перераспределения углеводородов из нижележащей залежи вверх по разрезу, поэтому для восполнения минерально-сырьевой базы ЗС НГП необходимо проанализировать геолого-геофизические материалы с целью выявления залежей в вышележащих горизонтах.

Такой подход позволит уточнить геологическое строение, запасы приразломных месторождений и снизить риски геолого-разведочных работ и добычи углеводородов.

Литература

1. *Горбунов П.А*. Прогнозирование зон нефтегазоносности северных и арктических районов Западной Сибири на основе палеотектонических критериев: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2020. 22 с.

2. *Конторович В.А.* Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 461–474.

3. *Аюнова Д.В.* Сейсмогеологические модели и особенности формирования верхнеюрских, неокомских и сеноманских залежей углеводородов; критерии нефтегазоносности (на примере Игольско-Талового, Медвежьего и Ванкорского месторождений): Автореф. дис. … канд геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2022. 18 с.

4. *Конторович А.Э.* Геология нефти и газа: Избр. тр.: В 3 т. Т. 1. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, 2008. 540 с.

5. *Бембель С.Р.* Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО-Югра, их связь с очагами нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. 2010. № 4. С. 8–12.

О петрофизике, новых фокусах нефтегазовой геологии и рисках геологоразведочных работ на приразломные залежи углеводородов в XXI веке

Хитров А.М.*, Коновалова И.Н., Попова М.Н.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *ahitrov@ipng.ru

С начала 2022 года в связи с обострением санкционной борьбы с коллективным Западом и возможным прекращением экспорта российских углеводородов в ЕС и США ведущие аналитики нефтегазового экспертного сообщества весьма часто высказываются на тему возможного сокращения уровней добычи нефти и газа в России, и, соответственно, как следствие, сокращения геологоразведочных работ на нефть и газ.

Казалось бы, с учетом высокой обеспеченности имеющимися запасами промышленных категорий (по нефти – 60 лет, по газу – около 100 лет) геологоразведка на нефть и газ в стране должна быть или вовсе прекращена, или ее объемы должны стать минимальными.

Однако, если рассмотреть этот сюжет более взвешенно, оказывается, что это совсем не так, если учесть еще несколько важнейших соображений.

В недрах страны имеются учтенные Госбалансом запасы в достаточном количестве, но указанные выше величины обеспеченности – это простая кратность, отношение текущих уровней добычи к валовому объему запасов промышленных категорий, но очень разного качества, как ни банально это звучит.

Ранее мы постарались показать, что в России бессмысленна газовая сланцевая революция, которую пропагандировали и некоторые члены нашего экспертного сообщества на основании очевидных успехов США в этой сфере деятельности – добыче углеводородов из широко распространенных сланцевых формаций [1].

Приведем сравнительную оценку физических свойств нефтеносных сланцевых формаций, коллекторов с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) и наилучших коллекторов из известных природных резервуаров, содержащих высокодебитные залежи. Простые сравнения пористости, проницаемости и коэффициентов извлечения дают простую и очевидную картину.

Пористость сланцев обычно не более 2–6%, иногда до 10%, проницаемость по керну – от нуля до 2мД, коэффициент извлечения либо не приводится вовсе (не определяется), либо не превышает 5%. Надежные карты эффективных нефтенасыщенных толщин по данным сейсморазведки и каротажа построить практически невозможно. Обычно, что естественно, приемлемые дебиты дает только легкая нефть с невысокими вязкостью и плотностью, и обычно при массовом применении гидроразрыва пластов. Эти же соображения обычно справедливы и для ТРИЗ в целом.

Как видим, достоинством сланцевых залежей является лишь то, что сланцы в первом приближении не требуют картирования – площади их распространения хорошо известны – это огромные, порядка сотен тысяч и миллионов квадратных километров площади (доманик, бажен, хадум, куонам). Но плотности извлекаемых запасов в них на квадратный километр меньше, чем в высокоемких коллекторах на 1–2 порядка. К тому же, нефтеносные сланцы всегда распространены на территориях, где в разрезах выше и ниже есть отличные природные резервуары [1–3].

Для так называемых трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) это положение также справедливо, хотя справедливо, конечно, в меньшей степени, и не всегда – есть примеры добычи больших объемов нефти даже шахтным способом (Ярегское месторождение высоковязкой нефти). Но в таких случаях, как с Ярегой, обычно коллекторские свойства пород, содержащих залежи, имеют очень высокие значения. К тому же и глубины залегания – менее 1000 м.

Но в большинстве случаев реальная добыча в больших объемах всегда велась и ведется из залежей с хорошими или хотя бы приемлемыми с точки зрения рентабельности, которая зависит в первую очередь от дебитов работающих скважин, которые обеспечиваются за счет высоких коллекторских свойств нефтегазосодержащих пород и качества нефти, как правило легкой с низкой вязкостью.

Хорошо известен факт, который почему-то не привлекает широкого внимания общественности – потребление разнообразных видов энергии на протяжении истории человечества всегда только росло, и никогда еще человечество не отказывалось от использования каких-либо якобы устаревающих видов энергоносителей (даже от дров, хвороста, опилок, изяков и тому подобного). Увеличивалась лишь доля использования появляющихся новых энергоносителей (движущиеся вода и ветер, затем ископаемые уголь, нефть, газ, потом уран, а также и солнце, и тепло недр). Но никогда еще не происходило полное или хотя бы значительное замещение одного вида используемой энергии на другой, все виды энергоносителей всегда используются человечеством одновременно в зависимости от возможностей места генерации и, конечно, с учетом ограничений по транспортировке энергоносителей и требований охраны окружающей среды [4]. Любопытно, что компания «Татнефть» на своих бензоколонках для приготовления пищи в кафе для водителей, заправляющихся на ее колонках, использует пелеты (переработанные дрова), и считает это хорошим вкладом в сокращение выбросов двуокиси углерода.

Таким образом, несмотря на всякого рода кризисы, войны, декарбонизации и климатические зеленые повестки, энергопотребление будет устойчиво расти за счет ископаемых и любых других видов энергоносителей вместе с ростом населения планеты. И этот рост никак не может быть обеспечен исключительно за счет тотального перехода на зеленую энергетику. Здесь уместно привести пример «диалектических» действий США, которые с одной стороны продвигают зеленую повестку, и вроде бы интенсивно борются с парниковыми выбросами во всем мире, а с другой – у себя совершили сланцевую революцию, стали одним из мировых лидеров в добыче углеводородов и энергопотреблении, и обеспечивают тем самым устойчивый рост выбросов парниковых газов, а также загрязнение поверхностных вод и недр [5].

В нашей же истории есть примеры, к которым следовало бы обратиться в сегодняшней непростой ситуации. Е.А. Козловский, работавший долгое время министром геологии СССР, в 2005 году опубликовал книгу «Геология. Уроки Великой войны». В ней показано, что во время Великой Отечественной войны, даже в условиях всеобщей мобилизации, в стране не прекращалась геологоразведка на важнейшие виды полезных ископаемых, в частности были развернуты крупномасштабные и успешные работы на нефть в Поволжье и Приуралье («Второе Баку»). Тогда были открыты месторождения именно с высокоэффективными запасами. Результатами этих работ мы пользуемся до сих пор, не особенно задумываясь, на основании каких идей это было совершено, и каких усилий это стоило в свое время.

Как известно, на государственном балансе запасов нефти в России находится более 30 млрд т запасов промышленных категорий, из них более 90% на лицензионных участках пользователей недр. Отметим, что легкой нефти из них около половины [6]. Запасы газа промышленных категорий учтены Госбалансом в количестве более 70 трлн м^3, из них более 90 % находятся также, как и нефть, в распределенном фонде недр.

Приоритетами сегодня являются пересчеты запасов за счет изменения коэффициентов извлечения и других подсчетных параметров в сторону увеличения, а такие возможности очень часто действительно есть.

Поэтому перевод части имеющихся в стране начальных суммарных ресурсов нефти именно в высокоэффективные запасы промышленных категорий и должен стать задачей государственных органов управления фондом недр и экономического развития.

Разумеется, потребуется совершенствование системы лицензирования недр для скорейшего опережающего ввода в разработку новых выскодебитных залежей. Сегодня действующая система лицензирования недр такую задачу не решает – она просто не ставилась.

В последнее десятилетие до 50% аукционов на право пользования недрами не состоялось из-за отсутствия претендентов, а многие перспективные направления работ по воспроизводству сырьевой базы углеводородного сырья даже не рассматриваются, соответственно и не попадают в программы лицензирования недр.

Среди причин отметим, что в сознании экспертного сообщества в целом превалируют идеи освоения шельфов, сланцевых залежей, новых регионов и даже зарубежных лицензионных участков с сомнительными экономическими перспективами. Представляется, что от этих глобалистских идей настало время отказаться в пользу поисков высокоэффективных запасов в районах с развитой инфраструктурой, где и будут обнаружены высокорентабельные запасы казалось бы, в хорошо изученных добывающих районах. Эти запасы будут найдены в природных резервуарах, связанных с рифовыми объектами и высокопроницаемыми песчаниками, благодаря появившимся новым возможностям современной сейсморазведки.

Терригенные и карбонатные (в первую очередь рифовые) формации без всякого сомнения содержат лучшие запасы нефти в недрах добывающих районов Западной Сибири, Волго-Урала, Прикаспия и Тимано-Печоры. Начальные суммарные ресурсы нефти согласно последним официальным оценкам ВНИГНИ здесь весьма велики и составляют в целом величины порядка десятков миллиардов тонн извлекаемых ресурсов нефти, а в разрезах этих провинций имеются высокопроницаемые высокоемкие природные резервуары и хорошие флюидоупоры.

Заметим, что современная сейсморазведка при применяемых длинах волн порядка десятков метров может картировать рифовые постройки и песчаные бары и другие антиклинальные формы с соизмеримыми с длиной волны высотами антиклиналей только по целевым отражающим горизонтам, но не по кровлям коллекторов и подошвам флюидоупоров. Здесь кроется важный резерв возможностей наращивания высокоэффективных запасов за счет картирования малоамплитудных антиклиналей комплексом современной сейсморазведки и геофизических исследований скважин, которые в старых районах имеются практически в любой зоне нефтегазонакопления, и могут быть использованы как параметрические для привязки данных сейсморазведки к новым целевым горизонтам.

Заметим также в этой связи, что приразломные (часто именуемые тектонически экранированными) залежи нефти сегодня смотрятся весьма привлекательно. Разломы земной коры выделяются современной сейсморазведкой достаточно уверенно. В сочетании с данными об имеющихся вблизи разломов флюидоупорах и зонах трещиноватости коллекторов это позволяет резко снизить риски подготовки таких объектов к поисковому бурению.

Все эти объекты стало возможно картировать и готовить к бурению в последние два десятка лет, а стало быть, почти все они, не были ранее обнаружены в старых добывающих районах.

Таким образом, современная нефтегазовая геологоразведка должна быть, и естественным образом будет фокусироваться на поисках высокорентабельных запасов, и значительную часть этих запасов удастся обнаружить в приразломных залежах, если методика поисков таких залежей будет усовершенствована на основе теории оценок рисков геологоразведочных работ, что в свою очередь потребует дальнейшего совершенствования методов прогноза флюидоупоров, свойств коллекторов и качества нефтей в картируемых природных резервуарах.

Представляется, что описанные выше процессы приведут к качественному улучшению состояния сырьевой базы нефтяной промышленности. Однако для этого нужно отказаться почти от всех направлений поисков нефти в новых провинциях, на больших глубинах, в сланцах, в формациях с ТРИЗ, и тому подобных заблуждений в пользу поисков высокорентабельных запасов там, где их можно добывать в обозримой ближайшей перспективе [7, 8].

Для этого нужно стимулировать крупные компании и вообще владельцев лицензий на право пользования недрами к поискам, оценке и добыче из новых высокодебитных месторождений и залежей (в том числе приразломных) в районах с развитой инфраструктурой, а не льготировать разработку трудноизвлекаемых запасов и сланцевых залежей.

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. *Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М.* О перспективах газовой сланцевой революции в России // Недропользование XXI век. 2019. № 4(80). С. 144–148.

2. *Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н.* Петрофизика и парадигмы нефтегазовой геологии // Георесурсы. 2020. Т. 22, № S. С. 10–14. https://doi.org/10.18599/10.18599/grs.2020.SI.10-14

3. *Хитров А.М., Попова М.Н., Данилова Е.М., Коновалова И.Н.* Зеленая волна и будущая структура сырьевой базы нефтегазового комплекса России // Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2021. С. 133–136.

4. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / Под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. М.: Институт энергетических исследований РАН, Московская школа управления СКОЛКОВО, 2019. 210 с. https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf (Дата обращения 06.05.2022).

5. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Цифровые технологические полигоны и сланцевая революция // Недропользование XXI век. 2022. № 1(93). С. 26–35.

6. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2020 году: Государственный доклад / Министерство природных ресурсов и экологии РФ, Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра). М.: Всероссийский научно-исследовательский институт минерального сырья им. Н.М. Федоровского, 2021. 570 с. https://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/7992.pdf (Дата обращения 06.05.2022).

7. *Воропаева Е.* Глава Минприроды заявил о вечных запасах полезных ископаемых в России // РБК. 2022. 3 января. https://www.rbc.ru/economics/03/01/2022/61d246289a7947f84247e910 (Дата обращения 06.05.2022).

8. *Подобедова Л.* Глава Минприроды рассказал, когда в России закончатся нефть и газ // РБК. 2021. 11 мая. https://www.rbc.ru/business/11/05/2021/609971fe9a7947e065f63cd4 (Дата обращения 06.05.2022).

СЕКЦИЯ:
Цифровая модернизация нефтегазового комплекса

Реализация мер государственного регулирования для цифрового развития топливно-энергетического комплекса

Еремин Н.А., Столяров В.Е.*, Сафарова Е.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *bes60@rambler.ru

Аннотация. Государственное регулирование и развитие топливно-энергетического комплекса обеспечивают возможность повысить конкурентоспособность нефтегазового сектора экономики; нивелировать влияние санкций зарубежных стран на стабильное функционирование нефтегазовой отрасли; обеспечить внедрение и системную интеграцию перспективных фундаментальных научных разработок во все отрасли, связанные с добычей, хранением, транспортом и переработкой углеводородного сырья.
Ключевые слова: государство, добыча, закон, предиктивная аналитика, регулирование, технология, цифровизация, месторождение, интеллектуальная технология, энергетика, экономика.

В настоящее время цифровая трансформация рассматривается как обязательная составляющая современных нефтегазовых технологий, способных обеспечить преобразование национального топливно-энергетического сектора из сырьевой направленности в передовую отрасль отечественных цифровых технологий ресурсно-инновационной направленности, способной обеспечить устойчивое развитие национальной экономики. Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) является основой современной мировой и национальной экономики и определяет не только экономику и технический потенциал, но часто и политику государства. Это предполагает формирование национальной экономики нового типа и укрепления позиций в мировой энергетике, согласно принятым положениям Доктрины энергетической безопасности для Российской Федерации и Энергетической стратегии развития страны на период до 2035 года [1].

Принятые в отношении России санкции и ограничения убедительно показали, что целями цифровой модернизации отрасли является технологическая и энергетическая независимость для укрепления национального суверенитета и безопасности страны: улучшение технологий и эффективности добычи на основе цифровых технологий; организация безаварийной эксплуатации и переход на интеллектуальные технологии извлечения сырья и ресурсов; конкурентоспособность и рост производительности труда; рост показателей нефтегазодобычи и разведанных запасов, а также организация новых рабочих мест с цифровыми компетенциями. Основные цели цифровой модернизации приведены на рис. 1.

Рис. 1. Цели цифровой модернизации

Основным фактором энергетической безопасности страны является создание единого нефтегазового комплекса с широкой интеграцией различных отраслей экономики и компаний разной формы собственности, которые обеспечивают синхронизацию мощностей в области добычи, транспорта, хранения и переработки продукции нефти и природного газа с возможностью достаточно длительного технологически независимого функционирования в условиях санкций. Потребности в углеводородном сырье и топливе для мировой и российской промышленности, объем и динамика добычи, а также соответствующая ценовая политика позволяют планировать национальные мероприятия по техническому регулированию и развитию добычных и перерабатывающих производств в перспективе не менее 2050 года.

Главная роль при проведении инновационного регулирования принадлежит федеральному законодательству и с учетом этого принято Распоряжение Правительства РФ от 28 декабря 2021 г. № 3924-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса». В ходе цифровой трансформации до 2030 года должен быть реализован ряд технологий, включая большие данные, нейротехнологии и искусственный интеллект, компоненты робототехники и сенсорики, технологии беспроводной связи, а также обеспечен рост производительности труда, снижение аварийности и обеспечен рост инвестиций в создание отечественных решений за счет правового государственного регулирования и льгот [2].

Реализация этих решений обеспечит:

– получение качественной информации о работе технологического оборудования в реальном масштабе времени с целью сокращения сроков и повышения качества управляющих решений;

– диагностирование на базе полученной информации и адресного назначения операций по управлению режимами работы оборудованием, методами и способами эксплуатации, обслуживания и капитального ремонта;

– увеличение степени извлечения углеводородного сырья, обеспечение надежности транспорта путем оптимального управления, организацию предиктивного и рискового управления, «умного» предприятия.

К базисным основам инновационной деятельности в топливно-энергетический комплекс следует отнести следующие положения:

– Отсутствие стратегии длительного развития в горизонте от 5-ти лет и выше несет угрозу развития нефтегазового бизнеса и предприятий с учетом внешних изменений и внутренней конъектуры; возможности за счет современных технологий снизить эксплуатационные расходы и участие персонала в производственных процессах;

– Владение огромными промышленными активами (ресурсами) не является более преимуществом развития нефтегазовых предприятий. Основой развития бизнеса становится эффективность использования и вовлечения в производство активов и их быстрый оборот;

– Все сложнее заниматься эффективным стратегическим планированием в условиях ускоряющихся изменений рынка и приоритетов, принятия политических критериев и санкций.

Роль государственного регулирования сводится к формализации нормативно-правового разграничения и стимулирования взаимодействия общества и граждан на уровне рынков и отраслей экономики; платформ и технологий, их среды развития и должно:

– Создать национальные новые бизнес-процессы, гарантировать устойчивость развития и безопасность инфраструктуры с развитием различных форм собственности;

– Создать привлекательные правила бизнеса, которые обеспечивают внедрение интеллектуальных ресурсов и ориентиры индустрии путем прогнозирования развития отраслей;

– Обеспечить должный уровень образования населения, включая цифровую грамотность;

– Связать цифровую экономику с банковской, почтовой, медийной, промышленной, индустриальной сферой, что обеспечит интеграцию в экономику и формирование бюджета;

– Увязать международную цифровую индустрию с национальной инфраструктурой разработки национальных продуктов, в целях обеспечения импорт независимости.

Приоритеты развития цифровой трансформации национальной экономики в условиях санкций приведены на рис. 2.

Рис. 2. Приоритеты нормативно-правового регулирования

С учетом внедрения национальной программы «Цифровая экономика Российской Федерации» на объектах ТЭК предусматривается развитие и применение технологий:

– нейротехнологий и искусственного интеллекта, технологий беспроводной связи и новых производственных технологий, методов управления производством, адаптированных к скважинам и промыслам, технологий управления активами по фактическому состоянию;

– технологий больших данных, для прогнозного анализа ситуации и принятия упреждающих воздействий; снижения технологических и экологических рисков, организации геолого-технологического мониторинга месторождений; планирования и организации эксплуатации;

– промышленного интернета с целью снижения человеческого фактора, издержек в сложных климатических условиях и неразвитой инфраструктуры территорий добычи нефти и газа;

– технологий распределенного реестра (блокчейн), за счет децентрализации расчетов и процедур; обеспечение безопасности и защищенности информационных потоков; распределенных процедур эксплуатации; создания удаленных специализированных центров компетентности;

– обеспечение и применение виртуальной и дополненной реальности в работе мобильных рабочих, роботизированных комплексов в процессах добычи и транспортировки продукции.

В связи с необходимостью устранения диспропорций развития разработан и принят ГОСТ Р 57194.1-2016 «Трансфер технологий. Общие положения», принята утвержденная Правительством «Программа фундаментальных научных исследований в РФ на долгосрочный период (2021–2030 годы)», государственная программа «Научно-технологическое развитие Российской Федерации». Объектами трансформации при этом является информация, технологии, персонал и организационные структуры. Основной движущей силой перемен в ТЭК являются цифровые нефтегазовые технологии [3]. Наиболее актуальными и перспективными направлениями развития нефтегазовой отрасли до 2030 г. с учетом развития принятых национальных программ являются направления, обеспечивающие решения по:

– созданию цифровой нефтегазовой промышленности для внедрения интеллектуальных технологий, связанных с эксплуатацией нефтегазовых месторождений, находящихся на заключительной стадии эксплуатации, возможностью безлюдного освоения углеводородных ресурсов в условиях шельфа при отсутствии развитой инфраструктуры;

– импортозамещению и технологической независимости для подводных (подледных) заводов и добычных комплексов для освоения Арктических ресурсов углеводородов;

– государственной поддержки и развитию научно-технических работ, технологий и промышленного производства специальных сенсорных сетей, оптических волокон на базе имеющихся заделов в институтах РАН, предназначенных для обеспечения энергетической, информационно-коммуникационной безопасности и мониторинга нефтегазовых месторождений;

– распространению опыта строительства и эксплуатации цифровых месторождений для снижения капиталоемкости, ресурсоемкости и энергоэффективности при освоении новых и эксплуатации старых месторождений на море и на суше и способствующих значительному приросту запасов нефти и газа за счет снижения эксплуатационных затрат;

– созданию моделей процессов, постоянно действующего «зеленого» мониторинга использования недр, защиты окружающей среды с учетом ограничений при добыче;

– переобучению кадров, развитию компетенций персонала новым цифровым специальностям, связанным с удаленным мониторингом производственных процессов и технологий.

Российская наука способна сделать непрерывным процесс формирования научно-технического задела и создания прорывных инструментальных, технических и технологических инноваций по всей производственной цепочке нефтегазового комплекса, включающей прогноз, поиск, разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, транспорт, хранение и переработку нефти и газа. Национальная программа трансформации ТЭК нацелена на увеличение извлекаемых запасов углеводородов не менее чем на 10%; на уменьшение времени простоев скважин до 50% от начального уровня и сокращение операционных затрат не менее чем на 10–25%.

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. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е.* Регулирование и стандартизация для применения цифровых технологий в нефтегазовом комплексе // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2022. № 2(583). С. 6–16. https://doi.org/10.33285/2782-604X-2022-2(583)-6-16

2. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н. А., Столяров В.Е.* Актуальные вопросы и индикаторы цифровой трансформации на заключительной стадии нефтегазодобычи промыслов // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 1–13. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200543

3. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е.* Формирование модели национальной экономики в процессе цифровой трансформации нефтегазодобычи // ГеоЕвразия-2022. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес: Труды V Международной геолого-геофизической конференции. Т. I. Тверь: ПолиПРЕСС, 2022. С. 26–29.

О функционировании системы энергетического менеджмента в ООО «Газпром добыча Ямбург»

Барановский А.А.*, Яхонтов Д.А., Кадыров Т.Ф., Бакиев Р.И.
ООО «Газпром добыча Ямбург», РФ, 629306,
ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, д. 9
E-mail: *A.Baranovskii@yamburg.gazprom.ru

Одним из ключевых аспектов добычи нефти, природного газа и газового конденсата является снижение издержек, в том числе снижение уровня потребления топливно-энергетических ресурсов при добыче полезных ископаемых с целью повышения эффективности процесса производственной деятельности. Именно на это направлена Система энергетического менеджмента, внедренная и функционирующая в ООО «Газпром добыча Ямбург» (далее – Общество).

Общество ежегодно совершенствует свою деятельность в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, руководствуясь Политикой ПАО «Газпром», а также международным стандартом ISO 50001:2018 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению» [1].

В рамках системы энергетического менеджмента на основе концепции организационного цикла управления «PLAN-DO-CHECK-ACT», в Общество внедрены следующие инструменты:

– ежегодный энергетический анализ с детализацией до групп оборудования производственных подразделений;

– ежегодная актуализация и планирование мероприятий энергосбережения с постановкой целей и задач;

– ежемесячный мониторинг показателей;

– ежегодный анализ функционирования Системы энергетического менеджмента в Обществе.

По итогам энергоанализа определяются области значительного использования энергии и распределения потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по процессам, задействованным в Обществе. Так на 2021 год основным источником потребления стали расход на компримирование (66,1% от общего потребления), также значительным источником потребления стало оборудование, используемое в выработке электроэнергии (9,4%), в сжигании промышленных стоков (3,8%), в подогреве продуктов, а именно в регенерации диэтиленгликоля и метанола (огневые регенераторы, печи подогрева воды и газа) и подогреве газа на собственные технологические нужды (2,4%), в выработке тепловой энергии (0,9%). Потребление электроэнергии (5,1%) и тепловой энергии (4,3%).

Кроме того, по результатам энергетического анализа и внутренних аудитов сформирован перечень технологических и организационных мероприятий, направленных на снижение потребления энергетических ресурсов, исходя из перспективного опыта применения таких мероприятий в дочерних обществах ПАО «Газпром», передового опыта, а также посредством таких инструментов как НИОКР, рационализация и изобретательство.

Ниже приведена краткая информация об уровне снижения потребления топливно-энергетических ресурсов за предыдущие отчетные периоды (табл. 1), а также планы по внедрению перспективных технологий.

Реализованные мероприятия:

По природному газу:

– Применение технологии концентрических лифтовых колонн на 5 скважинах – экономия 400 тыс. м^3;

– Сокращение потерь природного газа при продувке ствола скважины от жидкостных и гидратных пробок за счет уменьшения диаметра насосно-компрессорных труб на 6 скважинах – экономия 243 тыс. м^3;

По электрической энергии:

– Доработка алгоритма системы маслообеспечения ГТДПС-90 ГП-2 на ГП-3С Заполярного НГКМ – экономия 166,7 тыс. кВт×час;

– Автоматизация управления обогревом помещения компрессорной в ЦРДиМ УКПГ-3 Ямбургского НГКМ – экономия 96,0 тыс. кВт×час;

– Оптимизация работы системы освещения УОГ ГП-7 Ямбургского НГКМ – экономия 64,6 тыс. кВт×час;

– Изменение режима работы сепараторов с промывочной секцией С-1 УОГ в зимний период Ямбургского НГКМ – экономия 104,5 тыс. кВт×час;

– Оптимизация работы воздушно-тепловых завес мойки грузовых автомобилей основной базы филиала УТТиСТ в пос. Ямбург – экономия 26,9 тыс. кВт×час;

По тепловой энергии:

– Гидравлическая промывка тепловых сетей на производственных базах филиала УТТиСТ – экономия 437,1 Гкал;

– Оптимизация (разделение) зон здания «Мойка грузовых автомобилей» основной базы филиала УТТиСТ в пос. Ямбург – экономия 93,8 Гкал.

Таблица 1

Фактическая экономия топливно-энергетических мероприятий

ФОРМУЛИРОВКА ЦЕЛИ	ед. изм.	ПЭР			
		2018	2019	2020	2021
Удельный расход ТЭР (ГСН+ЭЭ) на ед. ТГ	кг у.т./тыс. м^3	10,12	11,42	13,23	13,39
Оснащение светодиодами	%	37,0	50,3	56,2	77,7
Экономия природного газа	тыс. м^3	146 867	135 078	133 261	130 319
Экономия электроэнергии	тыс. кВт×ч	2 803	3 561	4 080	3 931
Экономия тепловой энергии	Гкал	1 899	6 669	5 573	6 068
Экономия ТЭР	т у.т.	168 666	158 126	156 039	152 657

Краткие сведения о перспективных мероприятиях, направленных на экономию ТЭР:

– Применение модульных компрессорных установок на кустах газовых скважин на завершающей стадии разработки;

– Применение системы утилизации утечек 1-й ступени сухих газодинамических уплотнений газоперекачивающих агрегатов;

– Применение поверхностно-активных веществ для очистки призабойной зоны пласта.

Литература

1. ISO 50001:2018. Energy management systems – Requirements with guidance for use. https://www.iso.org/ru/standard/69426.html

Научные основы мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса

Ляпичев Д.М.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: Lyapichev.D@gubkin.ru

Аннотация. В работе обосновывается необходимость применения технологии непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов для обеспечения надежной и эффективной эксплуатации объектов нефтегазового комплекса. На примере газотранспортных систем раскрываются теоретические положения и практические решения по построению систем мониторинга.
Ключевые слова: неравномерность газопотребления, мониторинг технического состояния, промышленная безопасность, техническая диагностика, газотранспортные системы.

Неравномерность потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) – объективный фактор, во многом определяющий требования к обеспечению надежности и эффективности производственных объектов нефтегазового комплекса. С развитием мирового газового рынка и ростом объемов спотовых продаж газа [1] проблемы обеспечения безопасной эксплуатации объектов и минимизации затрат на их эксплуатацию при значительных амплитудах колебаний поставок газа по газотранспортным системам приобретает особую актуальность.

Другим фактором, определяющим современную специфику условий работы систем магистральных газопроводов, является смещение регионов добычи и изменение направлений сбыта энергоресурсов РФ. В частности, наблюдаемое расширение сотрудничества с потребителями Азиатско-Тихоокеанского региона с одновременным снижением доли поставок ТЭР в Европу обуславливают необходимость максимально возможного использования существующих трубопроводных систем для сокращения объемов строительства новых.

Очевидно, что указанные факторы при проектировании существующих систем магистральных трубопроводов не могли быть учтены в полном объеме, что обуславливает необходимость оптимизации их работы в текущих условиях. Следует отметить, что нормы проектирования магистральных трубопроводов предусматривают возможность изменения условий работы газопроводов, тем не менее для длительно эксплуатируемых систем такая возможность определяется не только параметрами проектов, но и их текущим техническим состоянием.

Таким образом, оптимизация режимов работы систем газоснабжения в текущих макроэкономических условиях неразрывно связана с задачей оценки технического состояния эксплуатируемых газопроводов и мониторинга его изменения в процессе эксплуатации при значительной неравномерности поставок газа.

Современный уровень технической диагностики позволяет решить эту задачу с требуемой точностью путем разработки и широкомасштабного внедрения систем непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса [2].

Вместе с тем научно обоснованная методология построения таких систем на сегодняшний день окончательно не сформирована, и ее разработка и научное обоснование является научной проблемой, решение которой имеет важное социально-экономическое и хозяйственное значение.

В рамках работы представлены отдельные положения решения данной проблемы, полученные в результате выполнения комплекса научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

В работе научно обосновывается необходимость применения систем мониторинга выходных показателей технологического оборудования для определения оптимальных режимно-технологических параметров работы длительно эксплуатируемых систем.

Доказывается необходимость мониторинга напряженно-деформированного состояния металла труб и параметров его взаимодействия с окружающей средой для обеспечения целостности существующих газотранспортных систем.

Представляется разработанный метод определения объектов эксплуатируемых газотранспортных систем, на которых необходима и/или целесообразна установка систем непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов, базирующийся на риск-ориентированном подходе к обеспечению их промышленной безопасности, а также на оценке их значимости для выполнения контрактных обязательств по поставкам газа с учетом морфологии газотранспортных систем.

Показывается, что внедрение технологий непрерывного автоматизированного мониторинга является необходимым элементом построения системы эффективного управления активами предприятий нефтегазовой отрасли, обосновываются технико-экономические факторы эффективности применения таких систем при различных стратегиях технического обслуживания и ремонта.

Представляются научно обоснованные принципы построения систем непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния, а также реализованные в соответствии с ними технические решения, внедренные на объектах Единой системы газоснабжения РФ [3].

Обосновываются подходы к оценке диагностической информации, сформированные на основании анализа опыта эксплуатации внедренных систем мониторинга.

Литература

1. *Мартынов В.Г., Бессель В.В., Кучеров В.Г.* и др. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. 173 с.

2. *Будузляк Б.В., Лопатин А.С., Ляпичев Д.М.* Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 11(556). С. 21–26. https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-11(556)-21-26

3. *Адмакин М.М., Полетаев М.Г., Романов С.В*. и др. Опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга технического состояния компрессорной станции // Вести газовой науки. 2020. № 2(44). С. 15–21.

Состояние минерально-сырьевой базы ведущих нефтегазовых компаний, инновационные технологии Upstream

Гусев Н.И.*, **Ткач В.С.****, **Петличенко А.В.*****
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский,
п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: *N_Gusev@vniigaz.gazprom.ru, **V_Tkach@vniigaz.gazprom.ru,
***A_Petlichenko@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В данной работе собрана и обобщена информация по крупнейшим зарубежным и отечественным нефтегазовым компаниям за 2019–2021 гг. Сопоставлены анализируемые компании по добыче, запасам газа и жидких углеводородов, финансовым показателям, изменению запасов газа и жидких углеводородов по регионам, затратам на геологоразведочные работы, объемам геологоразведочных работ. Представлен опыт организации инновационной деятельности рассматриваемых компаний с выделением затрат на исследования и разработки и проанализированы тенденции инновационной деятельности, выделены ключевые направления развития и тренды.
Ключевые слова: минерально-сырьевая база, добыча, запасы, нефть, газ, конденсат, геологоразведка, инновации, технологии.

Целью проведения данной работы является выявление закономерности и связи между результатами деятельности крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний в 2019–2021 гг. и их инновационной деятельностью.

В 2020 г. итоги деятельности ведущих нефтегазовых компаний показали резкое снижение показателей на фоне снижения спроса, вызванного пандемией новой коронавирусной инфекции. Вызванное всемирным локдауном снижение спроса на углеводороды (УВ) и значительное снижение стоимости углеводородного сырья (УВС) привело к уменьшению объемов добычи, падению прибыли компаний, сокращению расходов.

Для сокращения расходов компании предприняли серьезные меры:

– были снижены затраты на геологоразведочные работы (ГРР);

– серьезно сократились объемы поисково-разведочного бурения;

– сроки реализации ряда проектов были сдвинуты;

– некоторые компании провели сокращение персонала.

Часть компаний в 2020–2021 гг. пересмотрели портфель своих активов, концентрируя свои операции в нескольких ключевых регионах.

Резко сократились инвестиции в новые проекты, продолжены, как правило, были только те проекты, прибыль от которых компании намеревались получить в ближайшем будущем. С уверенностью можно сказать, что меры, предпринятые отраслью в качестве ответа на пандемию COVID-19, послужили мощным побудительным стимулом для проведения оценки экономической целесообразности как отдельных проектов, так и целых регионов деятельности, и привели в 2021–2022 гг. к заметному изменению картины деятельности компаний в мировом масштабе.

В 2021 г. на фоне восстановления спроса на УВС и вызванного этим роста стоимости сырья экономические показатели большинства компаний показали уверенный рост. Прибыль по направлению «Добыча» увеличилась, выросла выручка компаний и стоимость добычных активов.

В целом, у большинства компаний эти показатели превысили докризисный уровень, причем тенденция к росту всех показателей сохраняется.

В настоящей работе рассмотрены основные экономические показатели крупнейших нефтегазовых компаний, в число которых вошли ExxonMobil, Shell, Eni, PetroChina, Sinopec Corp. и Chevron Corporation. Подробно рассмотрены: изменение сырьевой базы УВ за 2019–2021 гг., уровни добычи УВ, изменение запасов и их причины, изменение запасов по регионам присутствия и основные экономические показатели.

Деятельность и развитие компаний не могут происходить без научной деятельности. Во всех крупных нефтегазовых компаниях выстроены свои системы научной и инновационной деятельности, анализу которых будет посвящена вторая часть работы. Рассмотрены принципы построения работы с инновациями (структура научных подразделений, изменение научной стратегии компаний, области венчурных инвестиций, стартапы и пр.), затраты компаний на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы и результаты инновационной деятельности, в частности патентная активность.

Применение машинного обучения для оценки характеристик коллекторов с трещинной проницаемостью

Волков Ю.А.[1]*, **Чернов С.В.**[2]**
1 – ООО «ЦСМРнефть», РФ, 420097,
г. Казань, ул. Лейтенанта Шмидта, д. 35а
2 – ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», РФ, 420080,
г. Казань, ул. Тэцевская, д. 27, корп. 1
E-mail: *yua@csmr.ru, **chernoffs@rambler.ru

Аннотация. Рассмотрены преимущества использования машинного обучения для оценки и уточнения характеристик трещиноватости коллекторов, а также других геологических и эксплуатационных характеристик. Приведен пример определения доминирующих направлений трещиноватости коллекторов верейского горизонта Соколкинского месторождения нефти (ПАО «Татнефть»).
Ключевые слова: «нетрадиционные запасы», трещиноватость, искусственная нейронная сеть.

В настоящее время большинство крупнейших месторождений нефти вступило в позднюю стадию разработки, что обусловило значительное снижение эффективности нефтеизвлечения. Поэтому в последние годы все большее внимание уделяется проблемам разработки нетрадиционных запасов углеводородного сырья.

В случае нетрадиционных запасов отсутствует общепринятое геологическое содержание таких основополагающих понятий, как залежь и ее границы, коллектор, его толщина, пористость, проницаемость. Не работают основные законы газогидродинамики: Маскета, Дарси и т. д. Кардинально меняются и методы решения задач поиска и разработки такого рода месторождений, что требует создания новой отрасли знаний, охватывающей самые разные дисциплины в сфере наук о Земле [1].

Одними из основных сквозных технологий, которые входят в рамки Программы «Цифровая экономика Российской Федерации», являются большие данные, машинное обучение и искусственный интеллект [2]. По сравнению с традиционными методами, подход, основанный на применении искусственных нейронных сетей, обладает рядом преимуществ и удовлетворяет более высоким требованиям:

– Создается единая для всех задач вычислительная парадигма;

– Нейронные сети представляют собой обучающиеся модели, что позволяет «доучивать» их при поступлении новых данных или «переучивать» для обработки данных из другого региона;

– Возможно использование малых обучающих выборок, не обеспечивающих получение статистически достоверных результатов классическими методами;

– Можно использовать любое количество независимых и зависимых признаков, число примеров для разных классов (при решении задачи классификации) может быть различным.

Закономерности, выявленные с помощью кибернетического моделирования:

– Полностью объективны, в отличие от экспертных мнений, которые всегда являются субъективными;

– Основаны на данных по эталонным объектам и, таким образом, имеют конкретный практический смысл.

Внедрение кибернетического моделирования обеспечивает:

– Стандартную технологию обработки и интерпретации данных на основе современных математических методов;

– Создание информационных (кибернетических) моделей, которые могут быть преобразованы в традиционные (аналитические) модели.

Результаты кибернетического моделирования имеют следующие преимущества:

– Использование априорной информации по конкретной площади работ на основе регистрации и анализа данных по эталонным объектам;

– Объективность при определении значимости входных параметров и выявлении характера их связи с целевыми параметрами на основе строго формализованных математических методов;

– Представление результатов моделирования в виде оценки вероятности различных исходов и ситуаций.

Использование метрики сходства с ранее исследованными объектами позволяет:

– Непосредственно комплексировать результаты любых геофизических, геохимических и др. исследований, интерпретация которых выполнена на основе аналогичной метрики;

– Ранжировать исследуемые объекты по любым характеристикам на основе сходства с уже изученными эталонными объектами.

Перечисленные преимущества использования алгоритмов искусственного интеллекта позволяют успешно решать следующие задачи:

1. Геология:

– анализ геологической неоднородности пласта по площади и разрезу;

– характеристика анизотропных свойств коллектора;

– определение доминирующего геологического фактора эффективности системы заводнения.

2. Система заводнения:

– изучение фактора техногенной трещиноватости в нагнетательных скважинах;

– определение оптимального давления закачки;

3. Геолого-технические мероприятия (ГТМ):

– факторный анализ эффективности выполняемых ГТМ: геологические, технологические условия, оптимальность дизайна;

– определение областей оптимального применения ГТМ;

4. Выработка запасов:

– определение текущей нефтенасыщенности по промысловым данным;

– построение зональных карт выработки по результатам эксплуатации скважин;

– оценка структуры нефтеотдачи пласта.

Таким образом, искусственные нейронные сети успешно решают следующие основные задачи:

– Выявление зон повышенной концентрации начальных запасов углеводородов;

– Выявление зон повышенной концентрации остаточных запасов углеводородов и слабодренируемых («застойных») зон;

– Выделение неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам зон (локализация «сладких пятен»);

– Выделение зон неоднородного строения коллекторов;

– Оптимизация системы разработки;

– Оптимизация расположения условно-горизонтальной части ствола скважины;

– Подбор и ранжирование скважин-кандидатов на проведение гидроразрыва пласта.

Методику с элементами искусственного интеллекта целесообразно применять для оценки и уточнения характеристик трещиноватости коллекторов, а также других геологических, геофизических и эксплуатационных характеристик на всех площадях, где выполнены сейсморазведочные работы. Так, с целью определения доминирующих направлений трещиноватости верейского горизонта одного из месторождений нефти (ПАО «Татнефть») решены следующие задачи:

– Построение и обучение ансамбля искусственных нейронных сетей для определения доминирующих направлений трещиноватости по комплексу геолого-геофизических и геолого-промысловых данных;

– Построение карт доминирующих направлений трещиноватости по выбранному участку верейского горизонта Соколкинского месторождения и сопоставление с контрольными данными (ориентированный керн, непродольное вертикальное сейсмическое профилирование, сейсмический локатор бокового обзора, трассерные исследования, гидропрослушивание и т. п.);

– Выработка рекомендаций на основе построенных карт по дополнительным исследованиям и по формированию системы разработки (заводнение) с целью повышения эффективности выработки запасов рассматриваемого объекта.

На рис. 1 представлен фрагмент структурной карты участка с результатами апостериорной проверки трассерными исследованиями. Основной объем индикатора забирает на себя добывающая скважина № 2135 (74,8% от извлеченной массы индикатора). В сторону этой скважины происходит прорыв нагнетаемой воды и опережающее заводнение пласта. Как видно из сопоставления результатов трассерных исследований с векторной картой превалирующих направлений трещиноватости, модель верно предсказывает направление наибольшей проницаемости. Результаты нейросетевого моделирования отличаются большой детальностью и равномерностью охарактеризования участка работ, а также наличием численной оценки точности и достоверности рассчитанных параметров.

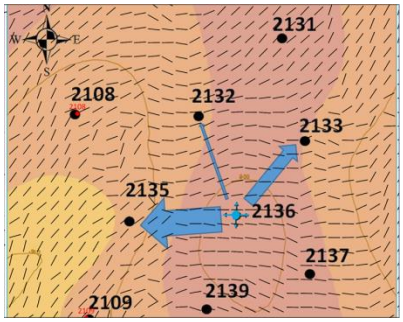


Рис. 1. Апостериорная проверка нейросетевой модели

Литература

1. *Шпуров И.В.* Государственная комиссия по запасам. Задачи, цели, решения // Недропользование XXI век. 2017. № 2. С. 46–49.

2. Цифровая экономика Российской Федерации: Программа. Утверждена решением Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632-р. 87 с. http://static.government.ru/media/files/9gFM4FHj4PsB79I5v7yLVuPgu4bvR7M0.pdf (Дата обращения 02.11.2022).

Совершенствование процесса подбора реагентов промысловой химии с использованием методов машинного обучения

Ширяева А.А.[1]*, Пасечников В.В., Диденко В.Ю.
1 – АО «ВНИИнефть» им. акад. А.П. Крылова, РФ, 127427, г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10
E-mail: *AShiryeva@vniineft.ru

Согласно Указу Президента РФ, в октябре 2019 г. был утвержден федеральный проект Национальной стратегии развития искусственного интеллекта на период до 2030 года. В работе раскрыты перспективы применения искусственного интеллекта, а именно методов машинного обучения в лабораторных исследованиях по оценке эффективности деэмульгаторов за 3 года исследований.

Были поставлены следующие цель и задачи:

Цель – с помощью наработанных данных по деэмульгаторам и методов машинного обучения автоматизировать и снизить объем неэффективных исследований, на выходе определить эффективные химические реагенты для исследуемых нефтесодержащих жидкостей.

Задачи исследования:

1. Провести анализ данных;
2. Выявить закономерности;
3. Провести работу по машинному обучению.

Первым делом следует учитывать методику подбора деэмульгаторов – «BOTTLE TEST». Товарную форму реагента добавляют в исследуемую нефть, отстаивают в водяной бане в течение одного часа, исследуя динамику водоотделения. По окончанию отстоя проводится оценка качества работы реагента в сравнении с холостой пробой по параметрам: остаточное содержание воды, качество отделившейся воды, раздела фаз и нефти.

Для машинного обучения необходимы:

– Данные – результаты испытаний по оценке эффективности деэмульгаторов (плотность, вязкость, массовая доля активного вещества), нефтесодержащих жидкостей (плотность и содержание воды), удельный расход реагента;

– Признаки – результаты прошлых исследований;

– Алгоритм – подбор и применение методов машинного обучения, от которого зависит точность и скорость работы.

Так как математические исследования подбора деэмульгаторов не проводились ранее в области нефтехимии, что является новизной проекта, и объем данных не обширный, в работе применялись стандартные методы машинного обучения. В работе использовались данные лабораторных исследований, собранные вручную, и математическая модель. Математическая модель прорабатывает массив данных – возможные комбинации взаимосвязи физико-химических свойств нефти и реагентов – с целью получения желаемого эффекта.

Благодаря первичным результатам стало возможно уменьшить первичные расходы веществ, уменьшить количество экспериментов, сократить время проведения экспериментов, повысить эффективность рабочего дня и понизить стоимость лабораторных исследований, не теряя в качестве, и повысить маржинальность работы. Для дальнейшей работы необходимо получить как

можно больше данных по деэмульгаторам, а также наработки реальных экспериментов, чтобы увеличить точность работы машинного обучения.

Вторым этапом работы будет анализ данных при помощи метода Ensemble Methods, применение алгоритмов машинного обучения – бэггинга и «случайного леса» (Random Forest), технологии градиентного бустинга (CatBoost), Классическое обучение с учителем – регрессия (Linear Regression). Третий этап – переход на нейронную сеть, подготовка программного обеспечения.

По предварительной оценке, произведя расчет расходов, экономии затрат и срока окупаемости, выявлено, что использование программного обеспечения, работающего на основании методов машинного обучения, потенциально может привести к следующему экономическому эффекту: уменьшение затрат на закупку химии (заранее известна необходимая химия для достижения необходимого результата), сокращение требований к профессиональным знаниям и умениям специалистов; проведение и подбор химии, не отходя от нефтедобычи, непрофильными специалистами (сократит издержки на закупку химии, сокращение неудачных промысловых испытаний); расширение функционала на другие виды промысловой химии, применяемые в нефтедобыче.

Таким образом, машинное обучение обеспечивает:

Культурное развитие: расширяем способности нашего мозга с помощью машинного обучения. Повышается культура производства, уменьшаются ручные операции и появляются автоматизированные процессы.

Технологический эффект: качественный и эффективный подбор деэмульгаторов (снижение неэффективных испытаний, которые составляли 90% от общего объема) обезвоживания нефти. Точность исследования 92–94%.

Экономический эффект: экономия затрат на «пустые» лабораторные исследования. Стоимость анализа данных не зависит от количества реагентов.

Перспективы: Первая лаборатория в нефтехимической промышленности, базирующаяся на машинном обучении. Возможность быстрого подбора реагентов для новых неисследованных объектов. При исследовании данных по нефтедобыче в перспективе можно снизить потребность в лабораторных исследованиях.

Литература

1. *Бослаф С.* Статистика для всех / Пер. с англ. П.А. Волкова, И.М. Флямер, М.В. Леберман, А.А. Галицина. М.: ДМК Пресс, 2017. 586 с.

Алгоритм восстановления порово-сетевых моделей пористых сред с сохранением структуры образца

Сиразов Р.А.[1]*, Самарин А.И.[2], Герке К.М.[1], Хлюпин А.Н.[3]
1 – Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
2 – МГУ имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1
3 – Московский физико-технический институт (НИУ),
РФ, 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., д. 9
E-mail: *sirazov@phystech.edu

Аннотация: Предложен алгоритм генерации порово-сетевых моделей. Показано, что алгоритм позволяет сохранить структуру генерируемого порового пространства. Показано, что использование алгоритма приводит к улучшению совпадения проницаемостей оригинального и сгенерированного образцов по сравнению с классическими алгоритмами.
Ключевые слова: порово-сетевая модель, фильтрация, вычислительная физика

Фильтрационно-емкостные характеристики пористых материалов зависят от большого количества параметров. В качестве основных параметров обычно применяются пористость, связность, распределения размеров пор, каналов. Существует множество способов провести численную оценку фильтрационно-емкостных характеристик пористых материалов. Порово-сетевые модели являются одним из способов проведения подобных оценок. Построение порово-сетевых моделей в основном производится на основе снимков компьютерной томографии пористых образцов. Однако в рамках исследования низкопроницаемых коллекторов необходимо учитывать мелкомасштабную пористость, которая неразрешима одновременно с крупномасштабной при условии сохранения репрезентативности исследуемого образца в связи с резким ростом потребления вычислительных ресурсов. Основной проблемой существующих генераторов порово-сетевых моделей является потеря информации о внутренней структуре образца, вызванная использованием равномерного распределения пор по расчетной области [1].

В настоящей работе предлагается метод восстановления порово-сетевой модели пористого образца, применимый, в том числе, к задачам построения модели образца более крупного размера на основе имеющегося.

Порово-сетевая модель – это представление пористого пространства исследуемого образца в формате графа [2]. Вершины графа (поры) хранят в себе информацию о характерных параметрах пор: размеры, форма и т. д. Ребра графа (каналы) содержат информацию о связи пор, расстоянии между порами, размерах и форме связующих поры каналов. Так как данная модель включает в себя значительно меньшее количество элементов, чем снимок образца, ее вычислительная сложность значительно снижается по сравнению с расчетами на двухмерных и трехмерных изображениях методами прямого численного моделирования фильтрации.

Используемый в рамках работы алгоритм состоит из двух основных частей.

1. Генерация положения центров пор (рис. 1, 2) на основе градиентного спуска для моделей максимальной энтропии [3]:

а. Проводим свертку изображения, содержащего точки, представляющие из себя центры пор (см. рис. 1А), с гауссовым фильтром (см. рис. 1В);

b. Делаем вейвлет-преобразование полученного изображения (см. рис. 1C);

c. Считаем кросс-корреляции вейвлет-преобразования изображения;

d. Считаем функции потерь для оптимизационного процесса;

e. Проводим оптимизацию, повторяя шаги 1a–1d до минимизации дескриптора (см. рис. 2A, 2B).

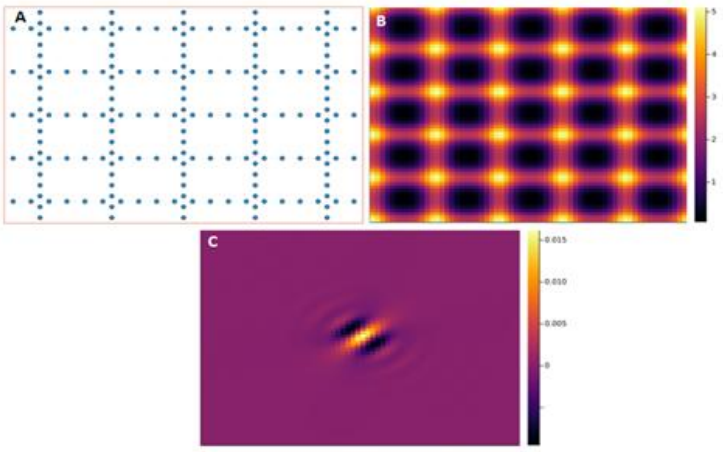


Рис. 1. Расчет кросс-корреляций вейвлет-преобразования изображения:
A – изображение центров пор, представленных в виде точек, B – свертка изображения с гауссовым фильтром,
C – вейвлет-преобразование полученного изображения

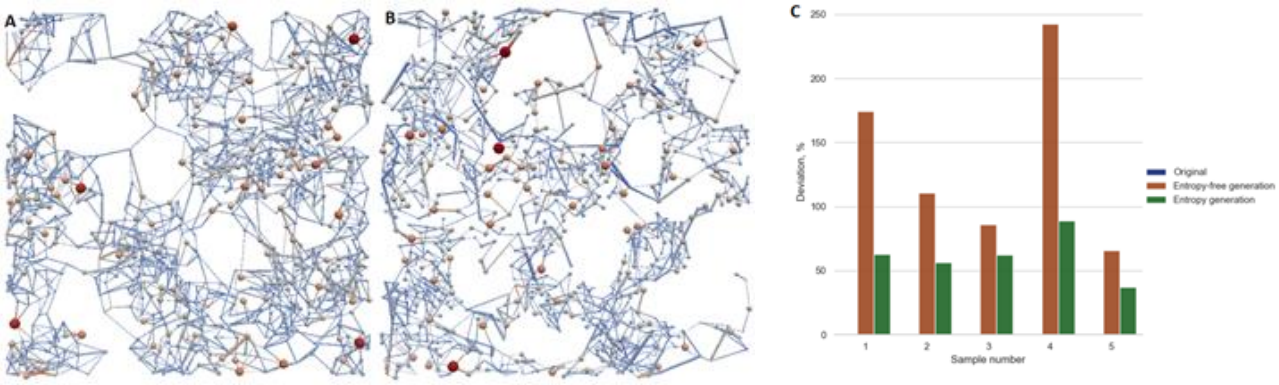


Рис. 2. A – оригинальная порово-сетевая модель, B – реконструированная порово-сетевая модель,
C – сравнение проницаемостей 5 протестированных порово-сетевых моделей

2. Генерации каналов, параметров пор и каналов на основе одномерных и двумерных параметров оригинальной порово-сетевой модели.

В результате работы был разработан метод реконструкции порово-сетевых моделей пористых сред, сохраняющий фильтрационные свойства реконструируемого образца (см. рис. 2C). В отдельных случаях ошибка расчета проницаемости реконструированного образца по сравнению с оригинальным уменьшилась в 2 раза при переходе от классической модели [2, 4, 5], использующей равномерное распределение центров пор по пространству, к новой модели. Метод позволяет проводить реконструкцию образца с увеличением размера генерируемого образца.

Дальнейшее развитие алгоритма предполагает улучшение генерации каналов и параметров пор и каналов для точного воспроизведения фильтрационно-емкостных свойств двухфазных

потоков жидкостей через пористую среду. Также в качестве дальнейшего улучшения модели предполагается переход к расчету трехмерных образцов, который потребует модификации численной модели, что одновременно приведет к увеличению производительности.

Литература

1. *Bi R., Nasrabadi H.* Molecular simulation of the constant composition expansion experiment in shale multi-scale systems // Fluid Phase Equilibria. 2019. Vol. 495. P. 59–68. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2019.04.026

2. *Yu W., Zhang Y., Varavei A.* et al. Compositional simulation of CO_2 huff'n'puff in Eagle Ford tight oil reservoirs with CO_2 molecular diffusion, nanopore confinement, and complex natural fractures // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2019. Vol. 22, No. 2. P. 492–508. https://doi.org/10.2118/190325-PA

3. *Jin B., Bi R., Nasrabadi H.* Molecular simulation of the pore size distribution effect on phase behavior of methane confined in nanopores // Fluid Phase Equilibria. 2017. Vol. 452. P. 94–102. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2017.08.017

4. *Taghavinejad A., Sharifi M., Heidaryan E.* et al. Flow modeling in shale gas reservoirs: A comprehensive review // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 83. P. 103535. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103535

5. *Jiménez-Serratos G., Totton T.S., Jackson G., Müller E.A.* Aggregation behavior of model asphaltenes revealed from large-scale coarse-grained molecular simulations // Journal of Physical Chemistry B. 2019. Vol. 123, No. 10. P. 2380–2396. https://doi.org/10.1021/acs.jpcb.8b12295

Технико-экономическая оценка эффективности доразработки Мусюршорского месторождения

Богаткина Ю.Г.*, Сарданашвили О.Н.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *ubgt@mail.ru, **o.sardan@mail.ru

Аннотация. Целью исследований является оценка технико-экономической эффективности доразработки старых месторождений для обоснования их дальнейшей эксплуатации. На примере Мюсюршорского нефтяного месторождения выполнена оценка технико-экономической эффективности его доразработки на основе экспресс-метода и метода динамического моделирования с учетом применения различных налоговых режимов. На основании результатов исследований установлено, что эффективность освоения этого месторождения находится на грани рентабельности. В работе показано, что действующий в РФ налоговый режим с применением налога на дополнительный доход позволяет согласовать интересы инвестора и государства. Использование налогового маневра позволяет значительно повысить эффективность доразработки месторождения.
Ключевые слова: месторождения углеводородов, технико-экономическая эффективность, рентабельность освоения запасов, чистый дисконтированный доход, налоговый режим, налоговый маневр.

Основной проблемой нефтегазового комплекса РФ является разработка месторождений углеводородов, находящихся на поздней стадии эксплуатации и эффективность освоения которых снижается [1, 2]. Для комплексного решения этой проблемы необходима модернизация и цифровизация таких месторождений. Кроме этого, необходим анализ технико-экономической эффективности их доразработки с учетом применения различных налоговых режимов [3, 4]. В связи с этим был проведен экономический анализ остаточных запасов Мусюшорского нефтяного месторождения, которое разрабатывается ЗАО «Северное Сияние».

По величине разведанных запасов Мусюршорское месторождение относится к группе мелких. К юрско-триасовой части разреза приурочен мощный водоносный комплекс минерализованных вод, за счет которых может быть обеспечено техническое водоснабжение для нужд бурения и поддержания пластового давления.

Мусюршорское месторождение располагается в зоне сплошного развития многолетнемерзлых пород, что налагает жесткие условия на проектируемые работы по освоению и разработке месторождения и требует применения безопасных технологий и осуществления геоэкологического мониторинга в процессе его эксплуатации. Все это определяет положение Мусюршорского нефтяного месторождения как довольно благоприятное для ускоренного освоения. С 2018 года Мусюршорское месторождение находится в стадии доразведки и доразработки.

Для экономической оценки доразработки этого месторождения были применены экспресс-метод и метод динамического моделирования, разработанные в ИПНГ РАН [4].

Для экспресс-метода оценка экономического эффекта основана на определении величины предельно рентабельных запасов [4]. Этот показатель характеризует величину запасов приходящихся на одну добывающую скважину углеводородов, при которой разработка месторождения будет рентабельна (эффективна) [4].

При проведении расчетов были использованы укрупненные нормативы удельных затрат и усредненная цена нефти с учетом налоговых показателей на основе данных ЗАО «Северное Сияние». Исходные данные и результаты расчетов по экспресс-методу с 2018 года представлены в табл.1, 2.

Таблица 1

Исходные данные и результаты расчетов по экспресс-методу

Наименование показателя	Значение показателя
Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной, нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.	70217,00
Норматив капитальных затрат в обустройство с учетом затрат в геологоразведочные работы, тыс. руб./скв.	112237,00
Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы с учетом затрат на геолого-разведку, тыс. руб./скв.	3158
Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы с учетом затрат на геолого-разведку руб./т нефти.	880
Цена реализации нефти без учета налогов, руб./т	28167,00
Цена реализации нефти с учетом налогов, руб./т	21167
Срок разработки месторождения, год	15
Среднее значение извлекаемых запасов нефти, тыс. т/скв.	13,4
Предельно- рентабельные запасы, тыс. т/скв	11,5

Таблица 2

Результаты расчета рентабельности освоения месторождения по динамике действующего фонда скважин на основе экспресс-метода

Срок разработки, год	Действующий фонд добывающих нефтяных скважин, ед.	Добыча нефти, тыс. т/год	Извлекаемые запасы нефти, тыс. т/скв.	Рентабельность разработки месторождения
1	2	13,6	6,80	нерентабельно
2	6	62,89	10,48	нерентабельно
3	8	242,74	30,34	рентабельно
4	9	265,13	29,46	рентабельно
5	12	265,71	22,14	рентабельно
6	12	220,93	18,41	рентабельно
7	12	169,07	14,09	рентабельно
8	12	139,46	11,62	рентабельно
9	12	129,44	10,79	нерентабельно
10	12	115,1	9,59	нерентабельно
11	12	109,58	9,13	нерентабельно
12	12	98,85	8,24	нерентабельно
13	12	88,42	7,37	нерентабельно
14	12	76,69	6,39	нерентабельно
15	12	66,88	5,57	нерентабельно

Анализ результатов расчетов, показал, что эффект от доразработки Мусюршорского месторождения не высок, так как разница между средним значением извлекаемых запасов нефти и предельно-рентабельными запасами составляет всего лишь 1,9 тыс. т/скв. в год. Разработка месторождения будет рентабельной только в течение 6 лет (с 4 по 8 год). Эти результаты свидетельствуют о том, что освоение месторождения находится на грани экономической рентабельности.

Кроме расчетов по экспресс-методу была проведена более полная экономическая оценка технологического варианта по показателям и критериям, рассчитанным на основе динамической

экономической методики, разработанной в ИПНГ РАН. На основании прогноза динамики технологических показателей доразработки Мусюршорского месторождения было рассмотрено четыре варианта с применением различных налоговых механизмов [4–7].

Вариант 1. Был рассчитан чистый дисконтированный доход (ЧДД) недропользователя на основе действующего налогового режима с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Вариант 2. Был рассчитан ЧДД на основе действующего налогового режима с применением налога на дополнительный доход (НДД).

Вариант 3. Был рассчитан ЧДД на основе применения налогового маневра с учетом выработанности месторождения. В варианте был учтен переход от взимания налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) к взиманию НДД, когда выработка запасов превысила 80%.

Вариант 4. Был рассчитан ЧДД также на основе применения налогового маневра. В варианте был учтен переход от взимания НДПИ по налоговой схеме Казахстана к взиманию НДД, когда выработка запасов превысила 80%. Нужно отметить, что НДПИ Казахстана рассчитывается с помощью налоговых шкал в зависимости от уровня добычи углеводородов, на основании которого налог берется определенным процентом от выручки. В данном случае НДПИ составил 6% от выручки. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Технико-экономическая оценка запасов Мусюршорского месторождения применением различных налоговых механизмов

Основные технико-экономические показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
Капитальные вложения, млн руб.	2495	2495	2495	2495
Эксплуатационные расходы без амортизации, млн руб.	26169	3816	19418	5499
В том числе				
Условно-постоянные эксплуатационные расходы, млн руб.	1238	1238	1238	1238
Условно-переменные эксплуатационные расходы, млн руб.	2186	2186	2186	2186
Налоги в составе себестоимости, млн руб.	22745	392	15995	2075
Налоги и отчисления вне себестоимости, млн руб.	11765	11765	11765	20353
Себестоимость, руб./т	10404	2290	7954	2901
Поток денежной наличности, млн руб.	2004	7264	3489	14625
Чистый дисконтированный доход, млн руб.	343	3270	678	7782
Срок окупаемости, год	10	3	10	2
Степень риска	низкая	низкая	низкая	низкая
Внутренняя норма рентабельности, %	15	50	17	50
Индекс доходности, ед.	1,16	5,54	1,76	5,13
Доход государства млн руб.	34510	12157	27760	22428

Было проведено исследование по сопоставлению ЧДД и дохода государства при различных налоговых механизмах. Результаты представлены на рис. 1 и 2.

Анализ результатов расчетов, проведенных для различных налоговых режимов РФ, показал, что оптимальным является вариант 2, при котором инвестор и государство получают высокий доход. Однако в случае налогового маневра и возможности применения налогового режима Казахстана доходы и инвестора и государства будут выше – они увеличатся более, чем в два раза.

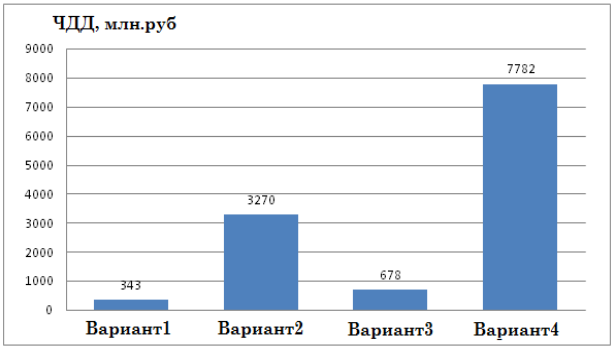


Рис. 1. Чистый дисконтированный доход при различных налоговых механизмах

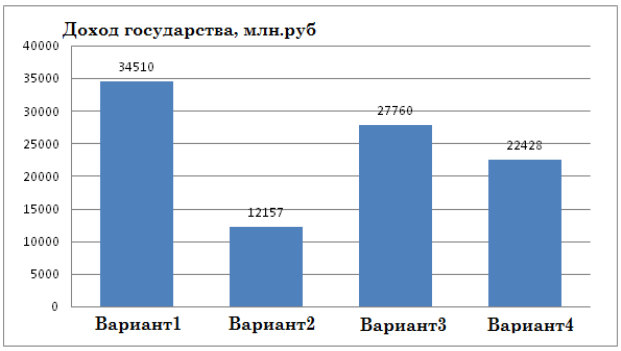


Рис. 2. Доход государства при различных налоговых механизмах

Таким образом, на основе результатов анализа технико-экономической эффективности доразработки Мусюшорского месторождения установлено:

– при действующем налоговом режиме с применением НДПИ эксплуатация месторождения находится на грани рентабельности;

– действующий в РФ налоговый режим с применением налога на дополнительный доход (НДД) позволяет согласовать интересы инвестора и государства;

– использование налогового маневра (применение налогового режима Казахстана) значительно повышает эффективность доразработки месторождения и позволяет увеличить доходы инвестора и государства более чем в два раза.

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. *Газизов А.А.* Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 639с.

2. *Мищенко И.Т.* Трудноизвлекаемые запасы и осложнения при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 138 с.

3. *Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г.* Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 1. С. 6–9.

4. *Богаткина Ю.Г.* Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. М.: Макс-Пресс, 2020. 248 с.

5. О недрах: Закон Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 (редакция от 01.04.2022) // Официальный интернет-портал правовой информации. http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102014778&rdk=70

6. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 1 и 2: текст с посл. изм. и доп. на 01.02.2022 // Федеральная налоговая служба. https://nalog.garant.ru/fns/nk (Дата обращения 03.11.2022).

7. О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах»: Федеральный закон от 28.06.2022 № 218-ФЗ. http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202206280042

Реконструкция структуры трехмерного порового пространства по двумерным срезам методом восстановления фазы

Черкасов А.М.
Московский физико-технический институт (НИУ),
РФ, 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., д. 9
E-mail: cherkasov.am@phystech.edu

Аннотация Поиск недорогого и высокоэффективного метода реконструкции трехмерной структуры порового пространства образца по его двумерным срезам является актуальной задачей в нефтегазовом деле и других областях. В данной работе представлен динамический метод стохастической реконструкции, основанный на алгоритме восстановления фазы. Продемонстрирована хорошая точность и высокая скорость реконструкции различных образцов.
Ключевые слова: реконструкция, поровое пространство, метод восстановления фазы.

Детальное понимание структуры порового пространства необходимо для определения его макроскопических свойств и описания протекающих в нем физических процессов. Современные экспериментальные методы позволяют напрямую получить изображения трехмерных пористых сред с высокой точностью. Однако такие эксперименты дороги, сложны технически и занимают много времени. В то же время существуют относительно простые и широко используемые методы для получения высококачественных двумерных срезов исследуемых трехмерных образцов. Таким образом, реконструкция трехмерной структуры порового пространства образца по его двумерным срезам является актуальной задачей.

Существует большое число методов, решающих задачу реконструкции трехмерного порового пространства по двумерному срезу. Для этого используются метод имитации отжига [1, 2], случайные гауссовы поля [3], многоточечные статистики [4], нейронные сети [5].

В данной работе представлен динамический метод стохастической реконструкции, основанный на алгоритме восстановления фазы. Он позволяет создавать трехмерные реконструкции по двумерным сечениям.

Предлагаемый автором алгоритм, подобно приведенному в работе [6], заключается в реконструкции порового пространства с автокорреляционной функцией, близкой к оригинальной. Для этого используется связь амплитуды Фурье-преобразования трехмерного образца с автокорреляционной функцией его двумерного среза согласно теореме о свертке. Метод восстановления фазы, в свою очередь, представляет собой алгоритм восстановления изображения по амплитуде Фурье-преобразования. Для этого итеративно подбирается фаза Фурье-преобразования, которая в совокупности с амплитудой приводит к реконструкции изображения, обладающего заданной и близкой к оригиналу автокорреляционной функцией.

В то время как метод из работы [6] основан на априорном знании о двухточечной корреляционной функции S_2, любая другая корреляционная функция или морфологическая метрика может быть учтена в процессе реконструкции нашим методом, что открывает широкие возможности для скрещивания различных подходов к реконструкции. В данной работе используются корреляционные функции границы для оптимизации, равно как и гистограммы распределения бинарных паттернов.

Предложенный метод был протестирован на образцах различного происхождения (керамика, песчаник, карбонат). Проницаемость полученных реконструкций, равно как и функции связности, с хорошей точностью воспроизводит проницаемость оригинальных образцов. Вместе с тем была продемонстрирована вычислительная эффективность предложенного метода.

В перспективе возможно использовать получаемые на выходе быстрые реконструкции как входные данные для других, вычислительно более затратных методов с целью получения более детальной структуры.

На рис. 1 приведены изображения оригиналов и реконструкций образцов керамики, песчаника и карбоната.

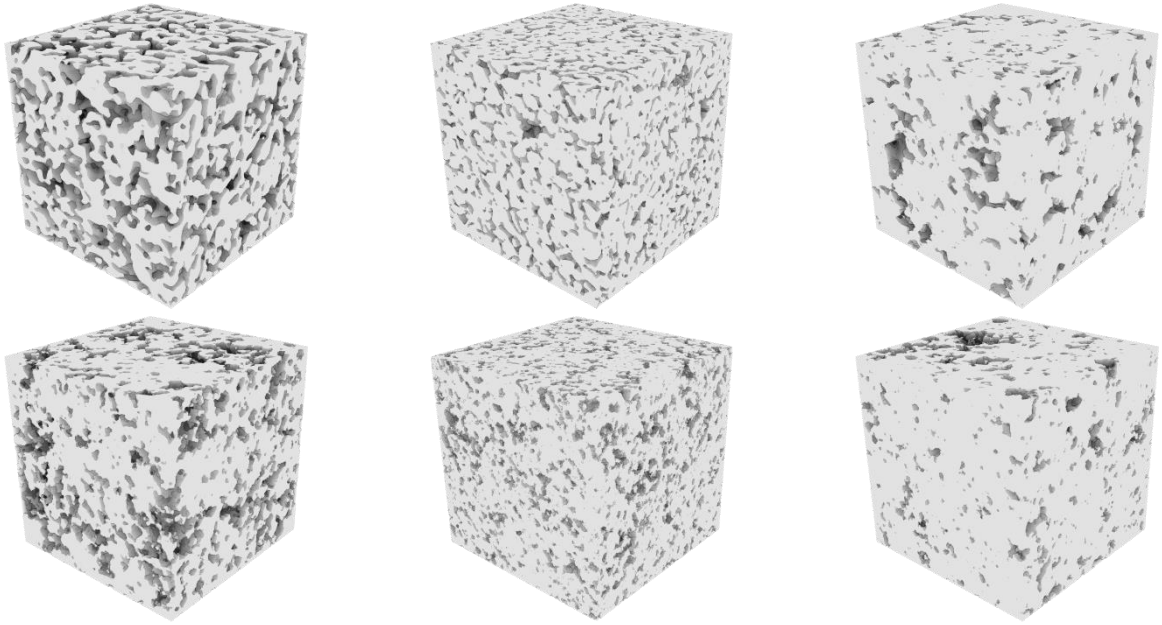


Рис. 1. Сверху: оригинальные образцы, снизу: реконструкции керамики, песчаника, карбоната

Примеры согласия автокорреляционных функций образцов оригинала и реконструкций можно видеть на примере керамики на рис. 2.

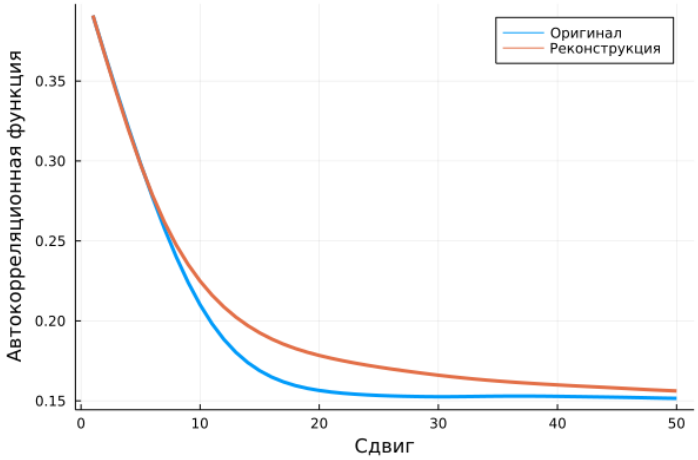


Рис. 2. Автокорреляционные функции образцов оригинала и реконструкции керамики

Более подробно метод описан в работе [7].

Литература

1. *Cule D., Torquato S.* Generating random media from limited microstructural information via stochastic optimization // Journal of Applied Physics. 1999. Vol. 86, No. 6. P. 3428–3437. https://doi.org/10.1063/1.371225

2. *Ballani F., Stoyan D.* Reconstruction of random heterogeneous media // Journal of Microscopy. 2015. Vol. 258, No. 3. P. 173–178. https://doi.org/10.1111/jmi.12234

3. *Hyman J.D., Winter C.L.* Stochastic generation of explicit pore structures by thresholding Gaussian random fields // Journal of Computational Physics. 2014. Vol. 277. P. 16–31. https://doi.org/10.1016/j.jcp.2014.07.046

4. *Hajizadeh A., Safekordi A., Farhadpour F.A.* A multiple-point statistics algorithm for 3D pore space reconstruction from 2D images // Advances in Water Resources. 2011. Vol. 34, No. 10. P. 1256–1267. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2011.06.003

5. *Mosser L., Dubrule O., Blunt M. J.* Reconstruction of three-dimensional porous media using generative adversarial neural networks // Physical Review E. 2017. Vol. 96, No. 4. P. 043309. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.96.043309

6. *Hasanabadi A., Baniassadi M., Abrinia K.* et al. Efficient three-phase reconstruction of heterogeneous material from 2D cross-sections via phase-recovery algorithm // Journal of Microscopy. 2016. Vol. 264, No. 3. P. 384–393. https://doi.org/10.1111/jmi.12454

7. *Cherkasov A., Ananev A., Karsanina M.* et al. Adaptive phase-retrieval stochastic reconstruction with correlation functions: Three-dimensional images from two-dimensional cuts // Physical Review E. 2021. Vol. 10, No. 3. P. 035304. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.104.035304

Обоснование развития подводных технологий для освоения ресурсов шельфа РФ

Харченко Ю.А.*, Зубков С.К.**
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *79169014872@yandex.ru, **stepanzu@bk.ru

Аннотация. В нынешней геополитической обстановке Российской Федерации необходимо обладать суверенитетом не только в военно-промышленном комплексе, но и в энергетическом секторе. На сегодняшний день большинство технологий, применяемых при разработке шельфовых нефтегазовых месторождений, производятся за рубежом.
Традиционных запасов углеводородов становится меньше, ввиду этого актуальность добычи трудноизвлекаемых запасов становится сильнее. В российском сегменте Арктики находится до 40% запасов нефти и 70% запасов газа. Доступность их освоения определяется удаленностью от берега, глубиной воды и так называемыми арктическими факторами, которые зачастую являются определяющими при выборе вида обустройства месторождения. Большая доля углеводородов залегает на глубоководных замерзающих акваториях, продолжительность ледового периода на которых составляет до 9 месяцев. Применение комбинированного вида обустройства, который предполагает использование технологической платформы непосредственно на месторождении, в этом случае либо очень затратно, либо технически невозможно. В таких местах подводный вид обустройства месторождения является безальтернативным вариантом освоения месторождения.
Целью данной работы является анализ современных инновационных решений для освоения шельфовых нефтегазовых месторождений с применением подводных технологий и оценка возможности их применения при освоении углеводородных ресурсов арктического шельфа.
Ключевые слова: подводно-добычной комплекс, шельф, добыча полезных ископаемых, российские технологии, импортозамещение.

Разработка нефтегазовых ресурсов на шельфе – одна из самых сложных задач в нефтегазовой индустрии. В подобной работе необходимо учитывать множество факторов, которые либо мало выражены, либо отсутствуют полностью на месторождениях суши. В настоящее время современные подводные технологии позволяют осваивать запасы на глубинах свыше двух километров, например, такие как нефтяное месторождение Perdido в Мексиканском заливе (глубина – 2450 м, оператор – нефтяная компания Shell), нефтяное месторождение Dalia около побережья республики Ангола (глубина – 1500 метров, оператор – энергетическая компания Total Energies SE) и др. При освоении таких глубоководных месторождений на незамерзающих акваториях Мирового океана в основном используется комбинированный вид их обустройства, характерной особенностью которого является применение подводных систем добычи и сбора углеводородов, а также использование технологической платформы непосредственно на месторождении для размещения на ней в надводном положении систем подготовки и хранения углеводородов, управления и энергоснабжения подводно-добычных комплексов (ПДК) [1–3]. Необходимо отметить, что более 80% существующих плавучих технологических платформ представлены платформами судового типа FPSO (Floating production storage and offloading – плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти).

На глубоководных акваториях морей арктического региона применение комбинированного вида обустройства с использованием плавучих технологических платформ в большинстве

проектов невозможно в силу наличия значительных ледовых нагрузок, сложной логистики и других арктических факторов. Строительство стационарных технологических платформ в данном регионе имеет колоссальные капитальные и операционные затраты. На глубоководных участках арктического региона самым оптимальным решением является подводный вид обустройства, который не предполагает постоянное использование надводной инфраструктуры в районе месторождения. В этом случае на самом месторождении размещается подводное оборудование систем добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта до береговых сооружений, которые составляют подводный добычной комплекс, а системы подготовки углеводородов, управления и энергоснабжения ПДК устанавливаются на береговом технологическом комплексе (БТК). Длительный ледовый период ограничивает возможности проведения текущих и восстановительных ремонтных работ на ПДК. Значительная удаленность объектов ПДК от БТК накладывает дополнительные требования к системам управления и энергоснабжения. В подобных условиях подводное оборудование должно иметь не только хорошую надежность, но и высокую живучесть, так как проведение ремонта не всегда представляется возможным.

Большая часть нефтегазовых запасов Арктики находится в водах Российской Федерации. Для России особенно важно развивать системы подводной добычи, учитывая особенности акваторий региона крайнего Севера. Авторами рассмотрен накопленный опыт работы зарубежных компаний, использующих ПДК на шельфе в условиях отсутствия ледовых нагрузок, первые достижения российских компаний в области подводной добычи, действующие проекты разработки с применением подводного вида обустройства.

Литература

1. *Харченко Ю.А., Кротов К.Н.* Системы энергоснабжения и управления подводно-добычных комплексов на арктических морских месторождениях // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. 2022. № 2. С. 22–32.

2. *Харченко Ю.А., Атаян Г.Э., Грищенко А.И.* Оценка безопасности плавучих технических средств нефтегазового комплекса с использованием критерия «живучесть» // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 2. С. 51–55. https://doi.org/10.24000/0409-2961-2020-2-51-55

3. *Зубков С.К., Харченко Ю.А.* Обоснование местоположения системы подготовки воды для ППД при подводном обустройстве нефтяного месторождения // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. 2022. № 3. С. 12–17.

Вопросы импортозамещения при разработке шельфовых месторождений России

Яраханова Д.Г.
Казанский федеральный университет, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18
E-mail: dilyara.yar@mail.ru

Аннотация. На сегодняшний день, когда на суше уже открыты и освоены практически все крупные месторождения нефти и газа, нефтегазодобытчики устремили свое внимание на разработку ресурсов континентального шельфа. Шельф России имеет самую большую в мире площадь – свыше 6 млн км^2. Научная новизна исследования выявляет основные результаты разработки шельфовых месторождений России. Следовательно, для разворачивания активной деятельности по освоению ресурсов шельфовых территорий необходимо решать вопросы импортозамещения. Определенно требуется делать акцент на развитие отечественных технологий разработки континентального шельфа, обладающих конкурентными преимуществами перед западными.
Ключевые слова: шельф, месторождение, разработка, нефть, газ, импортозамещение.

Актуальность исследования обосновывается тем, что в настоящее время практически почти все крупные месторождения нефти и газа на суше уже открыты и внимание разработчиков направлено на ресурсы континентального шельфа.

Научная новизна исследования выявляет основные результаты освоения шельфовых месторождений России и акцентирует внимание на развитии отечественных технологий разработки шельфовых территорий, определенно обладающими конкурентными преимуществами по сравнению с импортными.

Постановка задачи. Обозначить основные аспекты импортозамещения при разработке шельфовых месторождений России.

Результаты. Освоение месторождений нефти и газа на шельфе России непосредственно осуществляют такие крупные отечественные компании, как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», АО «Зарубежнефть».

На шельфе Печорского моря открыто новое месторождение нефти. ПАО «НК «Роснефть» объявляет запасы нефти в размере 82 млн т, которые поставлены на баланс Госкомиссии как извлекаемые. Месторождение получило название Мадачагское и стало одним из крупнейших недавних открытий на российском шельфе. В ПАО «НК «Роснефть» пояснили, что месторождение открыто после бурения поисково-оценочной скважины в структуре Медынско-Варандейского лицензионного участка. Конкретно бурение производилось с берега, с отходом от вертикали до 1232 м, общая глубина скважины составила 4435 м. При испытаниях получен свободный приток нефти с максимальным дебитом 220 м^3/сут. Получаемая нефть легкая, малосернистая, маловязкая. Новое месторождение в Печорском море входит в зону Западной Арктики. По данным ПАО «НК «Роснефть», ранее здесь было открыто 7 месторождений («Победа» им. маршала Жукова, им. маршала Рокоссовского в Карском море, Северо-Гуляевское, Медынское-Море, Варандейское-Море и Поморское в Печорском море). В общем их суммарные извлекаемые запасы по категориям C_1+C_2 составляют 333 млн т нефти и конденсата и 1,9 трлн м^3 газа [1]. В целом, по данным

Росстата, в мае добыча нефти без учета газового конденсата в России составила 39,8 млн т – 9,2 млн баррелей в сутки. Практически это всего на 3,1% ниже, чем в 2021 г.

Более того в 2017 г. «Газпром нефть» открыла месторождение Нептун на Аяшской площади на шельфе Сахалина. Запасы по категориям C_1+C_2 составили 415 млн т нефти. В 2018 г. компания открыла второе месторождение Тритон на Аяшской площади с оценочными геологическими запасами более 137 млн т б.н.э. (баррелей нефтяного эквивалента в сутки). Фактически Тритон вошел в тройку крупнейших нефтегазовых месторождений мира. ПАО «Газпром» планирует выйти на проектную мощность Киринского газоконденсатного месторождения на Сахалине в 2022 г. [2].

К тому же в мае 2022 г. ПАО «Лукойл» открыло в Каспийском море крупное газовое месторождение Хазри с запасами 48 млрд м^3, – сообщили в Роснедрах. Недропользователем является ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». В целом месторождение относится к группе крупных, начальные извлекаемые запасы свободного газа составили 48 млрд м^3, конденсата – 8,2 млн т. Месторождение непосредственно расположено в российском секторе средней части Каспия в 70 км от Махачкалы, – пояснили в Роснедрах. Фактически ПАО «Лукойл» открыло в Каспийском море 10 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами углеводородов по категориям C_1+C_2 7 млрд б.н.э. Шесть из них представляют собой крупные многопластовые месторождения: им. В. Филановского, им. Ю. Корчагина, им. В.И. Грайфера, Сарматское, Хвалынское, месторождение «170 км» [3].

Для расширения географии своей деятельности в последние годы АО «Зарубежнефть» активизировала работу на российском шельфе. Так, Блок-1 включает одно Северо-Хоседаюское нефтяное месторождение им. А Сливки. Последнее открыто в 1984 г. Извлекаемые запасы нефти категории C_1 оцениваются в 22,1 млн т. Расположено в 120 км от Варандайского терминала на морском побережье и 146 км от Харьягинского месторождения, подключенного к магистральному нефтепроводу [4].

Обсуждение. Заместитель начальника управления экономики топливно-энергетического комплекса Центра стратегических разработок Сергей Колобанов отметил, что Россия позаботилась об импортозамещении в нефтегазовой отрасли уже после первых санкций в 2014–2015 гг. Собственно говоря, тогда же были разработаны и постепенно реализуются планы по расширению доли отечественного оборудования для геологоразведки и добычи углеводородов на суше и на шельфе, а также оборудования для сжиженного природного газа (СПГ).

Сейчас в партнерстве с российскими нефтегазовыми компаниями западные компании нуждаются больше, – говорит заместитель генерального директора Национального энергетического института Александр Фролов. Следовательно, участвуя в российских проектах в качестве акционеров, западные компании получают от этого партнерства стратегически больше, чем мы, – уточняет эксперт. Его слова дополнительно подтверждает тот факт, что даже после санкций 2014 г., которые напрямую коснулись нефтегазовой отрасли, освоение наземных месторождений в Арктике не прекратилось, но шельфовые проекты были соответственно свернуты. После вхождения Крыма в состав России был введен запрет на ввоз в РФ оборудования для разработки морских месторождений, трудноизвлекаемых запасов нефти и инвестиции в такие проекты. Но по сей день Приразломное месторождение, запущенное в 2014 г., разрабатывается в России на арктическом шельфе. С того времени отечественные технологии в этой сфере далеко

шагнули вперед и российские компании уже не так зависят от импорта и, соответственно, санкций. Действительно, существуют определенные ограничения на привлечение зарубежных технологий и оборудования для производства сейсморазведки. К тому же «Газпром нефть» ведет планомерную работу по импортозамещению в этой отрасли. При сотрудничестве с нашими партнерами и поддержке правительства Российской Федерации фактически уже реализовано несколько таких проектов. Заместитель генерального директора по развитию шельфовых проектов «Газпром нефть» Андрей Патрушев сообщил, что проводятся промышленные испытания принципиально нового отечественного оборудования, призванного заменить зарубежные технологии. Прежде всего, это: гелевая сейсмическая коса российского производства, донные станции для сейсморазведки, фонтанные арматуры, электроцентробежный насос. На морской ледостойкой стационарной платформе «Приразломная» уже задействованы фонтанная арматура и насосы, по качеству и производительности не уступающие зарубежным аналогам. К этому необходимо добавить различные виды масел и смазок производства «Газпром нефть», используемых на платформе взамен импортных [2].

Надо отметить, что освоить шельф без государственной поддержки невозможно. Здесь дело не только в деньгах, но и в компетенциях, которыми обладают немногие компании. Предприятия АО «Росгеология» выполнили около 80% всех геологоразведочных работ на арктическом шельфе. Ждать там активной деятельности от горнодобывающих компаний вряд ли стоит, так как слишком рискованно вкладывать средства в эти очень дорогие исследования. В дальнейшем многое будет зависеть от стоимости энергоносителей и технических возможностей. Вполне возможно, что через какое-то время цены на энергоносители, а также новые технологии позволят выгодно разрабатывать нефтегазовые ресурсы арктического шельфа. Непосредственно в ближайшие три года АО «Росгеология» планирует сохранить темпы технического перевооружения и создать новые технологии. На это будет выделено порядка 23 млрд рублей. Вложенные инвестиции позволят снизить износ оборудования до 50%, а в перспективе вернуть российским разработчикам технологическое лидерство в мире, которое они потеряли в 1990-е годы, – подчеркнул генеральный директор государственного геологического холдинга АО «Росгеология» С.Н. Горьков. Простых месторождений практически больше не осталось, а искать сложные «наобум» нельзя, требуются новые технологии. Самое главное сейчас – это коренное переоснащение отрасли. Так, по заказу АО «Росгеология» на заводе в Оренбурге создана новая буровая установка для судна «Бавенит», которая уже пробурила 8 опытно-промышленных скважин в Арктике для ПАО «Газпром». Собственно говоря, большая часть оборудования для геологоразведки на арктическом шельфе, к сожалению, импортируется. Но в 2021 г. АО «Росгеология» начала производство и испытания донных станций сейсморазведки на шельфе. Последние по всем параметрам оказались лучше импортных. Например, отечественные станции могут передавать стабильный и качественный сигнал с глубины до 1000 м, а импортные – максимум с 600 м. Но это лишь малая часть оборудования, которое необходимо для исследования шельфа. Более того, по некоторым технологиям в России даже нет перспективных производителей. Следует отметить, что в 2022 г. на заводе АО «Росгеология» в Тверской области создана вибросейсмическая машина М3 с цифровой системой управления для поиска месторождений нефти и газа. Особо подчеркнем, что это машина нового поколения. По основным

параметрам опережает американские и французские аналоги. Коммерческий интерес к машине со стороны российских и зарубежных компаний уже имеется [5].

Считается, что вместо полной замены всего оборудования на российское, лучше и дешевле купить готовые решения. Для этих целей можно привлечь партнеров с Востока, прежде всего, Китая. Китайское оборудование вытесняет с шельфовой добычи даже норвежское, предлагаются аналогичные решения в 3–4 раза дешевле при близком качестве. Для Норвегии проблема состоит в сдерживании китайской экспансии в Арктику. Кроме того, как отметил С. Колобанов: «В последние годы на рынке активно работают китайские поставщики оборудования, частично захватившие отечественные ниши, освободившиеся после ухода западных компаний с российского рынка».

Россия накопила достаточные знания в области разработки шельфовых месторождений, которые в чем-то превосходят западные. Подчеркнем, что только в России разрабатываются месторождения в высоких арктических широтах и там добывается нефть. Прежде всего, это проект «Приразломное» «Газпром нефть». Исключительно только в России нефть и СПГ перевозят во льдах. Это уникальные компетенции, накопленные за последние 10 лет с момента запуска Новопортовского и Приразломного месторождений, проекта «Ямал СПГ» [2]. Российские нефтегазовые компании при прочих равных условиях, несомненно, сделают выбор в пользу отечественного подрядчика, но предложение должно быть определенно конкурентоспособным. Следовательно, создание и поддержание мощной научно-технической базы – это важное условие обеспечения суверенитета страны, ее развития и экономического благополучия. Президент России объявил 2022–2031 годы десятилетием науки и технологий, призванным усилить роль науки и технологий в решении важнейших задач развития общества и страны. «Нужно, конечно, стремиться не к импортозамещению, а к приобретению новых, своих собственных передовых и перспективных технологий и своих технологических ключей», – заключил В.В. Путин.

Литература

1. ПАО «НК «Роснефть». https://www.rosneft.ru
2. ПАО «Газпром». https://www.gazprom.ru
3. ПАО «Лукойл». https://www.lukoil.ru
4. АО «Зарубежнефть». https://www.zarubezhneft.ru
5. АО «Росгеология». https://www.rusgeology.ru

Распознавание предаварийных ситуаций при работе нефтегазовых скважин

Клиновенко С.А.[1]*, Плетнев Л.В.[1], Ложников П.С.[2], Сулавко А.Е.[2]**
1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, г. Москва, г.о. Ленинский,
п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
2 – Омский государственный технический университет (ОмГТУ),
РФ, 644050, г. Омск, ул. Мира, д. 11
E-mail: *s_klinovenko@vniigaz.gazprom.ru, **sulavich@mail.ru

На данный момент в нефтегазовой промышленности активными темпами идет внедрение киберфизических систем, технологий анализа больших объемов данных телеметрии и искусственного интеллекта (ИИ). Это позволило найти новые решения для ряда проблем, возникающих в процессе разработки и эксплуатации месторождений. Энергетический сектор долгое время полагался на цифровые двойники или цифровые копии системы для отслеживания состояния трубопроводов, буровых установок, клапанов и другого оборудования. Для прогнозирования поведения конструкции и определения потребности в ее обслуживании с учетом изменения фактических условий функционирования объекта с течением времени применяются методы машинного обучения, которые анализируют данные, регистрируемые датчиками.

Цель настоящей работы – оценить эффективность применения иммунологической модели искусственного интеллекта в задаче распознавания предаварийных ситуаций при работе скважин на нефтегазовых месторождениях. За базовую модель ИИ взята модель искусственной иммунной сети (ИИС) и алгоритм ее обучения с учителем [1], которые были изначально предложены А.Е. Сулавко для задачи биометрической аутентификации, показав достаточно высокие результаты по точности классификации образов клавиатурного почерка. С помощью обозначенной модели проанализирован набор данных Undesirable events in oil wells (3W) [https://www.kaggle.com/datasets/afrniomelo/3w-dataset] – это один из первых реалистичных и общедоступных наборов данных с редкими нежелательными событиями на нефтяных скважинах, зарегистрированными во время реальных операций на нефтяных скважинах бразильской компании Petrobras, и который создан для обучения и тестирования корректности работы систем предиктивной диагностики скважин.

Набор данных 3W состоит из 1984 файлов CSV. Каждый файл представляет один образ, состоящий из 8 временных рядов: 1) давление на стационарном забойном манометре; 2) давление на датчике температуры и давления (TPT); 3) температура на TPT; 4) давление перед эксплуатационным дросселем (PCK); 5) температура после PCK; 6) давление после газлифтного дросселя (GLCK); 7) температура после GLCK; 8) газлифтный поток.

В базу данных 3W включены три типа событий: реальные, смоделированные (с помощью системы OLGA) и схематические (созданы с помощью инструмента от компании Petrobras).

Образы разделены на 9 классов, характеризующих различные состояния скважины, включая нормальный режим работы (класс 0) и 8 типов отказов (классы 1–8): 0 – нормальный режим; 1 – резкое увеличение соотношения между расходом воды и отложений и расходом жидкости; 2 – ложное закрытие предохранительного клапана DHSV; 3 – сильная забивка; 4 – нестабильность потока; 5 – быстрая потеря производительности; 6 – ограничение регулирующего клапана; 7 – масштабирование в PCK; 8 – гидрат на производственной линии.

В настоящей работе проведен эксперимент по распознаванию нежелательных (предаварийных) событий в режиме верификации (сравнение один к одному). Для этого формировалось два класса – «Исправно» (из данных нормального режима работы скважины) и класс «Неисправно» (из данных всех 8 представленных типов неисправностей). Набор данных 3W плохо сбалансирован, имеется множество пропусков значений временных рядов, а также полное отсутствие данных некоторых датчиков в образе. Поэтому, прежде всего, образы были разделены на 6 пересекающихся групп, для которых в достаточной степени определен ряд показателей датчиков:

1. Определены датчики 4 и 6 («исправно» – 356 образов, «неисправно» – 57 образов);
2. Определены датчики 3, 4, 6 («исправно» – 352 образов, «неисправно» – 55 образов);
3. Определены датчики 2, 3, 4 («исправно» – 504 образов, «неисправно» – 197 образов);
4. Определены датчики 1, 2, 3 («исправно» – 75 образов, «неисправно» – 911 образов);
5. Определены датчики 2, 4, 5 («исправно» – 362 образов, «неисправно» – 223 образов);
6. Определены датчики 2, 3, 4, 6 («исправно» – 339 образов, «неисправно» – 52 образов).

От показателей «Температура после GLCK» и «Газлифтный поток» решено отказаться, так как данные от соответствующих датчиков практически отсутствуют для образов, описывающих аварийные ситуации. Все временные ряды $dat_h(t)$, где t – это время в дискретной форме, а h – это номер датчика, подвергались предобработке. Сначала были вычислены производные $dat'_h(t)$ (рис. 1).

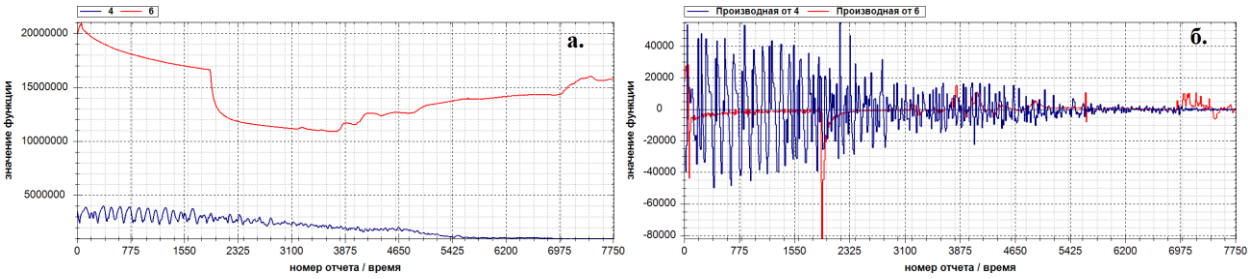


Рис. 1. Предобработка образов: а. – $dat_4(t)$ и $dat_6(t)$; б. – $dat'_4(t)$ и $dat'_6(t)$

Далее $dat'_h(t)$ нормировались по энергии, после чего были преобразованы в кепстрограммы с помощью быстрого оконного преобразования Фурье (STFT), размер окна составлял 1024 отчета, а шаг – 128 отчетов (рис. 2).

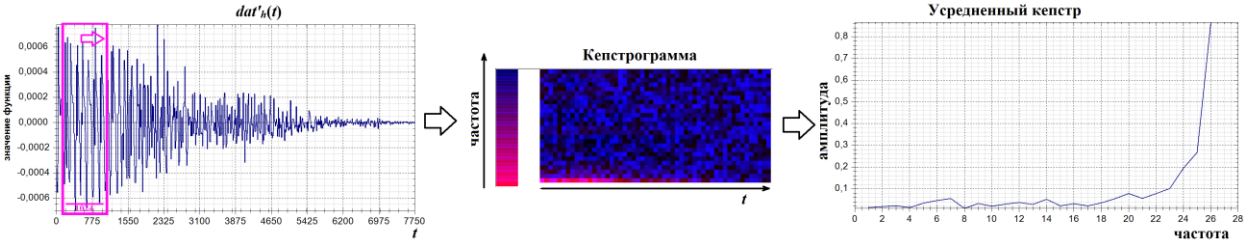


Рис. 2. Процесс вычисления усредненного кепстра

В настоящей работе использовалась нестандартная схема вычисления кепстра: сначала вычислялся амплитудный спектр окна с помощью прямого преобразования Фурье на мел-шкале.

Частотная шкала преобразовывалась в мел-шкалу по аналогии с тем, как это делается при обработке голосовых образов в системах идентификации диктора, когда при вычислении мел-кепстральных коэффициентов или MFCC шкала частот пропускается через треугольный фильтр. После этого вычислялось 26 мел-частотных спектральных коэффициентов. В отличие от MFCC, в настоящей работе не применялась операция возведения в квадрат и логарифмирования спектра. Далее мел-частотная шкала принималась за временную шкалу и мел-частотные спектральные коэффициенты подвергались дискретному косинусному преобразованию.

Далее кепстрограмма интегрировалась и преобразовывалась в усредненный кепстр по всем временным промежуткам. Кепстрограммы вычислялись с использованием следующих оконных функций: прямоугольного, треугольного (Барлетта), Гаусса, Лапласа, параметрической гауссианы (со значением параметра p = 1,5), Блэкмана, Хэмминга (всего 7 окон). Каждый временной ряд $dat_h(t)$ преобразовывался в 7 усредненных кепстров, каждый из которых состоял из 26 коэффициентов. Кепстральные коэффициенты принимались в качестве признаков для моделей машинного обучения. Вычисление множества кепстров от одних временных промежутков, но с использованием разных типов окон, создает множество сильно коррелированных признаков, что является преимуществом для ИИС, построенной с использованием корреляционных метрик [1].

Проведен эксперимент по распознаванию образов предаварийных ситуаций и режимов работы скважин. Для каждой группы образов проведены отдельные серии опытов: по три серии с идентичными архитектурами ИИС, и по одной серии с архитектурой, которая, по мнению авторов, могла бы показать более высокие результаты для каждой конкретной группы, что было спрогнозировано по результатам предыдущих трех сессий. Различные архитектуры получались путем установки разных гиперпараметров: $I_{ВИ}$ – количество итераций обучения, $N_{ВИ}$ – количество детекторов, N_{gen} – количество генерируемых детекторов на каждой итерации. Количество обучающих примеров K на каждый класс составило от 34 до 50. На рис. 3 и 4 представлены результаты эксперимента.

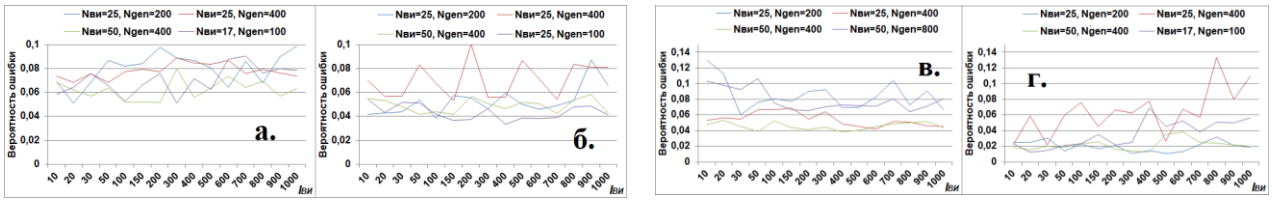


Рис. 3. Результаты для групп: а. – *1* (*K*=34); б. – *2* (*K*=34); в. – *3* (*K*=50); г. – *4* (*K*=34)

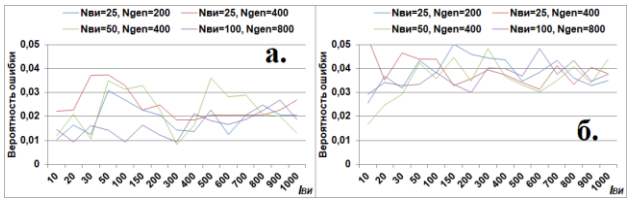


Рис. 4. Результаты для групп: а. – *5* (*K*=50); б. – *6* (*K*=34)

В качестве метрики эффективности моделей ИИ использовалась *AUC* (area under curve) – площадь, ограниченная осью абсцисс, а также функциями плотности вероятности «Исправно» и «Неисправно», характеризующими распределение значений коллективных решений детекторов. *AUC* численно равна вероятности ошибок 1-го и 2-го рода верификации образов. Наилучшие результаты показаны в табл. 1.

Таблица 1

Наилучшие показатели надежности решений

Группа образов	$N_{ВИ}$	N_{gen}	K	$I_{ВИ}$	AUC
1	25	200	34	20	0,0511
2	50	400	34	400	0,0334
3	50	400	50	400	0,0379
4	25	200	34	80	0,0109
5	50	400	50	300	0,0082
6	50	400	34	10	0,0167

Рассчитана итоговая вероятность ошибок, как взвешенное среднее всех полученных вероятностей (с учетом количества образов в группе) – 0,0239 (точность 97,61%). Сравнение результатов с достигнутыми ранее приведено в табл. 2.

Таблица 2

Известные результаты, полученные при анализе набора данных 3W

Методы	Обучающая выборка	Точность, %
Случайный лес [2]	70% от набора данных	94
LSTM [3]	70% от набора данных	82
SVM [4]	70% от набора данных	70
LTSM [4]	70% от набора данных	90-98
Предложенный метод	обучающая выборка от 4% до 65%	97,61

Как можно видеть из таблицы, предложенная схема распознавания предаварийных ситуаций дает результаты высочайшего мирового уровня, при этом был затрачен значительно меньший объем обучающей выборки.

Литература

1. *Сулавко А.Е.* Абстрактная модель искусственной иммунной сети на основе комитета классификаторов и ее использование для распознавания образов клавиатурного почерка // Компьютерная оптика. 2020. Т. 44, № 5. С. 830–842. https://doi.org/10.18287/2412-6179-CO-717

2. *Marins M.A., Barros B.D., Santos I.H.* et al. Fault detection and classification in oil wells and production/service lines using random forest // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 197. P. 107879. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107879

3. *Li Y., Ge T.* Imminence monitoring of critical events: A representation learning approach // SIGMOD'21: Proceedings of the 2021 International Conference on Management of Data. New York: Association for Computing Machinery, 2021. P. 1103–1115. https://doi.org/10.1145/3448016.3452804

4. *Sobrinho E., Oliveira F., Anjos J. et* al. Uma ferramenta para detectar anomalias de produção utilizando aprendizagem profunda e árvore de decisão // Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brazil, 1–3 of December 2020. https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2020.437

СЕКЦИЯ:
Геоэкология и промышленная безопасность

Анализ нефтеразливов в прибрежной морской зоне Вьетнама: воздействие и последствия

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. Быстрое развитие морской отрасли Вьетнама увеличивает вероятность и риск разливов нефти, что приводит к ухудшению состояния морской среды (МОНРЕ, 2016). Правительство Социалистической Республики Вьетнам активно осуществляет необходимые мероприятия, включая ратификацию конвенций MARPOL, BUNKER. Автором проведены анализ подготовленности компаний к разливам нефти и реагирования на них согласно конвенции OPRC, анализ и оценка рисков и последствий разливов нефти для морской среды с учетом статистики нефтеразливов в Социалистической Республике Вьетнам с целью повышения эффективности работ по ликвидации разливов нефти.
Ключевые слова: разливы нефти в море, разливы нефти на суше, ликвидация нефтяных разливов.

Разлив нефти – явление, при котором нефть из различных транспортных и складских сооружений и нефтепромыслов попадает в природную среду в результате технических неполадок, стихийных бедствий или техногенных причин (пункт 2 статьи 3 Указа Премьер-министра № 12/2021/QD-TTg о «Положении о мероприятиях по ликвидации разливов нефти от 24 марта 2021 г.»). Ключевыми актами, регулирующими проблемы нефтеразливов в Социалистической Республике Вьетнам, являются документы [1–3].

По данным Международной ассоциации нефтяных танкеров Вьетнам, наряду с Китаем и США, является одной из 3-х стран с наибольшим количеством разливов нефти (10 и более случаев в период с 2005 по 2014 гг.).

С 1992 по 2017 гг. во Вьетнаме произошло 190 случаев разлива нефти. Из них 37 случаев в море, что составляет 19%, 88 случаев в прибрежной зоне, что составляет 47%, и 65 случаев на суше, что составляет 34%.

Разливы нефти на суше происходят по следующим причинам:

- деятельность береговых объектов, автозаправочных и ремонтно-механических станций, автомоек;
- протечки топлива и масла из оборудования;

Недостаточное количество информации о предотвращении и реагировании на экологические происшествия на предприятиях, недостаточная оснащенность предприятий соответствующим оборудованием препятствуют быстрому и эффективному реагированию на инциденты.

Причины разливов нефти в море следующие:

- столкновения и кораблекрушения судов;
- стихийные бедствия, наводнения;
- сброс предприятиями отходов в реки или море.

Береговая линия Вьетнама имеет протяженность 3260 км, в связи с этим найти скрытые разливы нефти в море очень сложно.

Общее количество нефти, попадающей в морскую среду несанкционированным образом, в сотни раз превышает объем разливов.

Планирование необходимых мероприятий при разливе нефти является важнейшим фактором повышения эффективности работ по их ликвидации. Быстрая мобилизация специально обученного персонала и развертывание оборудования имеют важное значение для эффективной ликвидации последствий разливов в целом.

Литература

1. Law on Environmental Protection of 23 June 2014. No. 55/2014/QH13.
2. Maritime Code of 25 November 2015. No. 95/2015/QH13.
3. Petroleum Law of 1993, as revised on 3 June 2008. No. 10/2008/QH12.

Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин

Тупысев М.К.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. В работе представлена обзорная информация о влиянии геодинамических процессов, происходящих в результате снижения пластового давления в разрабатываемых месторождениях, на состояние скважин и герметичность их заколонных пространств. Показана последовательность мероприятий, необходимых для учета процессов при проектировании разработки нефтегазовых месторождений и сооружении скважин.
Ключевые слова: техногенные геодинамические процессы, надежность скважин, деформация дренируемых пластов.

Надежность скважины является важным условием обеспечения успешной разработки нефтегазовых месторождений. При сооружении скважин прочностные характеристики их обсадных колонн рассчитываются с учетом действующих на них сминающих радиальных нагрузок (за счет давления столба жидкостей в стволе скважины и движения пластичных горных пород за колоннами), а также нормальных нагрузок (за счет собственного веса колонн и изменения температуры флюидов в колонне – температурных нагрузок) [1].

Выполненный обширный анализ промысловых данных о фактическом состоянии эксплуатационных скважин показал, что обсадные колонны, рассчитанные по действующим методикам, имеют различные виды нарушений, а причиной этих нарушений являются осевые нагрузки, возникающие в результате техногенного деформирования дренируемых пластов разрабатываемых месторождений, которое сопровождается оседанием земной поверхности над месторождениями [2–4]. Величины таких техногенных осевых нагрузок зависят от профиля ствола скважины, что важно учитывать при сооружении наклонно-направленных скважин [5].

По действующим Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности [6] скважины с выявленными нарушениями герметичности ствола, которые невозможно устранить при проведении капитального ремонта, подлежат ликвидации. Однако причиной аварийного состояния скважин могут быть не только технические и технологические нарушения, допускаемые при сооружении и эксплуатации скважин, но и не учитываемые техногенные геодинамические процессы, которые могут действовать как во время эксплуатации скважин, так и после их ликвидации [7]. Указанные процессы приводят к перемещению горных пород относительно обсадных колонн, искривлению их стволов, и в результате – к нарушению целостности цементного камня и нарушению герметичности заколонных пространств.

Динамика техногенных геодинамических процессов при использовании расчетной схемы в плоской постановке оценивается по формуле [8]:

$$\Delta H = \sum(m\ \beta_{пор}\ \Delta P\ h),$$

где ΔH – величина деформации дренируемых пластов (осадки земной поверхности);
m – пористость;
$\beta_{пор}$ – сжимаемость пор (относительное изменение объема порового пространства);
ΔP – изменение пластового давления;
h – толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи).

Величины m, $\beta_{пор}$, ΔP, h определяются по результатам вскрытия бурением продуктивных залежей, а также промысловых исследований скважин и их кернового материала. При наличии на месторождении специального геодинамического полигона для контроля за техногенными процессами (повторное нивелирование для определения изменения высотного положения земной поверхности над разрабатываемым месторождением) имеется возможность определять значение $\beta_{пор}$ (при известном ΔH решается обратная задача с использованием приведенного выше уравнения), а также динамику вовлечения в деформационные процессы не коллекторов по данным замеров оседания земной поверхности [9].

При проектировании разработки нефтегазовых месторождений целесообразно проводить оценочные расчеты оседания земной поверхности на основании проектных данных изменения пластового давления и характеристик горных пород пластов продуктивных залежей, входящих в приведенную выше формулу. К примеру, такие оценочные расчеты в виде карт изолиний оседания земной поверхности, проведенные для сеноманских отложений Ямбургского месторождения, показали деформацию продуктивных пластов до 24 см в областях максимальных толщин продуктивных отложений и снижения пластового давления за 22 года разработки [10].

Таким образом, для определения масштабов техногенных геодинамических процессов и оценки их влияния на надежность скважин автором предлагаются следующие мероприятия:

1. Проведение оценочных расчетов ожидаемой деформации дренируемых пластов и построение карт деформации (оседания земной поверхности) на стадии проектирования месторождения.
2. Проектирование конструкций скважин с учетом дополнительных нагрузок, возникающих в результате действия выявленных деформаций и ожидаемых снижений толщин горных пород, вскрываемых скважинами в процессе эксплуатации месторождения, в том числе с учетом траектории стволов скважин.
3. Оценка возможности создания геодинамических полигонов как инструмента дополнительного контроля за процессом разработки месторождения для месторождений со значительными запасами углеводородов и ожидаемыми масштабами техногенных геодинамических процессов.

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. *Черский Н.В., Виноградов В.Н., Савченко В.В.* и др. Деформация обсадных колонн эксплуатационных скважин месторождения Северного Кавказа. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. 44 с.

2. *Виноградов В.Н., Савченко В.В., Жиденко Г.Г* и др. Причины деформации обсадных колонн эксплуатационных скважин (межколонные газопроявления). М.: ВНИИЭгазпром, 1990. 47 с.

3. *Черский Н.В., Виноградов В.Н., Жиденко Г.Г.* и др. Влияние осадки горных пород на подземные сооружения при извлечении флюидов из продуктивных пластов // Доклады АН СССР. 1988. Т. 302, № 2. С. 413–416.

4. *Тупысев М.К.* Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 28–37. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3

5. *Тупысев М.К.* Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 2. Особенности развития осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 76–81. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6

6. О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г., № 101 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. http://docs.cntd.ru/document/420249011

7. *Тупысев М.К.* Современные способы ликвидации нефтегазовых скважин (на основании исследования патентных источников) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 20. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art20

8. *Гаттенбергер Ю.П.* Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. геологический. 1984. Т. 59, Вып. 1. С. 108–118.

9. *Тупысев М.К.* Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. Вып. 1(13). С. 14. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14

10. *Тупысев М.К., Никонов А.И., Веселова Н.М.* Оценка деформации земной поверхности при разработке сеноманских отложений (на примере Ямбургского месторождения) // Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: Материалы Всероссийской конференции. М.: ООО «ТиРу», 2013. С.135–143.

Негативные экологические процессы при разработке сланцевых формаций

Родкин М.В.[1,2]*, **Пунанова С.А.**[2]**
1 – Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, РФ, 117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 84/32
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *rodkin@mitp.ru, **spunanova@gmail.com

Аннотация. Продолжены исследования по изучению экологических рисков добычи сланцевых углеводородов. В докладе рассматриваются два аспекта негативных геоэкологических процессов при разработке сланцевых формаций. Добыча сланцевых углеродсодержащих ресурсов связана как с ростом вызванной сейсмичности, так и с загрязнением окружающей среды потенциально токсичными элементами, содержащимися в сланцах. Отмечается, что применяемые правила по уменьшению опасности вызванной сейсмичности, не являются в полной мере обоснованными и достаточно эффективными. Эффект вызванной сейсмичности часто оказывается более запаздывающим и более удаленным от нагнетающих скважин, чем предусмотрено в большинстве используемых нормативов по снижению опасности вызванной сейсмичности. Представляет опасность разгерметизация содержащихся в сланцевых формациях потенциально токсичных элементов, в частности их попадание в водоносные горизонты, почвы и атмосферу. При неучете этих факторов добыча сланцевых углеводородов может оказаться нерентабельной.
Ключевые слова: добыча сланцевых углеводородов, экологические риски, вызванная сейсмичность, загрязнения окружающей среды, потенциально токсичные элементы.

Опасность вызванной сейсмичности. Существование сильного триггерного воздействия технологий добычи сланцевых углеводородов (УВ) на локальную сейсмичность считается надежно установленным. Однако масштабы этого воздействия и магнитуды максимальных вызванных землетрясений не выяснены. Правила, используемые для предотвращения нежелательных воздействий и ущербов от вызванной сейсмичности, не вполне обоснованы. Проблема возможной связи процессов нефтедобычи с сейсмичностью не нова [1]. В ряде работ [2, 3 и др.] к вызванной сейсмичности отнесены и серия сильных и неожиданных землетрясений в Газли, и наиболее разрушительное Нефтегорское землетрясение в Российской Федерации. Доказан сильный рост сейсмичности в связи с эксплуатацией гигантского газового месторождения Гронинген в Голландии [4]. Это месторождение было открыто в 1959 г. и продолжительное время являлось основой энергоснабжения стран Бенилюкса. Первое привлекшее внимание землетрясение (ML = 2,4) произошло в 1991 г., наиболее сильное – с магнитудой ML = 3,6 – в 2012 г. Ранее этот район считался асейсмичным. Землетрясения продолжали происходить, и в 2015 г. Правительством Нидерландов было принято решение об ограничении добычи. В 2018 г. произошло еще одно относительно сильное землетрясение, и в марте 2018 г. Эрик Вибес (Eric Wiebes, министр экономики и климата Нидерландов) объявил, что добыча газа на Гронингенском месторождении должна быть резко ограничена и полностью прекращена не позднее 2030 г. [5].

Если вызванная сейсмичность возникает на традиционным образом разрабатываемых месторождениях УВ, следует ее ожидать при разработке сланцевых формаций с массированной закачкой воды с добавками под давлением и при массовых гидроразрывах, вызывающих

образование обширных систем трещин в ранее ненарушенных слабопроницаемых породах. Опасность развития вызванной сейсмичности при этом существенно выше.

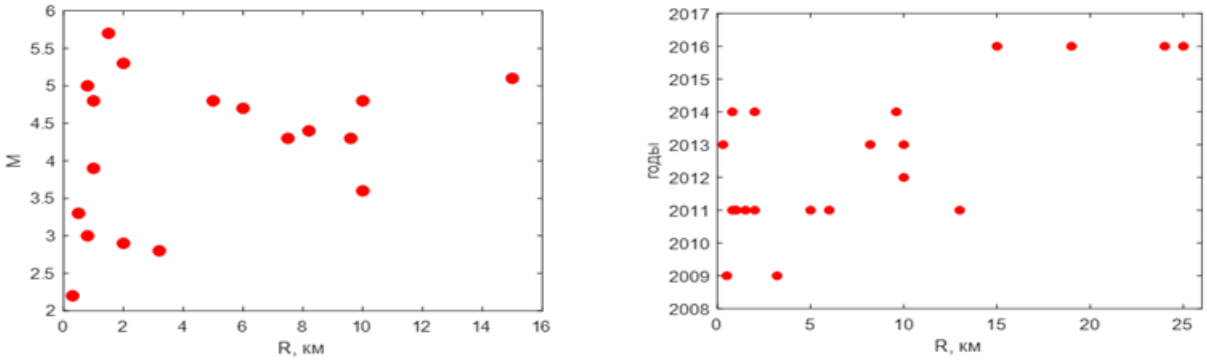
В настоящее время наиболее сильные проявления вызванной сейсмичности в связи с процессами добычи сланцевых УВ известны в США [6, 7]. Сильный рост числа слабых землетрясений отмечается в тех случаях, когда их регистрация была достаточно полной еще до начала разработки сланцевых УВ. Критики развития вызванной сейсмичности указывают также на то, что землетрясения часто возникают в стороне от скважин закачки. Довольно естественно связать опасность вызванной сейсмичности с ростом числа и максимальной магнитуды землетрясений, происходящих в окрестности нагнетательных скважин. Именно такой подход используется в методике «семафора», широко применяемой в настоящее время в целях предупреждения ущербов от вызванной сейсмичности. Так, например, в провинции Альберта (Канада), если происходит землетрясение с магнитудой $M \geq 2$ в пределах 5 км от места закачки, «загорается желтый свет», и реализуется план более тщательного мониторинга ситуации и уменьшения сейсмической опасности. Если затем в этой же области происходит землетрясение с магнитудой $M \geq 4{,}0$, «загорается красный свет» – разработка сланцевых УВ прекращается и может возобновиться только с разрешения регулятора [6, 7 и др.].

Опыт регистрации вызванной сейсмичности указывает на дискуссионность эффективности методики «семафора» для обеспечения сейсмической безопасности. Примеры, когда вызванная сейсмичность возникает не только в непосредственной близости от области техногенного воздействия, но и на некотором расстоянии от него, довольно многочисленны. В качестве примера такой удаленной сейсмичности в статье [8] рассмотрен случай развития вызванной сейсмичности в окрестности нагнетательной скважины на Северном Сахалине. Землетрясения в области разлома, недалеко от скважины, возникли здесь позже и на бóльшем удалении от скважины, чем землетрясения, возникшие в непосредственной близости от нагнетательной скважины. Если, как это показано в [8], аппроксимировать распространение сейсмической активности линейной зависимостью, получим оценку средней скорости распространения волны возмущения примерно 6 км/год. Такая скорость смещения фронта порового давления соответствует эффективной проницаемости среды порядка 6×10^{-13} м^2, что представляется вполне возможной величиной, не противоречащей иным, встречающимся в литературе оценкам [8]. Подобные примеры указывают на заметную ограниченность методик типа «семафор» – вызванные землетрясения могут возникать позднее и на большем расстоянии от скважин, чем это обычно полагается в рамках методики «семафор».

Данные по наиболее сильным вызванным землетрясениям в США [7, 9] подкрепляют эти опасения. На рис. 1а, 1б представлены соотношения между магнитудой сильнейших вызванных землетрясений, расстоянием до источника и временем запаздывания.

На рис. 2 представлен график повторяемости землетрясений в районе активной добычи сланцевых УВ (Оклахома, США). Видно, что типичный, близкий к единице, наклон графика повторяемости землетрясений, который показан красными линиями с одинаковым наклоном, наблюдается в диапазонах магнитуд примерно до $M = 3{,}3$ и выше 4,5. В среднем диапазоне, как это показано в работе [9], угол наклона графика повторяемости становится аномально большим, указывая на аномально быстрое уменьшение доли более сильных событий. Можно предположить, что диапазон до $M = 3{,}3$ представлен многочисленными слабыми вызванными землетрясениями.

При этом вероятность возникновения более сильных землетрясений оказывается много ниже, чем для типичной тектонической сейсмичности.



а б

Рис. 1. Параметры соотношений между расстоянием до источника (R) сильнейших вызванных землетрясений и: а – магнитудой (M); б – временем (годы) возмущения

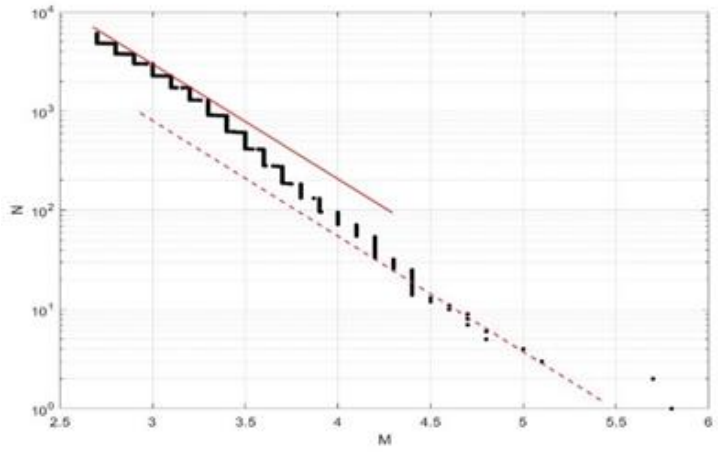


Рис. 2. Характер повторяемости землетрясений для случая вызванной сейсмичности области активной добычи сланцевых УВ (Оклахома, США)

Из вышесказанного заключаем, что метод «семафора» не вполне адекватен задаче контроля опасности вызванной сейсмичности. Часть сильных техногенных землетрясений не только не попадают в зону стандартно полагаемых вызванных землетрясений (например, «землетрясение с магнитудой $M \geq 2$ в пределах 5 км от места закачки»), но даже не попадают под ограничение «не далее 15 км от скважины», что иногда использовалось как «строгий» критерий вызванной сейсмичности. Реальная сейсмическая опасность в значительной степени определяется исходными сейсмотектоническими условиями, в частности, расположением и свойствами ближайших разломных зон. Опасный сейсмический эффект оказывается более кумулятивным, долгосрочным и удаленным, чем это предполагается в рамках метода «семафора» применяемого в настоящее время для снижения опасности вызванной сейсмичности.

Отметим еще два важных момента.

Во-первых, выше было показано, что при особо больших объемах закачек наблюдается эффект резкого увеличения наклона графика повторяемости, что отвечает уменьшению доли

относительно более сильных и опасных землетрясений. Можно предположить, что этот эффект порождается релаксацией тектонических напряжений при больших объемах закачек.

Во-вторых, следует отметить запаздывание методов мониторинга, основанных на анализе режима землетрясений. Действительно, любой метод мониторинга сейсмической опасности по каталогу землетрясений, требует набора данных о реализации относительно редких событий. Определенное запаздывание при этом почти неизбежно. Отмечается, что такого недостатка был бы лишен метод, основанный на мониторинге и анализе шумовой компоненты GPS наблюдений. Возможности реализации такого мониторинга применительно к прогнозу сильных тектонических землетрясений описан в работах [10, 11 и др.].

Геоэкологические риски загрязнения среды потенциально токсичными элементами. При разработке и добыче УВ в сланцевых мегарезервуарах необходимо учитывать большие содержания потенциально токсичных элементов (ПТЭ), часто концентрирующихся в сланцевых формациях и в самом добываемом сырье. К ПТЭ относят Fe, As, Be, V, Co, Cr, F, Hg, Mn, Ni, Pb, Sr, Sb, Se, U, Th, Rn и др. [12]. В результате массированных гидроразрывов при разработке сланцевых формаций опасность попадания ПТЭ в окружающую среду наиболее велика. Необходимость обратить пристальное внимание на эту проблему при разработке сланцевых УВ связана с нижеследующими обстоятельствами.

При разработке сланцевых мегарезервуаров, представляющих собой многокилометровые продуктивные прослои в сланцевой нефтематеринской толще, с проведением многоразовых воздействий с закачкой пропантов и жидкости под давлением и при высокой температуре, образуется большая площадь новых трещин и путей перетока флюидов, что увеличивает опасность попадания ПТЭ в окружающую среду.

Известно, что до 20% УВ-сырья содержат в своем составе ПТЭ в количествах, превышающих безопасный уровень. В природной нефти и битумах большинство таких элементов (V, Ni, Co, Mo, Cr, Cu, Zn и др.) химически прочно связаны, однако эти элементы становятся опасными в микродисперсном состоянии после техногенного, в особенности высокотемпературного воздействия за счет деструкции металлоорганических соединений [13].

Наращиванию добычи сланцевых УВ и реализации «сланцевой революции» могут помешать геоэкологические риски. Технологии добычи сланцевых УВ – бурение горизонтальных скважин, гидроразрывы пласта и закачка пропантов – приводят к резкому росту вызванной сейсмичности и риску попадания в окружающую среду и подземные воды потенциально токсичных элементов, содержащихся в сланцевых формациях и в добывающемся из них углеводородном сырье.

Для минимизации экологических рисков необходимо оценивать последствия разработки сланцевых формаций в связи с возможностью развития вызванной сейсмичности, а также высокими содержаниями в сланцах и в сланцевых нефти и газе потенциально токсичных элементов и опасностью их перехода в окружающую среду.

Работа выполнена в рамках государственного задания (темы: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3, и «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, 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. *Пунанова С.А., Родкин М.В.* Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов // Геология нефти и газа. 2022. № 1. С. 109–118. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-1-109-118

2. *Адушкин В.В., Родионов В.Н., Турунтаев С.Б., Юдин А.Е.* Сейсмичность месторождений углеводородов // Нефтегазовое обозрение. 2000. № 1. С. 4–15.

3. *Адушкин В.В., Санина И.А., Габсатарова И.П.* и др. Техногенно-тектонические землетрясения Днепровско-Донецкого авлакогена // Доклады Академии наук. 2016. Т. 469, № 4. С. 479–482. https://doi.org/10.7868/S0869565216220151

4. *van Thienen-Visser K., Breunese J.N.* Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments // The Leading Edge. 2015. Vol. 34, No. 6. P. 664–671. https://doi.org/10.1190/tle34060664.1

5. *Middel M.* En weer krijgen de Groningers gelijk // NRC Handelsblad. 2019. 4 Juli. https://www.nrc.nl/nieuws/2019/07/04/en-weer-krijgen-de-groningers-gelijk-a3966028 (Дата обращения 03.10.2022).

6. *Krupnick A., Echarte I.* Induced seismicity impacts of unconventional oil and gas development: RFF Report. Washington, DC: Resources for the Future, 2017. 30 p. https://media.rff.org/documents/RFF-Rpt-ShaleReviews_Seismicity_0.pdf (Дата обращения 03.10.2022).

7. *van der Baan K., Calixto F.J.* Human-induced seismicity and large-scale hydrocarbon production in the USA and Canada // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. 2017. Vol. 18, No. 7. P. 2467–2485. https://doi.org/10.1002/2017GC006915

8. *Родкин М.В., Рукавишникова Т.А.* Вызванная сейсмичность: серьезная угроза добыче сланцевой нефти? // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). С. 39. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art39

9. *Vorobieva I., Shebalin P., Narteau C.* Condition of occurrence of large man-made earthquakes in the zone of oil production, Oklahoma // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2020. Vol. 56, No. 6. P. 911–919. https://doi.org/10.1134/S1069351320060130

10. *Любушин А.А.* Прогноз Великого Японского землетрясения // Природа. 2012. № 8(1164). С. 23–33.

11. *Lyubushin A.* Field of coherence of GPS-measured earth tremors // GPS Solutions. 2019. Vol. 23, No. 4. P. 120. https://doi.org/10.1007/s10291-019-0909-0

12. *Пунанова С.А., Шпирт М.Я.* Экологические последствия разработки сланцевых формаций, содержащих токсичные элементы // Химия твердого топлива. 2018. № 6. С. 55–63. https://doi.org/10.1134/S0023117718060105

13. *Punanova S.A.* Trace element composition of shale formations // Proceedings of the 29th International Meeting on Organic Geochemistry (EAGE-IMOG), Gothenburg, Sweden, 1–6 September 2019. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902921

Обеспечение устойчивости надземных магистральных трубопроводов в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород

Батыров А.М.
Санкт-Петербургский горный университет, РФ, 199106, г. Санкт-Петербург,
Васильевский остров, 21 линия, д. 2
E-mail: batyrovartur@mail.ru

Ключевые слова: надземный магистральный трубопровод, многолетнемерзлый грунт, силы морозного пучения, напряженно-деформированное состояние, напряжение разрушения.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью повышения эксплуатационной надежности надземных магистральных трубопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах. Опоры надземных магистральных трубопроводов подвергаются нагрузкам со стороны грунта из-за опасных криогенных процессов морозного пучения, вызванных очень низкими температурами. Повышение эксплуатационной надежности надземных магистральных трубопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах можно считать важнейшей задачей в отрасли.

Цель работы – анализ применения существующих конструкций опор при строительстве магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых пород и определение конструкции опоры для надземных магистральных трубопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах и возможность эффективного использования острой кромки опорной плиты в качестве основания надземной опоры.

Методы исследования – математическое моделирование опорной плиты с мерзлым грунтом, оценка и анализ распределения напряжения разрушения мерзлой породы и эффективности применения новой конструкции опоры с острой кромкой опорной плиты в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород.

Определены физические характеристики мерзлых вспученных грунтов; предложена опорная конструкция, защищающая надземный магистральный трубопровод от воздействий сил морозного пучения; предложен оптимальный угол острой кромки опорной плиты для эффективного резания вспученного грунта; выполнено моделирование опорной плиты с мерзлым грунтом; выполнен расчет эквивалентных напряжений острой кромки при наиболее вероятном случае резания вспученной глины от воздействий сил морозного пучения грунта.

На сегодняшний день по устойчивости надземных магистральных трубопроводов в условиях сплошного распространения многолетнемерзлых пород проведено недостаточно исследований. Известные на данный момент опорные конструкции, применяемые для строительства магистральных трубопроводов, не справляются с морозным пучением грунта, что в свою очередь служит причиной деформации трубопровода, либо прибегают к использованию термостабилизаторов грунта, что является очень затратным способом и требует постоянного осмотра и проверок данных технологий [1, 2].

Опоры надземных магистральных трубопроводов подвергаются нагрузкам со стороны грунта из-за опасных криогенных процессов морозного пучения, вызванных очень низкими

температурами. Данный процесс негативно влияет на эксплуатационную надежность трубопровода и может привести к аварии, что, в свою очередь, отрицательно скажется на окружающей среде и приведет к большим потерям сырья. Задача повышения эксплуатационной надежности магистральных трубопроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах, рассмотрена ранее в работах [3].

С целью повышения надежности надземного трубопровода, проложенного на участках сплошного распространения многолетнемерзлых пород, автором предлагается применить новую конструкцию опоры, для чего был проведен анализ существующих конструкций опор. В результате было установлено, что на сегодняшний день существуют несколько опор, при использовании которых можно изменить напряженно-деформированное состояние магистральных трубопроводов, но такой опоры, которая в состоянии противостоять разрушительным силам, возникающим при морозном пучении в зонах сплошного распространения многолетнемерзлых пород, не существует [4–9].

Автором была разработана опорная конструкция, защищающая надземный магистральный трубопровод от сил морозного пучения.

Расчеты для разработанной конечно-элементной модели опорной плиты с мерзлым грунтом доказывают возможность использования железобетонной плиты с острой кромкой для многолетнемерзлых грунтов в качестве основания надземной опоры. Для исключения возможности смещения опоры и образования разрывов надземных магистральных трубопроводов при воздействии криогенных процессов морозного пучения автором предлагается разрезать мерзлый вспученный грунт путем установки новой конструкции опоры при строительстве, где ее нижняя часть выполнена в форме острой кромки, заглубленной в грунт.

Предложенная конструкция опоры надземного магистрального трубопровода позволяет защитить трубопровод от воздействия сил морозного пучения грунта, исключить необходимость дорогостоящих термостабилизаторов, что во много раз снижает затраты на эксплуатацию (обследование, геомониторинг). На основании полученных результатов на текущем этапе можно сделать вывод: при проектировании надземных магистральных трубопроводов, прокладываемых в условиях распространения сплошной многолетнемерзлой породы, следует рассмотреть вариант прокладки с применением предлагаемой конструкции опоры без использования термостабилизаторов грунта.

Литература

1. *Потапов А.И., Шихов А.И., Дунаева Е.Н.* Определение динамического модуля упругости вечномерзлых грунтов при оттаивании по кинематическим характеристикам упругой волны // Контроль. Диагностика. 2021. Т. 24, № 3(273). С. 16–23. https://doi.org/10.14489/td.2021.03.pp.016-023

2. *Onebuchi V.E., Kolios A., Hanak D.P.* et al. A systematic review of the key problems of transporting CO_2 through pipelines // Reviews of Renewable and Sustainable Energy. 2018. Vol. 81. P. 2563–2583. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.064

3. *Васильев Г.Г., Джалябов А.А., Леонович И.А.* Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 377–385. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.6

4. *Лалин В.В., Яваров А.В.* Расчетное обоснование конструкции надземного участка газопровода в условиях Крайнего Севера // Известия Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники им. Б.Е. Веденеева. 2010. Т. 257. С. 112–116.

5. *Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Суриков В.И.* и др. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 1(13). С. 24–28.

6. *Лисин Ю.В., Александров А.А., Ларионов В.И., Козлов М.А*. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия Машиностроение. 2012. № 3(88). С. 68–79.

7. *Муталова Л.М., Мустафин Ф.М.* Анализ проблем прокладки нефтепроводов на вечной мерзлоте // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 5–6. С. 20–22. https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-6-20-22

8. *Шамилов Х.Ш., Десяткин Д.П.* Особенности проектирования трубопроводов в зонах распространения островной мерзлоты // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 3. С. 24–29. https://doi.org/10.24411/0131-4270-2019-10305

9. *Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В.* и др. Основные технические решения по конструкциям опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2013. № 6(40). С. 4–7.

Способ борьбы с разгерметизацией затрубного пространства скважин

Свалов А.М.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: svalov@ipng.ru

Аннотация. Потеря герметичности затрубного пространства нефтяных и газовых скважин является причиной потерь добываемых углеводородов и загрязнения ими как вышерасположенных водоносных пластов, так и атмосферы над разрабатываемыми месторождениями, особенно газовыми. На отработанных месторождениях из-за потери герметичности затрубного пространства ликвидированных скважин часто возникают экологические проблемы.
Для радикального повышения прочности и уровня герметичности затрубного пространства нефтяных и газовых скважин предлагается на стадии строительства на некоторых участках производить расширение ствола скважины с последующим включением в компоновку колонны обсадных труб на уровне этих расширенных участков центрирующих устройств (пружинных центраторов) с номинальным диаметром, превышающим исходный диаметр ствола скважины. Последующее тампонирование этих участков расширяющимися тампонажными материалами приведет к формированию прочных жестких объемных включений в затрубном пространстве скважины, препятствующих продольному смещению горной породы относительно обсадных труб и потере герметичности затрубного пространства скважины.
Ключевые слова: герметичность затрубного пространства скважин, расширение ствола, пружинный центратор, расширяющиеся тампонажные материалы.

Герметичность затрубного пространства нефтяных и газовых скважин необходима, с одной стороны, для предотвращения потерь добываемого пластового флюида, с другой стороны, для предотвращения экологических проблем, обусловленных проникновением углеводородных флюидов в вышерасположенные водоносные пласты. Выход природного газа в атмосферу опасен как с позиций ее загрязнения, так и пожаробезопасности территории газового промысла. Особого внимания в настоящее время требуют проблемы экологической безопасности ликвидируемых скважин на отработанных месторождениях [1–3].

Наиболее значительное разрушающее воздействие на зацементированное затрубное пространство скважины происходит при применении такой современной технологии, стимулирующей продуктивность скважины, как гидроразрыв пласта, при которой пластовое давление в призабойной зоне скважины возрастает на десятки мегапаскалей (сотни атмосфер).

Механизм разрушающего воздействия на затрубное пространство скважины при изменении величины пластового давления, его повышения или понижения, может быть описан следующим образом [4, 5].

Повышение пластового давления (рис. 1) в призабойной зоне скважины, ствол которой обсажен жесткими стальными трубами, приводит к развитию напряжений сдвига на внешней поверхности труб и на поверхности между цементной оболочкой и породой-коллектором, поскольку стальная обсадная труба, как более жесткое упругое тело, модуль Юнга которого в десятки раз превышает модули Юнга горных пород, препятствует продольному смещению породы. На рис. 1 стрелками обозначено действие повышенного давления в пласте на его кровлю и действие касательных напряжений (напряжений сдвига) на внешней поверхности обсадных труб

и на поверхности раздела цементной оболочки и породы, обусловленных повышением пластового давления. При понижении давления в призабойной зоне скважины на пласт будут действовать сжимающие нагрузки, то есть стрелки будут направлены вниз.

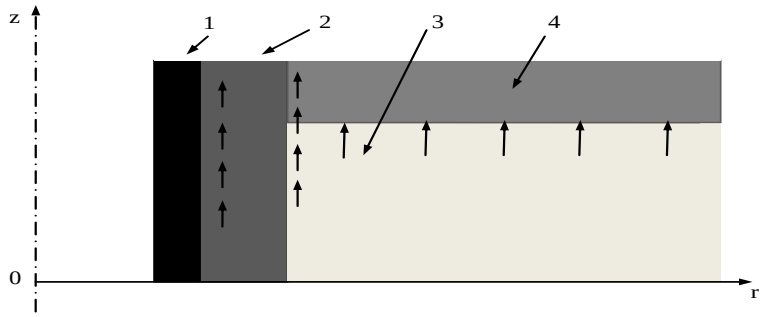


Рис. 1. Схема взаимного расположения: 1 – обсадной трубы;
2 – цементной оболочки скважины; 3 – продуктивного пласта; 4 – кровли пласта

Учитывая обстоятельство, что поверхность, разделяющая породу и цементную оболочку скважины, покрыта тонким слоем остатков глинистой корки, образовавшейся в процессе строительства скважины и существенно снижающей прочность связи между цементной оболочкой и породой, можно сделать вывод, что при действии указанных напряжений сдвига в первую очередь будет разрушаться именно эта связь. Таким образом, при условии достаточно высоких величин напряжений сдвига на границе раздела породы и цементного камня повышение (понижение) пластового давления в призабойной зоне скважины будет вызывать разрушение связи между цементной оболочкой и породой, в результате чего порода под действием давления в призабойной зоне будет смещаться вдоль колонны обсадных труб, способствуя тем самым развитию разрушающих напряжений сдвига и в вышерасположенных участках приствольной зоны скважины.

Для количественной оценки напряжений сдвига в приствольной зоне скважины, обусловленных изменением пластового давления в ней, была численно рассчитана задача осесимметричного распределения напряжений в приствольной зоне скважины в рамках модели упругого деформирования горной породы, цементной оболочки и обсадной трубы [4, 5].

Для упрощения расчетов величина пластового давления при проведении гидроразрыва в обширной окрестности ствола скважины принималась постоянной, равной перепаду давления ΔP = 10 МПа (100 атмосфер), при этом модуль Юнга E для стали равен $2{,}2 \cdot 10^5$ МПа, в породе кровли пласта и цементном камне – 10^4 МПа, в породе-коллекторе – $5 \cdot 10^3$ МПа. Коэффициент Пуассона ν для стали принимался равным 0,3, во всех других упругих средах – 0,2. Внутренний радиус обсадной трубы был принят равным 6,5 см, толщина ее стенки – 0,8 см, толщина цементной оболочки – 3,5 см, толщина продуктивного пласта в расчетах принималась равной 10 м.

Результаты расчетов приведены на рис. 2, где кривая 1 соответствует касательным напряжениям (напряжениям сдвига) на внешней поверхности обсадных труб, кривая 2 – на границе раздела цементной оболочки скважины и породы (см. рис. 1).

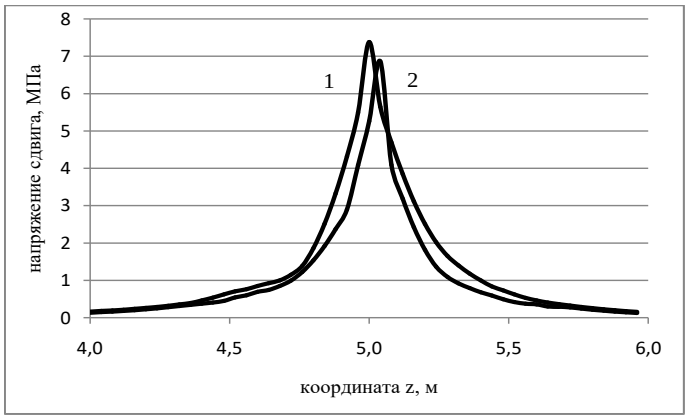


Рис. 2. Распределение касательных напряжений (напряжений сдвига) вдоль вертикальной координаты z:
1 – на внешней границе обсадной трубы; 2 – на границе раздела цементной оболочки и породы

На рис. 2 показано, что напряжения сдвига в приствольной зоне скважины максимальны в окрестности контакта пласта и его кровли (точки $z = 5$ м в данных расчетах) и достигают величины ~7 МПа. Необходимо отметить, что при численных расчетах пиковые значения кривых обязательно сглаживаются, то есть точные максимальные значения напряжений сдвига в действительности превышают величину, соответствующую максимумам кривых 1 и 2 на рис. 2. Тем не менее, даже рассчитанная величина напряжений сдвига, близкая к 7 МПа в зоне концентрации этих напряжений, соответствующая повышению пластового давления на 10 МПа, свидетельствует о том, что при проведении гидроразрыва пласта, при котором давление в призабойной зоне скважины повышается, как правило, на значительно большую величину и достигает нескольких сотен атмосфер, напряжения сдвига в зоне их концентрации будут заведомо превышать пределы прочности цементного камня. Более того, если учесть описанное выше ослабление связи цементного камня и породы из-за наличия тонкой глинистой прослойки между ними, то можно сделать вывод, что при разработке газовых месторождений и применении технологии гидроразрыва пласта связь между цементным камнем и породой неизбежно разрушается, затрубное пространство скважины теряет свою герметичность. Проблема потери герметичности затрубного пространства скважин, обусловленной развитием деформационных процессов в массиве горных пород, актуальна и для ликвидированных скважин на отработанных месторождениях.

Для борьбы с разгерметизаций затрубного пространства скважин, обусловленной концентрацией разрушающих напряжений в ее приствольной зоне при изменении пластового давления, может быть предложен следующий способ (рис. 3).

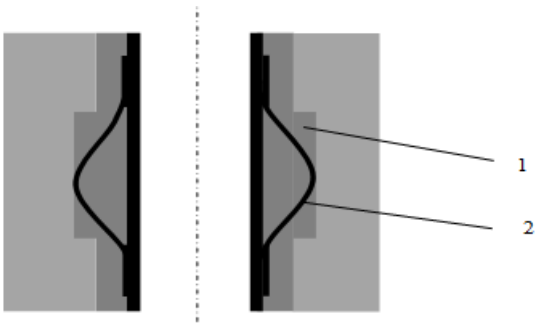


Рис. 3. Схема расположения в скважине:
1 – расширенный участок ствола скважины;
2 – зацементированный пружинный центратор

В процессе строительства скважины в интервалах непроницаемых пород, по меньшей мере на одном участке, с помощью бурового расширителя увеличивается диаметр ствола скважины. На уровне расширенного участка ствола в колонне обсадных труб жестко устанавливается прочное металлическое центрирующее устройство с номинальным диаметром, превышающим исходный диаметр ствола скважины (пружинный центратор). Затрубное пространство скважины, включая расширенный участок, тампонируется цементным раствором – материалом, обладающим свойством расширения при затвердевании, при этом уровень тампонирования затрубного пространства скважины расширяющимся составом должен превышать местоположение верхнего расширенного участка ствола скважины.

Затвердевший тампонажный материал, фактически армированный металлическими элементами центрирующего устройства, образует в расширенном участке ствола скважины прочное жесткое объемное включение большого диаметра, препятствующее продольному смещению горной породы вдоль колонны обсадных труб при изменениях величины пластового давления. Использование расширяющегося тампонажного материала, по меньшей мере на участке расширенного ствола скважины, обеспечивает его плотный контакт как с непроницаемой горной породой, так и с поверхностью обсадных труб, что препятствует образованию флюидопроводящих каналов в тампонажном материале при его затвердевании.

Для ликвидируемых отработанных скважин описанный способ предполагает вырезание участка обсадной трубы для последующего расширения ствола скважины и установки пружинного центратора с тампонированием расширенного участка ствола скважины расширяющимся тампонажным материалом.

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. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* и др. Устаревшие нефтегазовые технологии добычи как источник предстоящих экологических катаклизмов // Экологический вестник России. 2019. № 8. С. 20–25.

2. *Johnson P.* Abandoned oil and gas wells are leaking methane across the USA // Inhabitat. 2015. 29 January. http://inhabitat.com/abandoned-oil-and-gas-wells-are-leaking-methane-across-the-USA (Дата обращения 06.09.2022).

3. Plugging and abandonment of oil and gas wells: Working Document No. 2-25 of the NPC North American Resource Development Study, 15 September 2011. 21 p. https://www.npc.org/Prudent_Development-opic_Papers/2-5_Well_Plugging_and_Abandonment_Paper.pdf (Дата обращения 06.09.2022).

4. *Свалов А.М.* Механика процессов бурения и нефтегазодобычи. М.: ЛИБРОКОМ, 2009. 256 с.

«Зеленые» нефть и газ как решение проблемы потепления климата

Баренбаум А.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: azary@mail.ru

Аннотация. В связи с потеплением климата, которое связывают с выбросом в атмосферу CO_2 при сжигании углеродного топлива, в энергетике поставлен вопрос замены нефти и газа возобновляемыми «зелеными» источниками энергии, при этом в нефтегазовой геологии установлено, что углеводороды пополняются в эксплуатируемых месторождениях. Разработана биосферная концепция, которая позволяет при научно обоснованной методологии добычи и потребления нефти и газа превратить их в «зеленые» источники энергии, резко снизив негативное влияние на климат. Приведены соответствующие рекомендации, следующие из положений биосферной концепции.
Ключевые слова: генерация нефти и газа в месторождениях, биосферная концепция.

В последние годы человечество обеспокоено проблемой экологии, в первую очередь изменениями климата, вызванными ростом содержания в атмосфере углекислого газа (CO_2) и других парниковых газов. Главной причиной тому считают современное потребление ископаемого углеродного топлива: нефти, газа и угля, добыча которого сопряжена с экологически вредным воздействием на окружающую среду, а промышленное использование сопровождается выбросом в атмосферу большого количества CO_2. Решение проблемы климата и экологии сегодня представляется в отказе от добычи углеводородов (УВ) и переходе к возобновляемым источникам энергии, получившим название «зеленые». К этим источникам относится энергия солнечного света, ветра, а также воды, в том числе приливная и гидротермальная типы энергии. «Зеленая» энергия преобразуется в электроэнергию, использование которой не имеет экологически вредных последствий.

В этой связи отметим, что в геологии нефти и газа в наши дни происходит научная революция [1–3], вызванная созданием в России новой нефтегазовой парадигмы – биосферной концепции. Эта концепция впервые с XIX века адекватно объяснила происхождение нефти и газа. В отличие от общеизвестных органической и минеральной гипотез, конкурировавших в нефтегазовой геологии последние 100 лет, в биосферной концепции учтены три новые природные явления, открытые отечественными учеными 40, 30 и 20 лет назад. Эти открытия радикально меняют существующие представления о природе и механизме образования нефти и газа.

Первое явление установили сибирские ученые в конце 1970-х – начале 1980-х годов. В 1982 г. оно было официально зарегистрировано Комитетом СССР по изобретениям и открытиям как Научное открытие № 326 [4]. Это явление сегодня называется «геосинтезом» [5].

Второе открытие – явление пополнения запасов разрабатываемых месторождений, установленное российскими геологами на 10 лет позже. В начале 1990-х годов, после распада СССР, ряд месторождений в России, Украине, Азербайджане и Чечне не разрабатывались. Спустя 2–3 года, когда вернулись к их разработке, оказалось, что восстановились давления во многих старых обводнившихся месторождениях, и они снова начали давать промышленные притоки нефти. Правильное истолкование новому явлению предложили в 1993 г. сотрудники МГУ имени М.В Ломоносова Б.А. Соколов и А.Н. Гусева [6]: «нефть и газ являются возобновляемыми природными ископаемыми, освоение которых должно строиться, исходя из баланса объемов генерации УВ и возможностей их отбора в процессе эксплуатации месторождений».

Тем самым, при научно обоснованном освоении месторождений открывается возможность превратить нефть и газ в «зеленые» источники энергии, поскольку они возобновляются как энергия Солнца, воды, ветра и т. д. Причем могут возобновляться весьма быстро (рис. 1) [7].

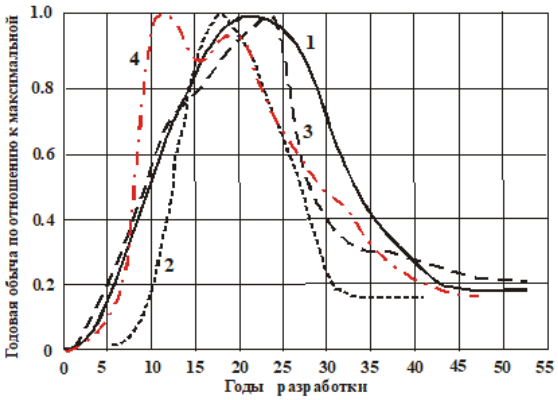


Рис. 1. Графики разработки месторождений:
1 – Ромашкинское нефтяное;
2 – Самотлорское нефтяное;
3 – Туймазинское нефтяное;
4 – Шебелинское газоконденсатное

На графике показано, что после 30–40 лет разработки, независимо от геологических условий, начальных запасов и технологий эксплуатации, добыча УВ выходит на асимптоту ≈ 20% от периода разработки с максимальной добычей. Данное явление распространяется как на крупные, так и на мелкие месторождения. Изучение этого явления показало, что оно вызвано очень быстрым биосферным циклом круговорота углерода и воды через земную поверхность, чье участие в нефтегазообразовании ранее было неизвестно.

В начале 2000-х годов автор разработал биосферную концепцию [3], которая с учетом этого третьего открытия придала новой нефтегазовой парадигме необходимое теоретическое обоснование. Было объяснено, почему «выполаживание» добычи углеводородов происходит после 30–40 лет эксплуатации месторождений (см. рис. 1), а также получен вывод, что при научно обоснованном освоении месторождений нефти и газа объем извлечения этих УВ из недр в 20% от объема в годы с максимальной добычей может быть увеличен.

Биосферная концепция позволила расширить существующие взгляды на происхождение нефти и газа, введя в рассмотрение при нефтегазообразовании круговорот вещества на Земле согласно учению В.И. Вернадского о биосфере [8]. Следуя В.И. Вернадскому, круговороты углерода, водорода и кислорода на нашей планете обязательно происходят с участием живого вещества биосферы, в том числе людей, как наиболее активного и деятельного ее представителя. Именно такой геохимический круговорот привлекла к решению проблемы нефтегазообразования биосферная концепция, рассматривая месторождения нефти и газа как ловушки подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность в трех главных циклах круговорота с характерными временами ~10^9, ~10^6 и ≈40 лет (рис. 2).

В данной схеме образование УВ в цикле ~10^9 лет обусловлено дегазацией Земли вследствие трансформации углеродсодержащего вещества на больших глубинах при субдукции литосферных плит, в цикле ~10^6 лет – катагенезом захороненного органического вещества (ОВ), а в 40-летнем цикле – круговоротом углерода и воды в биосфере. Последний цикл вызван переносом CO_2 из атмосферы в осадочный чехол метеогенными водами при их климатическом круговороте. Этот цикл играет главную роль в образовании «зеленых» нефти и газа.

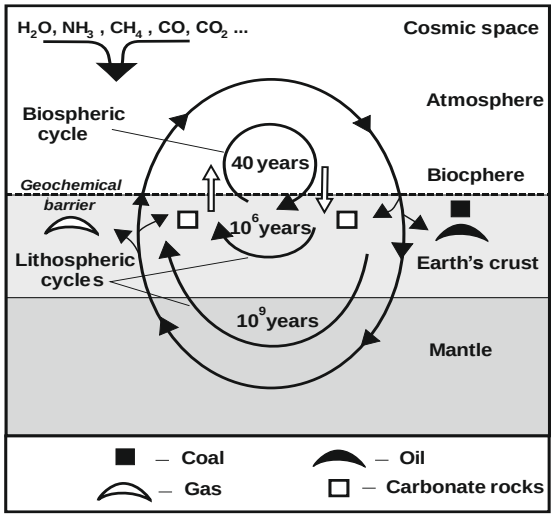


Рис. 2. Принципиальная схема круговорота углерода на Земле [7]

Все три цикла тесно связаны между собой и происходят таким образом, что над земной поверхностью, играющей роль геохимического барьера, подвижный углерод циркулирует преимущественно в виде CO_2, а под поверхностью этот окисленный углерод преобразуется в УВ. Из-за низкой растворимости в воде УВ обособляются и формируют в геологических структурах-ловушках верхней зоны земной коры собственные скопления в виде нефти и газа.

До создания биосферной концепции участие биосферного цикла в нефтегазообразовании геологи не предполагали. На протяжении последнего столетия между сторонниками органической и минеральной гипотез шел непримиримый спор: какой из двух геологических циклов имеет первостепенное значение. Первые утверждали, что цикл ~10^6 лет, а вторые – что ~10^9 лет.

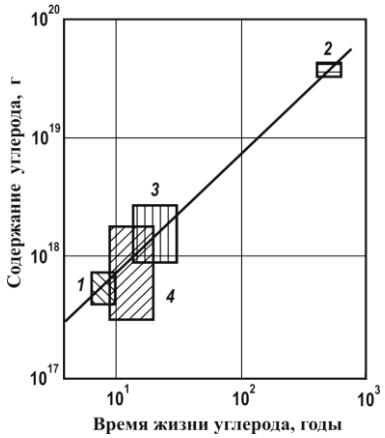
Биосферная концепция установила, что главную роль в восполнении запасов нефти и газа на эксплуатируемых месторождениях играет 40-летний биосферный цикл. Построена теоретическая модель, которая на основе открытий [4–7] позволила решить проблему происхождения нефти и газа. Экспериментально доказано, что при геосинтезе донором водорода в УВ является вода, а донором углерода – ОВ, водорастворенный CO_2 и легкорастворимые углеродсодержащие минералы.

С использованием теоретической модели [7] установлено, что углерод, кислород и вода на Земле образуют единую геохимическую систему круговоротов, которая сегодня находится в состоянии, близком динамическому равновесию. В этом состоянии распределение подвижного углерода, окисленного и восстановленного, по его основным резервуарам биосферы подчиняется закономерности (рис. 3). К этой же системе относятся разрабатываемые месторождения нефти и газа, а также отложения аквамаринных метаногидратов [9].

Добывая нефть, газ и уголь и сжигая их на поверхности, люди нарушают равновесие между тремя циклами круговорота углерода (см. рис. 2), сложившееся на Земле за миллионы лет. В результате углерод из циклов ~10^6 и ~10^9 лет поступает в 40-летний цикл, где, включаясь в круговорот, этот углерод, «добавочный» в биосферном цикле, попадает сначала в атмосферу, а затем перераспределяется по другим резервуарам геохимической системы биосферы (см. рис. 3), включая освободившиеся ловушки месторождений.

Так биосферная концепция объясняет пополнение эксплуатируемых месторождений нефти и газа. Темп пополнения, однако, во многом зависит от степени сохранности ловушек УВ на месторождениях. Методы добычи, реализующие технологии гидроразрыва пластов, ловушки уничтожают, что не дает возможности месторождениям восполняться в полной мере. Поскольку практика добычи нефти и газа гидроразрывом является общемировой, то лишь небольшая часть добавочного углерода питает месторождения, а его большая часть отлагается в виде аквамаринных

метаногидратов на шельфе Мирового океана, куда сегодня смещаются основные запасы УВ на нашей планете.



Прямая линия – условие динамического равновесия системы круговорота углерода в биосфере. При всех пертурбациях в системе круговорота, в том числе вызванных хозяйственной деятельностью людей, блоки 1–3 перемещаются по линии, не меняя ее наклона. Наклон линии к оси абсцисс – константа $C = 2.7 \times 10^{17}$ $г_{CO2}$/год, которая характеризует современную скорость круговорота углерода в единицах CO_2 в биосфере

Рис. 3. Сопоставление содержания углерода и его времени жизни: 1 – в земной атмосфере; 2 – мировом океане; 3 – живом веществе; 4 – почвенно-иловом слое. Прямоугольники показывают разброс оценок по данным литературы

Биосферная концепция предлагает систему рекомендаций по добыче и использованию УВ в качестве «зеленых» источников энергии, не оказывающих существенного влияния на климат:

– Отказ от разработки сланцевых месторождений УВ как главного поставщика в биосферный цикл добавочного углерода, вызывающего потепление климата.

– Введение в эксплуатацию мелких месторождений как природных ловушек углерода.

– Снижение темпов извлечения УВ из залежей до уровня их естественного пополнения.

– Продуманная логистика, при которой основная часть УВ потребляется в пределах того же гидрологического бассейна, что и их добыча.

Эти рекомендации позволяют реализовать на практике положение биосферной концепции: человек, как важный элемент биосферы, может в определенных пределах воздействовать на региональные процессы образования УВ в недрах. Следует ожидать, что извлечение нефти и газа из залежей в умеренных темпах (без нарушения подземной циркуляции вод) не должно существенно влиять на нефтегазоносность региона, повышая темп восстановления его месторождений.

Это может произойти, если нефть и газ будут потребляться в пределах того же гидрогеологического бассейна, где добываются. Практика транспортировки нефти и газа на тысячи километров от мест добычи ведет к перераспределению мировых ресурсов УВ. Промышленно-развитые страны, интенсивно потребляющие нефть и газ, аккумулируют их на своей территории, тогда как страны-доноры, специализирующиеся на добыче и экспорте УВ, свои ресурсы истощают.

Практическая реализация этих рекомендаций с высокой вероятностью откроет более широкие возможности для обеспечения мировой экономики необходимыми энергоресурсами.

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. *Баренбаум А.* О научной революции в теории образования углеводородов // ИА Regnum. 2018. 9 февраля. https://regnum.ru/news/innovatio/2377467.html (Дата обращения 03.10.2022).

2. *Баренбаум А.* Биосферная концепция нефтегазообразования и новая научная картина мира // ИА Regnum. 2018. 24 июня. https://regnum.ru/news/innovatio/2436385.html (Дата обращения 03.10.2022).

3. *Леонтьев Д.* Неисчерпаемость нефти и газа – факт, который всем мешает // ИА Regnum. 2020. 27 марта. https://regnum.ru/news/innovatio/2896742.html (Дата обращения 03.10.2022).

4. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И.* Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры. Научное открытие №326 от 21.04.1982.

5. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А.* и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа. Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт): Труды VIII Международного технологического симпозиума. М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2013. С. 43–46.

6. *Соколов Б.А., Гусева А.Н.* О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1993. № 3. С. 48–56.

7. *Баренбаум А.А.* Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. М.: ЛИБРОКОМ, 2010. 544 с.

8. *Вернадский В.И.* Химическое строение биосферы Земли и ее окружения. М.: Наука, 2001. 376 с.

9. *Баренбаум А.А.* Балансовая оценка скорости образования аквамаринных метаногидратов // Геология морей и океанов: Материалы XXII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. II. М.: Институт океанологии РАН, 2017. С. 135–139.

Современные исследования целебной нафталанской нефти

Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С.*, Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г.
Институт Геологии и Геофизики, Министерство науки и образования Азербайджана
Азербайджан, AZ1143, г. Баку, пр-т Гусейна Джавида, д. 119
E-mail: *martgs@rambler.ru

Аннотация. Нафталанская и другие целебные нефти для сравнения их состава и свойств изучались методами хромато-масс-спектрометрии, масс-спектрометрии с индукционно связанной плазмой, динамического рассеяния света. Показана уникальность лечебной нефти Нафталанского месторождения и отмечены ее отличия от топливной. Изучены углеводородный, микроэлементный, биомаркерный и микробиологический составы нефтей.
Ключевые слова: целебные нефти, нафталан, углеводороды, микроэлементы, биомаркерный и микробиологический составы.

Основным источником энергии на Земле на протяжении уже многих лет остается нефть и ее производные. Ни атомная, ни солнечная, ни ветряная энергии не могут заменить ее полноценно. Ежедневно из недр Земли извлекается более ста миллиардов баррелей нефти. Это «черное золото» обогащает различные страны, а для некоторых является основным источником дохода.

Добыча нефти была начата приблизительно за шесть тысяч лет до н. э. Наиболее древние промыслы известны на берегах Евфрата, в Керчи, в провинции Сычуань современного Китая. Упоминание о нефти встречается во многих древних рукописных книгах. В Библии говорится о смоляных ключах в окрестностях Мертвого моря.

Сведения о месторождениях нефти на территории Прикаспия и Средней Азии восходят ко временам Александра Македонского. Уже в те годы местность, где добывалась уникальная нефть, имела «нефтяное» географическое название − Нафталан [1]. Целебная нафталанская нефть относится к группе нафтеновых, которые достаточно широко распространены во всем мире и встречаются в нефтегазоносных бассейнах различных геотектонических типов. К целебным нефтям также относятся «белая» нефть месторождения Сураханы на Абшеронском полуострове (Азербайджан), нефти Восточного Крыма (озеро Тобечик), Камчатки (кальдера Узон).

В Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне имеется несколько десятков месторождений и нефтепроявлений с нафтеновыми нефтями: Русское, Ван-Еганское, Ереминское, Тазовское и др. Нефти, обладающие целебными свойствами, известны в Хорватии (Мославица), где открыт курорт, также именуемый Нафталан.

Принято считать, что лечебная нефть Нафталанского месторождения Азербайджана образовалась в нижнемиоценовых отложениях (верхне-майкопских слоях), из которых затем мигрировала в коллекторы отложений акчагыльского яруса верхнего плиоцена. Топливная нефть этого месторождения стратиграфически приурочена к коллекторам нижележащих горизонтов майкопской свиты.

Нафталанское месторождение расположено в зоне глубинных разломов, рассекающих осадочное выполнение и акустический фундамент Куринской впадины, что предполагает участие глубинных подкоровых флюидов в формировании уникальных свойств лечебной нефти.

Нафталанская и другие целебные нефти изучались методами хромато-масс-спектрометрии, методом масс-спектрометрии с индукционно связанной плазмой, методом динамического рассеяния света для сравнения состава и свойств.

Углеводородный состав нефтей. Исследования показали, что два вида нафталанской нефти произошли не только независимо друг от друга, но и из существенно различного исходного органического вещества, о чем свидетельствуют данные хромато-масс-спектрометрии. Так, лечебная и топливная нефть Нафталана имеют существенные отличия по углеводородному (УВ) составу, а именно: ∑содержание алкановых УВ в топливной нефти составляет ~23%, тогда как в лечебной нефти их количество всего лишь ~4,5%; ∑содержание нафтеновых УВ в топливной нефти составляет ~59,4%, а в лечебной – ~77,04% [2].

Отличительной особенностью лечебной нафталанской нефти является наличие значительного количества гидронасыщенных циклических углеводородов с декагидронафталинами в их составе (m/z 95) ~59,68–60,12%, в отличие от топливной нефти, где количество гидронасыщенных циклических углеводородов составляет ~ 5,82–11,21% [3].

Биомаркерный состав нефтей. Исследование биомаркеров в нефтях чрезвычайно важно для изучения их генезиса и геохимической истории, для повышения достоверности прогноза нефтегазоносности, так как сложные структуры биомаркеров дают подробную информацию относительно их происхождения. Информация о биомаркерах в нафталанской нефти практически отсутствует.

Методом хромато-масс-спектрометрии определялся биомаркерный состав как лечебной, так и топливной нефти. Авторами отмечено, что в лечебной нефти примерно в два раза больше биомаркеров, чем в топливной нефти (2,035% и 1,069% соответственно).

Впервые в нафталанской нефти была проведена идентификация терпанов (m/z 191), стеранов (m/z 217), гопанов (m/z 191) и адамантаноидов (m/z 135, 136, 149, 163).

Как в топливной, так и в лечебной нефти обнаружен олеанан в высокой концентрации (16% и 21% отн. соответственно). Гомогопановый индекс характеризует лечебную нафталанскую нефть по исходному веществу лагунного генезиса со значительной примесью наземного органического вещества, которое накапливалось в слабовосстановительных и субокислительных условиях.

Соотношение Ts/Tm (терпановый индекс) увеличивается с повышением зрелости, и в главной зоне нефтеобразования имеет значение 1, что соответствует исследуемым пробам нефти: для лечебной Ts/Tm = 0,78, для топливной Ts/Tm = 0,86.

Среди стеранов доминирующими являются стераны C_{27} как в топливной, так и в лечебной нефти, что указывает на континентально-дельтовый генезис нафталанской нефти во всех горизонтах залегания. Отношение диастеранов к регулярным в лечебной нефти >1, это указывает на то, что преимущественный состав нефтематеринских пород составляли глины. Было обнаружено, что при образовании уникальной залежи литологический состав пород имел следующий состав: породы преимущественно песчаного состава ~27%, а глины ~73%.

Содержание адамантоидов в лечебной и топливной нефтях примерно одинаковое, преобладающее содержание диалкиладамантанов C_{12} такое же, как и в нафтеновых нефтях Абшерона.

В результате сравнительного анализа биомаркерных показателей лечебной и топливной нафталанской нефтей, проведенного по шкале биодеградации по K.E. Peters et al. [4], J.K. Volkman

et al. [5], Т.А. Попович [6], В.А. Каширцев и др. [7], а также по градации Т.Л. Виноградовой [8], лечебная нефть Нафталана относится к незрелой биодеградированной нефти типа Б-1, стадии I-II, с легкой умеренной степенью биодеградации. На это указывает отсутствие н-алканов, изопреноидов, пристана, фитана, а также завышенные значения многих геохимических параметров. Согласно проведенным расчетам геохимических параметров, соотношение Олеанан/Гопан (30) = 1,2 для лечебной нафталанской нефти, для биодеградированной нефти типа Б-1 соотношение Олеанан/Гопан (30) = 0,46–0,82. Соотношение Моретан/Гопан (30) = 0,12 для лечебной нафталанской нефти, в случае биодеградированной нефти типа Б-1 это соотношение составляет 0,07–0,08. Таким образом, судя по биомаркерным показателям, лечебную нафталанскую нефть можно отнести к биодеградированным нефтям химического типа Б-1, претерпевшим среднюю стадию биодеградации. В нефтях, находящихся на этой стадии, стераны и гопаны не изменены.

Что касается топливной нефти, то на ее биодеградацию указывает отсутствие в составе н-алканов С17 и С18. Содержание изопреноидов (Pr, Ph) превосходит значение н-алканов, что свойственно для нефтей типа А-2. Соотношение Оленан/Гопан (30) для топливной нефти = 1,01, биодеградированная нефть типа А-2 имеет соотношение Оленан/Гопан (30), равное 0,05–0,08 (по градации Т.Л. Виноградовой). Для топливной нафталанской нефти соотношение Моретан/Гопан (30) = 0,12, и биодеградированная нефть типа А-2 имеет такое же значение соотношения Моретан/Гопан (30). Таким образом топливная нафталанская нефть относится к химическому типу А-2, который характерен для нефтей слабой степени биодеградации – стадии I [9]. Ближе всех по составу и свойствам к Нафталану оказались нафтеновые нефти Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, месторождения Русское и Ван-Еганское, и Хорватская нефть месторождения Мославица.

Микроэлементный состав нефтей. Микроэлементы (МЭ) в нефтях Нафталана преобладают в количественном отношении над содержанием МЭ в нафтеновых нефтях других областей, в частности Абшерона (рис. 1, 2).

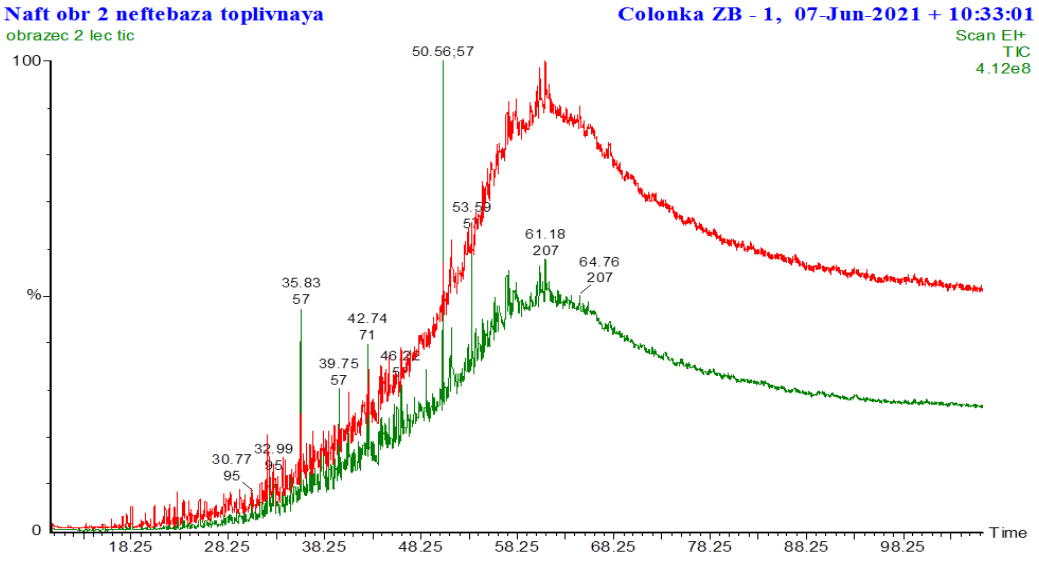


Рис. 1. Масс-хроматограмма нафталанской нефти: ---------- лечебной, ---------- топливной

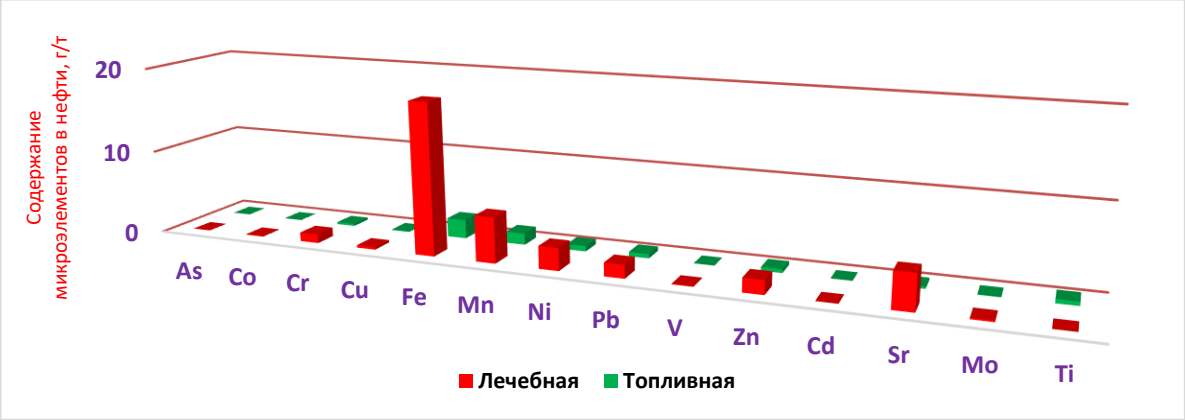


Рис. 2. Гистограмма МЭ состава лечебной и топливной нафталанской нефти

Впервые были определены благородные металлы в нефтях Нафталана, а содержание металлов было сопоставлено с их наличием в нефтях Абшеронского полуострова; по содержанию благородных металлов (Pd,Rh,Ir,Au,Pt,Te) нефти Нафталана также превосходят остальные сравниваемые месторождения (рис. 3).

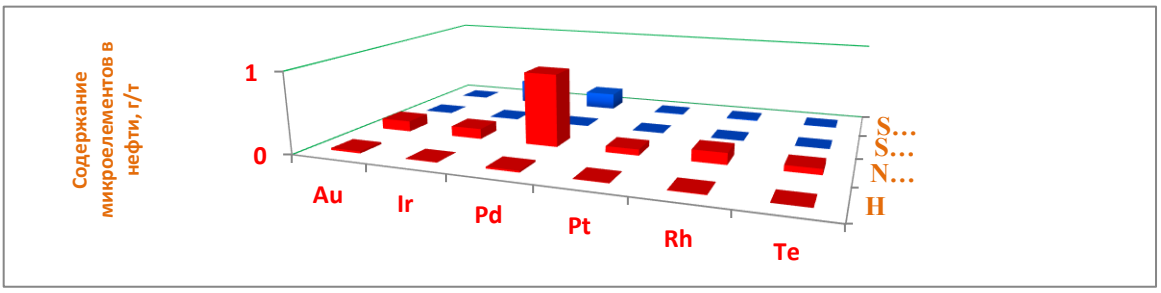


Рис. 3. Гистограмма содержания благородных металлов в нефти месторождений Нафталан и SOCAR

В пробах нафталанской нефти были зафиксированы следующие роды бактерий: *Acinetobacter, Bacillus, Brevibacillus, Clostridium, Desulfobacter, Enterobacter Klebciella, Methanobacterium Methanococcus Micrococcus Methanothermobacter, Pseudomonas*, которые отличаются друг от друга по культуро-морфологическим признакам и метаболистической активности, что дает возможность отметить в изучаемых пробах нефти микробиотическую специфику элементов [10].

В формировании микробиоты лечебной нафталанской нефти главную роль играют археи, более древние бактерии, такие как *Methanobacterium, Methanococcus, Methanothermobacter* и *Thermococcus;* в других нафтеновых нефтях важную роль играют роды настоящих бактерий, таких как: *Bacillus, Brevibacillus, Clostridium, Enterobacter, Arthrobacter, Desulfobacter, Micrococcus, Acinetobacter,* более активно участвующие в их формировании.

Доминантность древних бактерий в микробиоте нафталанской нефти, их высокая способность адаптирования в экстремальных условиях, а также отсутствие сведений в литературе

об их патогенности дают возможность предположить роль микроорганизмов в объяснении лечебных свойств нафталанской нефти.

По данным динамического рассеяния света в лечебной нафталанской нефти наиболее интенсивны частицы с диаметром в диапазоне от 100 до 1000 нм. В пробе топливной нефти наблюдаются частицы с диаметром от 50 нм и ниже. Коэффициенты диффузии для проб лечебной нефти больше, чем для проб топливной, что, очевидно, способствует фармацевтическому эффекту.

Исследованная нафталанская нефть проявляет склонность к агрегированию частиц с диаметром от 100 до 8000 нм, причем частицы свыше 1000 нм устойчивы к повышению температуры до 50 °С. Исследования проб нафталанской нефти показали, что данные динамического рассеяния света могут явиться своеобразным фингерпринтом лечебной нефти.

Все изученные авторами нефти различаются по химическому составу, природе органического вещества, литологическому составу нефтематеринских пород, биомаркерному и микроэлементному составам, но объединяет их главное – целебные свойств. Проведенные исследования важны для уточнения бальнеологических свойств нефтей.

Литература

1. *Кязимов Г.А.* Летопись Нафталана. Баку: Элм, 2009. 584 с.
2. *Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Максакова О.П.* и др. Особенности нефти месторождения Нафталан // Геология нефти и газа. 2017. № 2. С. 71–75.
3. *Бабаев Ф.Р., Мартынова Г.С., Мамедова С.Г.* и др. О составе уникальной нефти месторождения Нафталан // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 3. С. 36–42.
4. *Peters K.E. Walters C.C, Moldowan J.M.* The biomarker guide. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1993. 363 p.
5. *Volkman J.K., Alexander R., Kagi R.I., Woodhouse G.W.* Demethylated hopanes in crude oils and their applications in petroleum geochemistry // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1983. Vol. 47, No. 4. P. 785–794. https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90112-6
6. *Попович Т.А.* Оценка биодеградации нефтей Сахалина и шельфа // Генезис нефти и газа: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович. М.: ГЕОС. 2003. С. 260–262.
7. *Каширцев В.А., Конторович А.Э., Филп Р.П.* и др. Биодеградация насыщенных циклических хемофоссилий // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1792–1800.
8. *Виноградова Т.Л.* Критерии отличия углеводородного состава незрелых и биодеградированных нефтей // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 55–64.
9. *Виноградова Т.Л., Пунанова С.А.* Геохимические закономерности изменения состава нефтей при гипергенезе // Геология нефти и газа. 2012. № 3. С. 44–53.
10. *Мартынова Г.С., Бабаев Ф.Р., Мурадов П.З.* и др. Доминирующие бактерии Нафталанской нефти // SOCAR Proceedings. 2018. № 3. С. 75–84. https://doi.org/10.5510/OGP20180300364

СЕКЦИЯ:
Экспериментальные исследования и моделирование гидродинамических и физико-химических процессов при разработке месторождений углеводородов

Отечественный комплекс для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта

Соколов А.Ф.*, Ваньков В.П., Алеманов А.Е., Мизин А.В., Троицкий В.М., Рассохин А.С.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: *AF_Sokolov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: универсальная экспериментальная установка для исследований керна, специальные исследования керна, многофазная фильтрация, прочностные свойства керна, моделирование гидроразрыва пласта.

Проекты по разработке нефтегазоконденсатных месторождений не обходятся без построения геологической и гидродинамической моделей, адекватность которых проверяется по результатам промысловых исследований (результатов геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин (ГДИС)), выполненных на месторождении. При отсутствии такой информации единственным способом привязки математических моделей к конкретным технологическим параметрам месторождений является использование результатов физического моделирования. Проведение подобных исследований подразумевает наличие современного лабораторного оборудования, обеспечивающего получение достоверных экспериментальных данных. Достоверность, сравнение и сходимость экспериментальных данных, полученных разными исследователями для одного и того же объекта в различных научно-технических центрах России, возможна при условии наличия стандартизованного экспериментального оборудования, оснащенного современными измерительными комплексами, программным обеспечением, и обслуживающего персонала высокого профессионального уровня.

В условиях санкций западных государств и США по отношению к России (в частности, к ПАО «Газпром») стала актуальной необходимость самостоятельно разрабатывать техническую документацию на экспериментальное оборудование, организовывать производство комплектующих и осуществлять сборку, проводить испытания, предпродажную, продажную подготовку, а также организовывать сервисное обслуживание оборудования, поставляемого заказчикам в различные регионы России. На данном этапе полная замена импортных комплектующих на отечественные не может быть реализована. В перспективе переход на комплектующие отечественного производства представляет собой вполне решаемую задачу.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» впервые в Российской Федерации для ПАО «Газпром» в рамках выполнения опытно-конструкторской работы создан универсальный автоматизированный отечественный комплекс для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта, включенный в Реестр инновационной продукции для внедрения в ПАО «Газпром».

Комплекс оборудования соответствует современным стандартам, классам точности, отличается более низкой стоимостью оборудования за счет универсальности, многофункциональности, уменьшения доли импортных комплектующих в сравнении с типовыми

установками, производимыми в России на основе импортных комплектующих, и позволяет решать широкий спектр научно-исследовательских задач для нужд ПАО «Газпром»:

– моделирование процессов многофазной многокомпонентной фильтрации в широком диапазоне термобарических условий и скоростей движения флюидов в пористой среде с целью отработки технологий освоения трудноизвлекаемых запасов;

– разработка технологий физико-химического воздействия на пластовую систему с целью увеличения компонентоотдачи пласта;

– исследование механических и петрофизических свойств образцов керна и тампонажного камня в термобарических условиях для решения задач строительства скважин;

– разработка технологий интенсификации работы скважин, повышения их приемистости, продуктивности и безаварийности.

Внедрение данной разработки позволит унифицировать политику технического обеспечения экспериментально-аналитических работ с керновым материалом и пробами пластовых флюидов в ПАО «Газпром»; повысить точность, достоверность, информативность результатов исследований пластовых систем; решить вопрос импортозамещения.

Влияние структуры порового пространства пород на смачиваемость и содержание адсорбированных флюидов

Михайлов Н.Н.[1,2]*, Сечина Л.С.[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: *folko200@mail.ru

Аннотация. Влияние структуры порового пространства пород на микроструктурную смачиваемость и адсорбированные флюиды изучалось на образцах керна Талинской площади Красноленинского месторождения. Показано, что микроструктурная смачиваемость, адсорбированные нефть и вода зависят от среднего радиуса пор. Так, с увеличением среднего радиуса пор микроструктурная смачиваемость увеличивается, адсорбированная вода уменьшается, а адсорбированная нефть и уменьшается, и увеличивается.
Ключевые слова: микроструктурная смачиваемость, коэффициент гидрофобизации, коэффициент адсорбированной нефти, коэффициент адсорбированной воды.

Неоднородность пласта и его смачиваемость водой и углеводородами относятся к числу основных физико-геологических факторов, существенно осложняющих нефтеотдачу.

Во время заводнения, используемого в процессах нефтедобычи, вода следует по траектории с наименьшим сопротивлением, в результате чего образуются «языки заводнения», и вода пробивается в продуктивный пласт. В результате часть нефти остается в пласте. Пути, которые выбирает продвигающаяся через породу вода, не случайны. Они определяются давлением, под действием которого вода входит в породу, и сопротивлением капиллярных сил. Таким образом, последовательность обводнения, а также расположение и число островков нефти определяются капиллярным давлением, которое зависит от характеристики смачиваемости и структуры порового пространства породы.

Изучение влияния смачиваемости на добычу нефти осуществляется методами, которые включают в себя исследование образцов керна и называются расширенным анализом смачиваемости керна. Лабораторные эксперименты показали, что смачиваемость может охватывать широкий диапазон состояний, которые варьируются от «очень гидрофильных» до «очень гидрофобных». В пределах этого диапазона существуют сложные состояния смешанной насыщенности теми или иными флюидами.

Структура скелета породы представлена порами, кавернами, трещинами, которые имеют различную конфигурацию из-за неоднородности элементов, формирующих ее. Неоднородность проявляется в минералогическом составе зерен породы, в различиях формы и величины зерен, в упаковке зерен, в составе цементирующего материала.

В природной нефти присутствует достаточное количество поверхностно-активных веществ для взаимодействия с поверхностью породы, покрытой адсорбированной пленкой воды. Эти поверхностно-активные вещества обладают высокой способностью к адсорбции и поэтому могут изменять смачиваемость пласта. Наиболее активными компонентами нефти считаются асфальто-смолистые компоненты.

Микроструктурная смачиваемость определяется комплексом межфазных граничных взаимодействий, действующих в поровом пространстве осадочных пород. Микроструктурная

смачиваемость возникает, когда гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к отдельным порам и капиллярам, или их участкам, что приводит к неоднородности смачивания на уровне отдельных пор (микроуровень).

Формирование микроструктурной смачиваемости зависит от формы пор, точнее от конфигурации кривизны порового пространства и характера параметров пленки при замещении воды нефтью. Например, если пора имеет конфигурацию симметричной звезды, то при первичном дренаже и адсорбции асфальтенов получается смешанная смачиваемость. При этом гидрофобизуются поры среднего размера, а углы пор остаются водонасыщенными. При спонтанной пропитке средние поры в центре содержат нефть, а в углах пор – раствор. При вынужденной пропитке в зависимости от размера пор при смешанной смачиваемости мельчайшие поры будут насыщены раствором и поры среднего размера будут также насыщены раствором, но вдоль твердой поверхности поры будет располагаться тонкая пленка нефти. В вогнутых формах пор (форма глаза) смешанно-смачиваемыми являются крупные поры, если форма пор имеет вид неравностороннего треугольника, то поры полностью насыщены нефтью. В таких порах остаточная нефтенасыщенность будет меньше, чем в порах в виде симметричной звезды и в порах в виде глаза. В порах в виде ассиметричной звезды будет более высокая нефтедобыча. Если у поры в виде симметричной звезды углы скруглены, то все стенки пор будут нефтенасыщенными [1, 2].

Изучение микроструктурной смачиваемости проводилось на образцах керна Талинской площади Красноленинского месторождения. Каждое конкретное месторождение всегда имеет свои отличительные свойства и особенности, влияющие на углеводородоотдачу пласта. Пласты ЮК-10 и ЮК-11 этого месторождения являются примером объектов со сложным геологическим строением, с литологической и минералогической неоднородностью, которые влияют на возникновение различных видов смачиваемости внутрипоровой поверхности.

Изучение литологических особенностей структуры эффективного пустотного пространства образцов керна Талинской площади Красноленинского месторождения показало, что эффективные пустоты в образцах имеют в основном эллипсовидную форму, хаотично ориентированную своими длинными осями. Встречаются поры щелевидные и изометричной формы. Поровые каналы – это густая сеть с преобладающей ориентировкой по наслоению породы. У всех поровых каналов длина меньше, чем их диаметр (рис. 1).

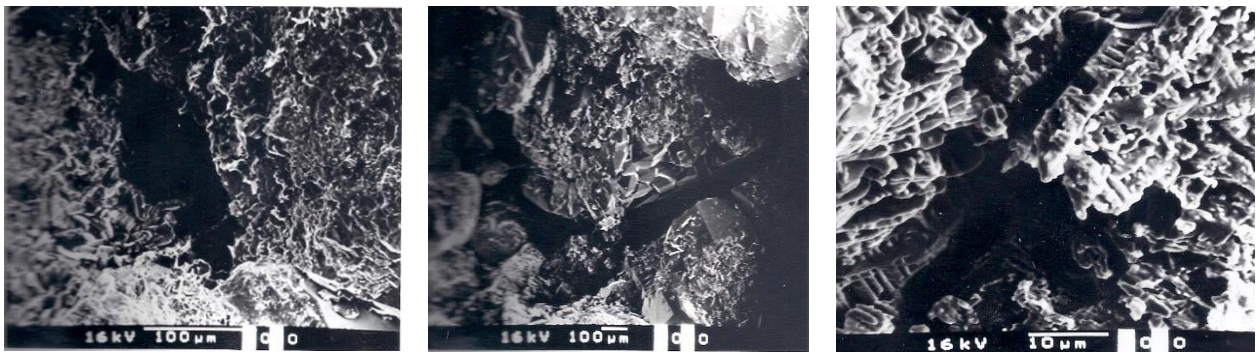


Рис. 1. Виды конфигураций пор в образцах керна Красноленинского месторождения

Как показал гранулометрический анализ, поровое пространство образцов керна ЮК-10, ЮК-11 образовано крупнозернистым песчаником. Цементирующими агентами являются карбонаты кальция и магния, окись железа и алюминия, а также глины. Количество глинистого материала колеблется от 5% до 16%.

Доля частиц кварца размером более 100 мкм составляет от 40% до 90%, а частиц размером больше 250 мкм – от 11% до 64%. Но, несмотря на большую долю крупнозернистого кварца, порода в образцах плохо отсортирована, обладает очень неоднородной структурой, коэффициент неоднородности для данной выборки образцов керна изменяется от 2 до 72. Большая часть образцов относится к неоднородным. Полученные данные, определенные методом рентгеновской дифрактометрии, свидетельствуют о том, что глинистая фракция представлена в основном каолинитом и гидрослюдами, среднее содержание которых составляет, соответственно, более 55% и 25% всего количества этой фракции. Хлорит составляет около 1%, около 5% составляет монтмориллонит. А данные растровой микроскопии свидетельствуют о развитии по каолиниту монтмориллонит-гидрослюдистых разностей.

Микроструктурная смачиваемость характеризовалась коэффициентом гидрофобизации $\theta_н$, который определяет долю площади поверхности пор, занятую адсорбированными углеводородами.

Средний радиус пор определялся по формуле [3]:

$$R = \frac{2}{7*10^5}\sqrt{\frac{Кпр*\Phi}{m}}\ , \qquad (1)$$

где $\Phi = 0{,}5035/m^{1{,}1}$.

Коэффициент связанной нефти определялся по формуле [4]:

$$К_{сн} = Θ_н * S_w\ , \qquad (2)$$

где $Θ_н$ – коэффициент гидрофобизации (доля площади поверхности пор, занятая углеводородами; S_w – общая адсорбционная емкость (толщина адсорбционного слоя воды и углеводородов).

Коэффициент связанной воды [4]:

$$К_{св} = S_w - К_{сн} \qquad (3)$$

Зависимости $Θ_н$, $К_{сн}$, $К_{св}$ от R показаны на рис. 2, рис. 3 и рис. 4.

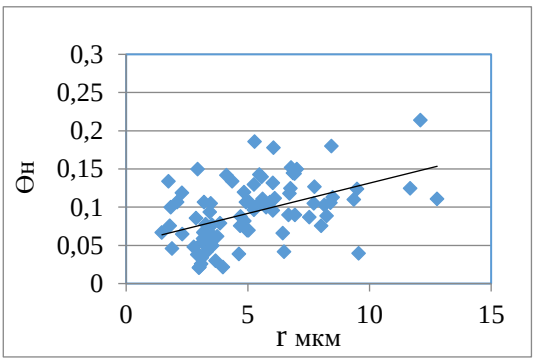


Рис. 2. Зависимость коэффициента гидрофобизации от радиуса пор

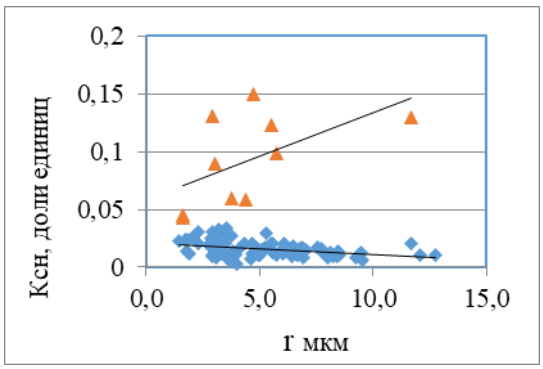


Рис. 3. Зависимость коэффициента связанной нефти от радиуса пор

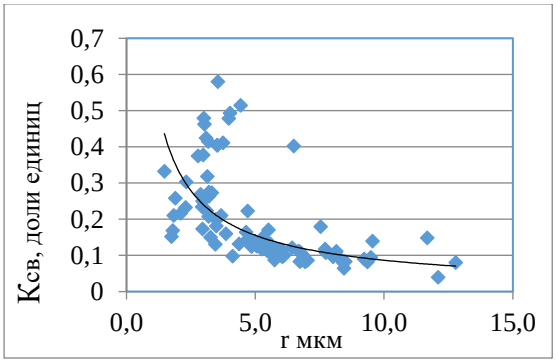


Рис. 4. Зависимость коэффициента связанной нефти от радиуса пор

Как следует из рисунков, коэффициент гидрофобизации, характеризующий микроструктурную смачиваемость, увеличивается с увеличением радиуса пор. Коэффициент связанной воды уменьшается с увеличением радиуса пор, а коэффициент связанной нефти и увеличивается, и уменьшается с увеличением радиуса пор. Образцы керна, у которых коэффициент связанной нефти увеличивается с увеличением радиуса пор, имеют самые высокие значения коэффициента неоднородности (20–72), самую высокую адсорбционную емкость (0,322–0,762) и самую низкую проницаемость (8–25 мд).

Остаточная нефть в исследованных образцах керна включает в себя две составляющие: нефть, которую можно извлечь (пленочную, размазанную по поверхности пор), и не извлекаемую (связанную), адсорбированную породой. То есть, адсорбированный слой нефти удерживает на своей поверхности слой свободной нефти за счет адгезии, влияния сил межмолекулярного взаимодействия, водородных связей. Но определяющим фактором является тип смачиваемости породы – пленочная нефть может удерживаться только на гидрофобных участках поверхности.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (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., Моторова К.А., Сечина Л.С.* Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем: Учеб. пособие. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. 360 с.

2. *Radke C.J., Kovscek A.R., Wong H.A.* Pore-level scenario for the development of mixed wettability in oil reservoirs// AIChE Journal. 1993. Vol. 39, No. 6. P. 1072–1085. https://doi.org/10.1002/aic.690390616

3. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. М.: Альянс, 2005. 311 с.

4. *Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Сечина Л.С.* Физико-химические особенности адсорбционно-связанной нефти в образцах керна газоконденсатных месторождений // Доклады Академии наук. 2016. Т. 466, № 3. С. 319–323. https://doi.org/10.7868/S0869565216030233

Капиллярно-защемленная нефть в коллекторах тюменской свиты и ее влияние на уточнение зон локализации остаточных запасов

Азаров Е.С.[1]*, Михайлов Н.Н.[2,3], Фризен О.А.[4]*****
1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени,
РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
3 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
4 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Когалым,
РФ, ХМАО, г. Когалым, ул. Центральная, д. 19
E-mail: *Evgeny.Azarov@lukoil.com, **folko200@mail.ru, ***Olga.Frizen@lukoil.com

Цель и содержание работы. Цель работы состояла в проведении исследований по определению капиллярно-защемленной нефти на образцах керна коллекторов тюменской свиты и использовании полученных данных о структуре остаточной нефтенасыщенности при разработке нового алгоритма определения зон остаточных извлекаемых запасов нефти.

Используемые методы, технологии, описание процесса. На текущий момент при гидродинамическом моделировании не учитывается структура остаточной нефтенасыщенности.

В работе представлены результаты использования данных керновых исследований по определению капиллярно-защемленной нефти, которые заключались в капиллярном вытеснении нефти из образца моделью пластовой воды при атмосферных условиях. Далее определялось конечное (автомодельное) остаточное нефтенасыщение, полученное методом центрифугирования. В результате анализа полученных данных были построены карты распределения капиллярно-защемленной нефти. Далее результат распределения капиллярно-защемленной нефти использовался при создании новой методики поиска остаточных запасов нефти, заключающейся в построении карт вероятностей наличия остаточных запасов в зависимости от геологических и промысловых данных.

Результаты, выводы. В результате проведенных экспериментов была получена достаточно тесная связь между коэффициентом проницаемости и коэффициентом вытеснения, а также между коэффициентом проницаемости и коэффициентом остаточной нефтенасыщенности в зависимости от структуры остаточной нефтенасыщенности (рис. 1), что дало возможность использовать полученные зависимости для построения карт распространения капиллярно-подвижных запасов нефти.

Впервые выявлено, что для коллекторов тюменской свиты доля капиллярно-защемленных запасов нефти может достигать 40%.

В результате расчета вероятностей по геологическим и технологическим показателям была получена карта извлекаемых запасов на основе карты общей вероятности. Ее коэффициент корреляции с картой текущих подвижных запасов нефти по гидродинамической модели составил 0,765, что соответствует высокой степени сходимости по площади.

С целью подтверждения эффективности работы метода промысловыми данными были проанализированы результаты проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождении за последние три года. Установлено, что корреляционная связь прироста дебитов от запасов выше в

случае, когда значения запасов получены с помощью предложенного метода определения зон остаточных извлекаемых запасов нефти, а не с помощью гидродинамического моделирования. Отмечается, что данные по распространению капиллярно-защемленной нефти имеют высокую корреляционную связь с данными по приросту дебита после проведения ГРП.

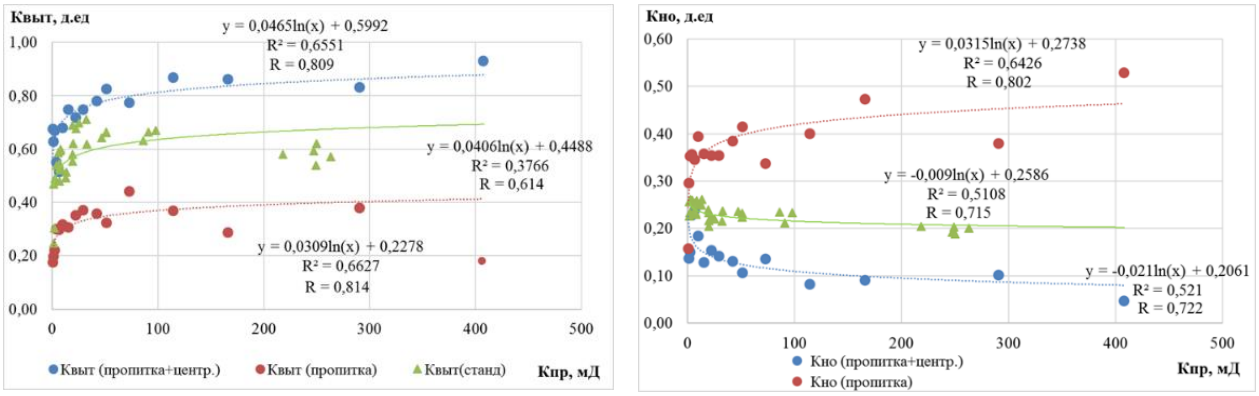


Рис. 1. Полученные зависимости

Новизна работы и достижения. Впервые для коллекторов тюменской свиты выполнен ряд экспериментов по капиллярной пропитке нефти на образцах керна, что позволило впервые выделить капиллярно-защемленную остаточную нефть [1, 2] в данных коллекторах. Новая методика выделения зон остаточных запасов нефти показала свою эффективность и простоту использования при прогнозировании зон остаточных запасов.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (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., Новикова О.Н.* Методические аспекты структуризации остаточной нефтенасыщенности в техногенно измененных пластах // Нефтегазопромысловый инжиниринг. 2005. № 4. С. 22–27.

2. *Михайлов Н.Н., Джемесюк А.В.* Изучение капиллярно-защемленной остаточной нефтенасыпценности // Технология и техника методов повышения нефтеконденсатоотдачи пластов: Сб. ст. / Под. ред. Ю.П. Желтова. М.: Московский институт нефти и газа имени И.М. Губкина, 1987. С. 66–72.

Исследование влияния трещинной пористости на переход от упругих деформаций к разрушению

Жуков В.С.*, Кузьмин Ю.О.**
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
E-mail: *zhukov@ifz,ru, **kuzmin@ifz.ru

Аннотация. Рассмотрены результаты исследований изменения структуры пористости песчаника при нарушении упругого характера деформации при подготовке разрушения в условиях, моделирующих пластовые. Исследованные образцы были разделены по типу деформирования (хрупкий, упруго-пластичный и дилатансионный) перед разрушением, авторами показаны отличия характера изменения их общей пористости и ее компонент (межзерновой и трещинной). Выявлено, что компоненты общей пористости (межзерновая и трещинная) различным образом реагируют на изменения напряженного состояния и характера деформирования образцов. Показано, что начальная трещинная пористость образцов оказывает значительное влияние на переход к разрушению образцов, а изменения трещинной пористости, несмотря на значительно меньшие ее величины по сравнению с межзерновой пористостью, проявляют модулирующий характер при переходе от линейного (упругого) деформирования к нелинейному (хрупкому, упруго-пластичному и дилатансионному) деформированию образцов перед их разрушением.
Ключевые слова: трещинная пористость, межзерновая пористость, деформация, разрушение, упругое деформирование, пластичность, дилатансия, пластовые условия.

Актуальность, новизна. В ряде работ описаны изменения структуры порового пространства при подготовке разрушения горных пород [1, 2]. Наличие трещин в горных породах значительно влияет на их физические свойства [3–5], но даже на лабораторном уровне слабо исследованы различные аспекты влияния структуры пористости и, в частности, влияние трещинной пористости горных пород на характер их деформирования и подготовку разрушения.

Постановка задачи. Авторами были проанализированы изменения структуры пористости образцов песчаника при нарушении упругого характера деформации в процессе подготовки разрушения в условиях, моделирующих пластовые. Были исследованы 15 образцов мелкозернистого алевритового песчаника Ленинградского месторождения углеводородов, имевшие в атмосферных условиях общую (открытую) пористость от 15,7% до 29,9% по ГОСТ 26450.1-85.

Исследуемые образцы нагружались на установке RTR-4500 дополнительным осевым сжатием в условиях, моделирующих пластовые условия, с регистрацией скорости продольных волн и продольной и поперечной деформаций образцов [6]. При этом определялась объемная деформация образца по данным измерений продольной и радиальной деформаций. Разделение общей пористости на две ее компоненты (межзерновую и трещинную) проводили с использованием величин как измеренной скорости продольной волны в образце горной породы (V_P), так и расчетной скорости в скелете (твердой матрице породы V_{PM}), причем величина последней в процессе испытаний образцов не изменялась. Величину изменений трещинной пористости определяли по методике [4], с учетом изменяющихся в процессе испытаний образца как величины скорости продольной волны, так и величины общей пористости. Было выявлено, что начальная стадия увеличения осевого сжатия характеризуется снижением всех видов пористости

(общей, межзерновой и трещинной) образцов, но при дальнейшем увеличении осевого сжатия отмечены отличия характера деформирования в зависимости от величины их трещинной пористости, в частности то, что трещинная пористость оказывает значительное влияние на процессы подготовки разрушения образцов горных пород [7].

Результаты исследований и их обсуждение. Для каждого образца в качестве напряжения принималось напряжение дополнительного осевого сжатия, которое было нормировано на его величину при разрушении образца, что позволило сопоставить образцы в одном масштабе напряжений. Исследованные образцы были разделены по типу диаграмм «нормированное напряжение – объемная деформация» на три типа. Хрупкий характер разрушения – без увеличения объема образца вплоть до разрушения; дилатансионный – с увеличением объема; упруго-пластичный – объем образцов вначале упруго снижается, а перед разрушением характер изменений меняется с линейного (упругого) к нелинейному (пластичному).

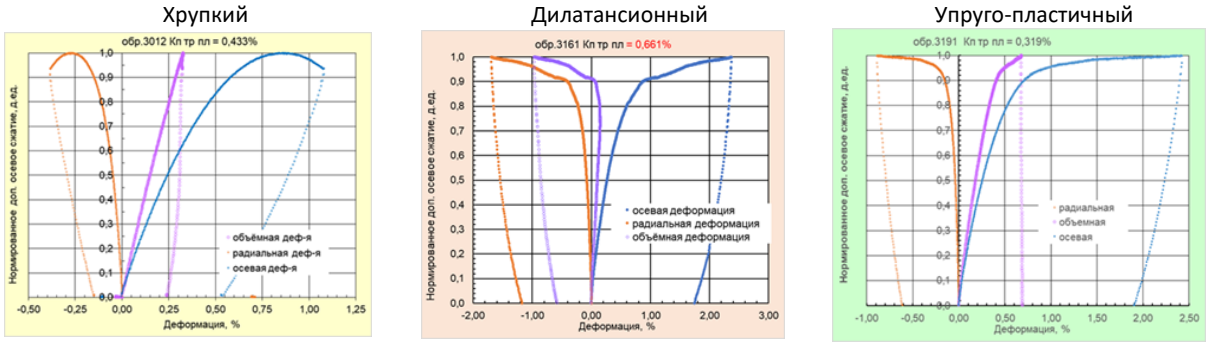


Рис. 1. Три типа диаграмм «напряжение – объемная деформация» исследованных образцов

Ранее были рассмотрены процессы разрушения на примере двух образцов, отличающихся открытой пористостью (29,80% и 15,72%) и трещинной пористостью (0,104% и 1,004%) [7]. Было показано, что начало увеличения осевого сжатия сопровождалось снижением общей, межзерновой и трещинной пористости, но дальнейшее увеличение осевого сжатия выявило отличия для образцов в зависимости от величины их трещинной пористости.

Изменения в образцах с хрупким характером разрушения. Рост дополнительного осевого сжатия приводит к снижению величин как объемной деформации, так и общей пористости образов. Снижение общей и трещинной пористости продолжается до 0,65–0,9 разрушающей нагрузки, т. е. практически до разрушения образца. Перед хрупким разрушением графики объемной деформации и общей пористости слегка отклоняются от прямых линий упругой части диаграммы (рис. 2).

Противоположный характер изменений объемной деформации и общей пористости обусловлен тем, что уменьшение объемной деформации принято считать положительным, а уменьшение общей пористости – отрицательным, но они отражают один и тот же процесс уменьшения объема порового пространства, так как объемная сжимаемость зерен породы в сотни раз меньше сжимаемости пор. На рис. 2 отмечены интенсивные изменения трещиной пористости и соответственно ее доли в общей пористости при отклонении графика «напряжение–межзерновая пористость» от упругого характера уже при нагрузке 0,3 от разрушающей. Т. е. при хрупком разрушении образцов межзерновая и трещинная компоненты пористости различным образом реагируют на изменения напряженного состояния.

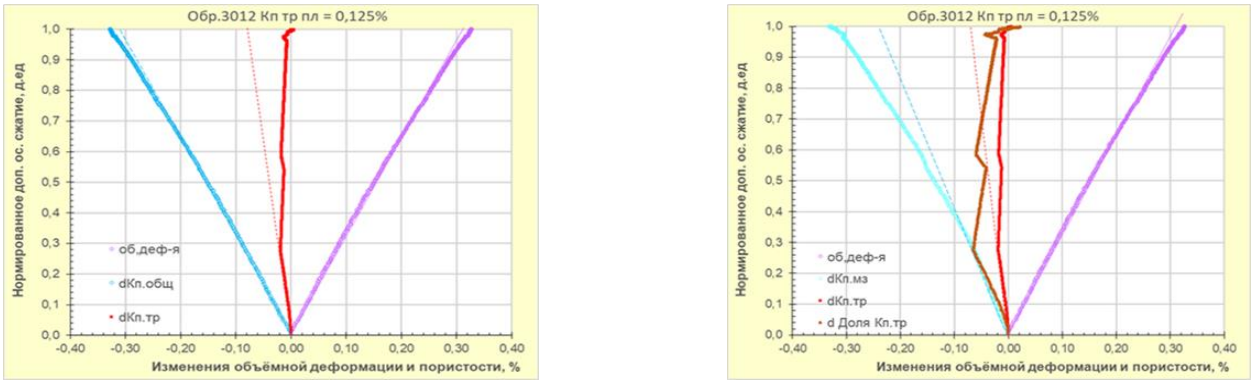


Рис. 2. Изменения деформации и пористости при хрупком разрушении

Образцы с упруго-пластичным характером разрушения. Рост дополнительного осевого сжатия приводит к снижению величин как объемной деформации образцов, так и общей пористости. Упругая часть до 0,5–0,6 от разрушающей нагрузки, что видно по отклонению графиков от прямых линий, характеризующих упругую часть диаграммы. На рис. 3 при нагрузке 0,9 от разрушающей были отмечены резкие изменения трещинной пористости и ее доли в общей пористости, которые привели к изменению наклона графиков объемной деформации и межзерновой пористости. Очевидно, что при упруго-пластичном характере перехода к разрушению межзерновая и трещинная компоненты пористости различным образом реагируют на изменения напряженного состояния.

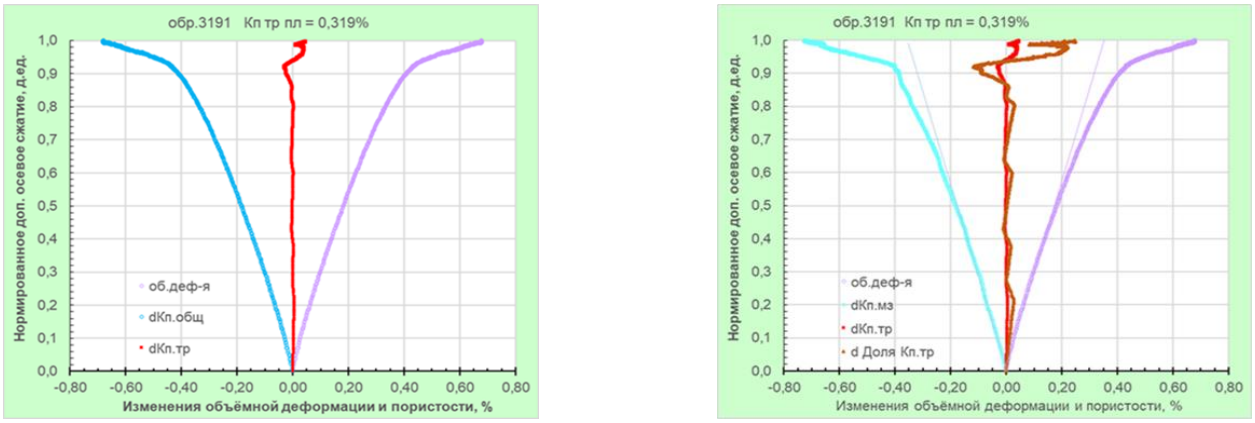


Рис. 3. Изменения деформации и пористости при упруго-пластичном разрушении

Образцы с дилатансионным характером разрушения. При нагружении обр. 3161 до 0,3 от разрушающей нагрузки общая пористость снижается за счет уменьшения трещинной компоненты. Затем, до примерно 0,7 от разрушающей нагрузки, уменьшение общей пористости происходит за счет снижения межзерновой пористости, а величина трещинной пористости мало меняется. В интервале 0,75–0,8 от разрушающей нагрузки отмечается рост трещинной пористости, а затем она вновь значительно снижается вплоть до разрушения образца. Очевидно, рост осевого сжатия до значения 0,8 от разрушающей нагрузки привел к снижению объема межзерновых пор, а затем он стал расти, возможно за счет слияния мелких трещин в крупные поры и снижения трещинной пористости, т. е. с 0,8 от разрушающей нагрузки и до разрушения развивался дилатансионный процесс увеличения порового пространства образца, сопровождаемый ростом общей пористости и ее межзерновой компоненты, при этом величина трещинной пористости снижалась. И только

после достижения максимальной нагрузки, при которой произошло разрушение образца (50,58 МПа), был отмечен существенный рост трещинной пористости, сопровождавший сброс осевого сжатия (на рисунке не показан).

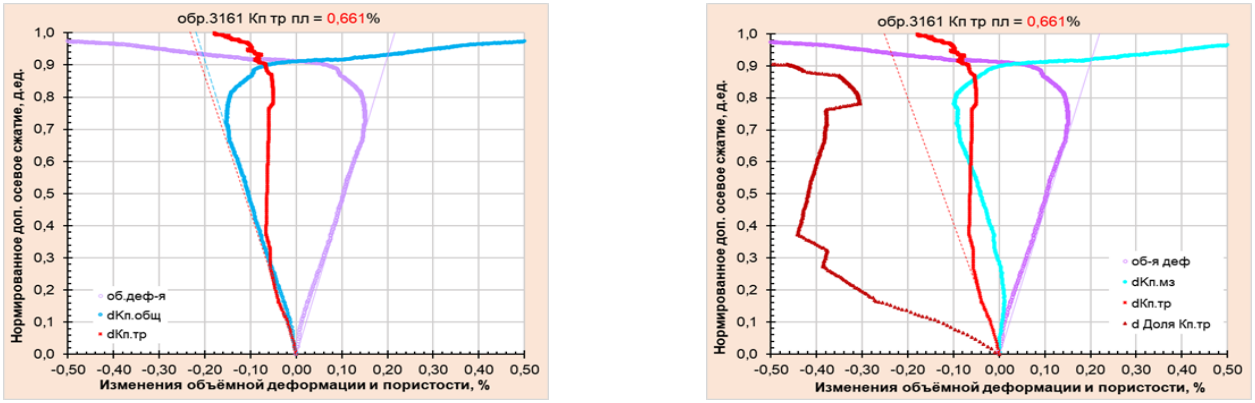


Рис. 4. Изменения деформации и пористости при дилатансионном характере разрушении

Заключение. Анализ экспериментальных данных позволяет прийти к выводу, что изменения общей пористости и ее межзерновой компоненты в процессе роста осевого сжатия имеют характер, близкий к характеру изменений объемной деформации, практически для всех исследованных образцов. Очевидно, что межзерновая и трещинная компоненты общей пористости различным образом реагируют на изменения напряженного состояния и характера деформирования образцов. Изменения трещинной пористости, несмотря на значительно меньшие величины ее изменения, проявляют модулирующий (управляющий) характер при переходе от упругого (линейного) деформирования к хрупкому, упруго-пластичному и дилатансионному характеру их разрушения.

Литература

1. *Жуков В.С., Салов Б.Г., Кузьмин Ю.О.* Деформации и трещинообразование в образцах горных пород при длительном воздействии постоянных сжимающих напряжений // Модельные и натурные исследования очагов землетрясений: Сб. ст. / Отв. ред. Г.А. Соболев. М.: Наука. 1991. С. 156–162.

2. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Физическое моделирование современных геодинамических процессов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2003. № 5. С.71–77.

3. *Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О.* Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. №5(37). С. 92–87.

4. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальные исследования влияния трещиноватости горных пород и модельных материалов на скорость распространения продольной волны // Физика Земли. 2020. № 4. С. 39–50. https://doi.org/10.31857/S0002333720040109

5. *Кузьмин Ю.О.* Современные объемные деформации разломных зон // Физика Земли. 2022. № 4. С. 3–18. https://doi.org/10.31857/S0002333722040068

6. *Тихоцкий С.А. Фокин И.В., Баюк И.О.* и др. Комплексные лабораторные исследования керна в ЦПГИ ИФЗ РАН // Наука и технологические разработки. 2017. Т. 96, № 2. С. 17–32. https://doi.org/10.21455/std2017.2-2

7. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Тихоцкий С.А.* и др. Изменения трещинной пористости при подготовке разрушения горных пород // Сейсмические приборы. 2022. Т. 58, № 1. С. 53–66. https://doi.org/10.21455/si2022.1-3

Оценки сжимаемости порового пространства при интегральном и дифференциальном подходах

Жуков В.С.*, Кузьмин Ю.О.**
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
E-mail: *zhukov@ifz,ru, **kuzmin@ifz.ru

Аннотация. Рассмотрены интегральный и дифференциальный подходы к оценке коэффициента объемной сжимаемости порового пространства горных пород при изменениях их напряженного состояния. Реальная оценка изменений сжимаемости пор коллекторов нефти и газа имеет ключевой характер при оценке геодинамических последствий разработки месторождений углеводородов и эксплуатации подземных хранилищ газа и актуальна для нефтегазовой отрасли. Рассмотрены подходы к оценке сжимаемости пор, отличающиеся использованием интегральных (накопленных) или дифференциальных (дискретных) изменений пористости при изменении эффективного давления. Показано, что объемная сжимаемость пор, полученная при интегральном подходе, значительно отличается от величины, полученной при дифференциально-дискретном подходе, что обусловлено накопительным характером сжатия пор при росте эффективного давления. Сделан вывод, что, дифференциальный подход дает более адекватную оценку сжимаемости пор, так как позволяет учитывать детали изменения эффективного давления.
Ключевые слова: объемная сжимаемость пор, эффективное давление, пластовые условия.

Введение. Коэффициент объемной сжимаемости порового объема эффективно применяется для оценки деформационных последствий длительной разработки нефтегазовых месторождений и подземных хранилищ газа [1–3]. Деформационный отклик горных пород на изменения напряженно-деформированного состояния характеризуется их коэффициентом объемной сжимаемости [4]. Изменения напряженно-деформированного состояния недр, обусловленные разработкой месторождений нефти газа, вызывают изменения физических свойств горных пород-коллекторов [2, 5]. При разработке месторождений на истощение важную роль играет объемная сжимаемость насыщенных флюидами пород [6, 7]. Ее роль состоит в том, что флюиды могут быть выдавлены в скважины под действием давления вышележащих пород и добыча может определяться фактической объемной сжимаемостью пор. Актуально определение сжимаемости пор там, где большая ее величина может привести к значительным просадкам земной поверхности [2, 8].

Коэффициент сжимаемости пор нелинейно зависит от величины эффективного давления, но большинство определений приведены без сведений о том, при каких давлениях они были получены. Поэтому важно знать, в каком диапазоне изменений давления производилась оценка коэффициента сжимаемости пор. Цель авторов – анализ имеющихся походов оценки сжимаемости и выбор тех из них, которые точно и адекватно отображают изменения напряженного состояния горных пород.

Объект и методика исследований. В условиях, моделирующих пластовые, исследованы 34 песчано-глинистых образца вендского возраста с глубины 1660–1860 м Чаяндинского НГКМ с пористостью от 3% до 15,6% и проницаемостью по газу от 2 до 100 мД в атмосферных условиях [4]. Исследования образцов проводились по методике, приведенной в [4, 9].

Подходы к оценке сжимаемости пор различаются по выбору интервала изменения эффективного давления: интегральный – за весь интервал изменения эффективного давления (например, 0,1–37,0 МПа), и дифференциальный (дискретный) – в выбранном интервале изменения (например, 30–37 МПа). Коэффициент объемной сжимаемости порового пространства C_p образцов определяли, используя величины изменения объема пор и эффективного давления при их ступенчатом изменении по выражению (1):

$$C_p = \left(\frac{-\Delta V_p}{V_{p0}}\right) / \Delta P_{eff} \,, \qquad (1)$$

где ΔV_p – изменение объема порового пространства (объем поровой жидкости, выдавливаемой из образца), см^3; V_{p0} – начальный объем порового пространства образца, см^3; ΔP_{eff} – изменение эффективного давления, МПа.

На практике измеряется пористость, $m = V_p/V$. Но так как $\Delta m/m = \Delta V_p/V_p$, то выражение (1) можно записать как:

$$C_p = \left(\frac{-\Delta m}{m_0}\right) / \Delta P_{eff} \qquad \text{или} \qquad \frac{\Delta m}{m_0} = -C_p \cdot \Delta P_{eff} \,. \qquad (2)$$

Экспериментальные результаты. При экспериментальных исследованиях образцов породы пласта-коллектора определялись изменения объема пор образцов по объему выжатой их них воды при изменении эффективного давления, что позволило оценить сжимаемость пор.

Интегральный подход. Выражение (1) можно записать в виде:

$$\frac{dV_p}{V_p} = -C_p \, dP_{eff} \,. \qquad (3)$$

После интегрирования (3) в диапазоне изменений порового объема от начального значения $V_{p\,0}$ до конечного V_p и от начального эффективного давления $P_{eff\,0}$ до конечного P_{eff} получим:

$$ln\frac{V_p}{V_{p0}} = -C_p\left(P_{eff} - P_{eff\,0}\right) = -C_p \Delta P_{eff} \qquad (4)$$

или:

$$lnV_p = -C_p \Delta P_{eff} + lnV_{p0} \,. \qquad (5)$$

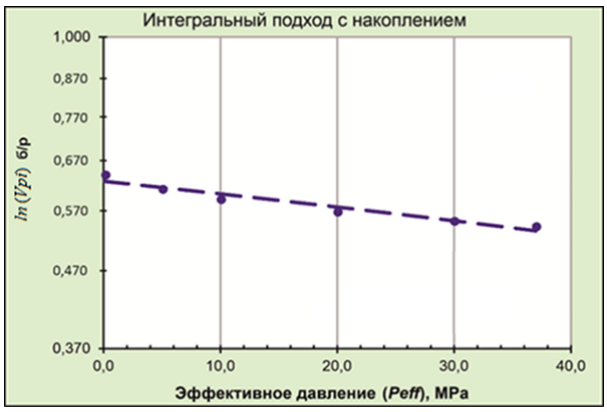
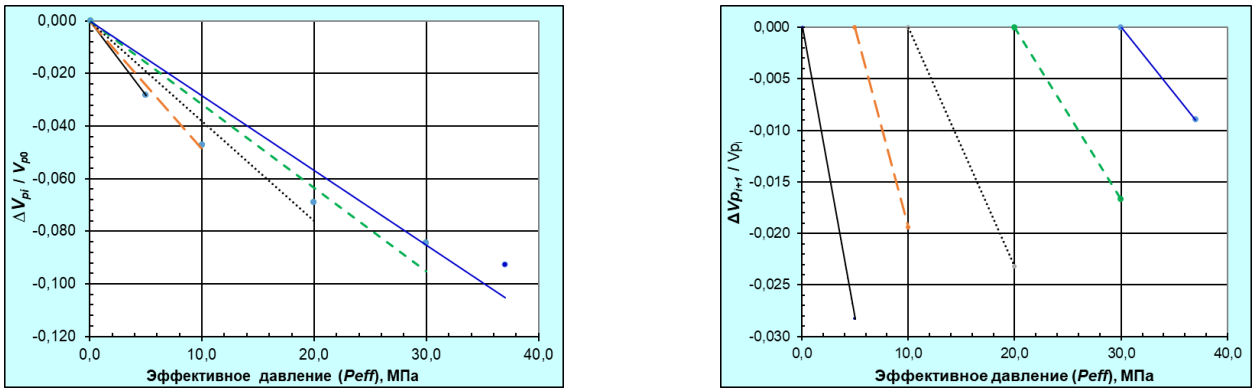


Рис. 1. Изменение натурального логарифма объема пор при увеличении эффективного давления.
Наклон графика – среднее значение коэффициента объемной сжимаемости пор -0,00249 1/МПа

Дифференциально-накопительный и дифференциально-дискретный подходы. Весь интервал изменений эффективного давления 0,1–37,0 МПа был разбит на локальные отрезки (0,1–5; 0,1–10…0,1–37 МПа), за начальные приняты величины порового объема при эффективном давлении 0,1 МПа; а за конечные приняты величины при 5,0; 10,0; 20,0; 30,0; 37,0 МПа, т. е. изменения накапливаются. На рис. 2а показаны изменения деформации пор при дифференциально-накопительном подходе, с ростом эффективного давления разным интервалам изменения давления соответствуют разные значения сжимаемости пор. Это необходимо учитывать при оценке итоговых оседаний газовых месторождений, разрабатываемых на истощение [2, 3, 8]. При дифференциально-дискретном подходе, в отличие от дифференциально-накопительного, начальными значениями служат значения порового объема в начале каждого интервала: 0,1; 5; 10; 20; и 30 МПа, а конечными – величины в конце каждого интервала: 5; 10; 20; 30 и 37 МПа (рис. 2б).



а б

Рис. 2. Графическое определение коэффициента объемной сжимаемости порового пространства с применением: а – дифференциально-накопительного подхода с увеличением эффективного давления. C_p: -0,005653; -0,004895; -0,003795; -0,003175 и -0,002845 1/МПа при изменениях P_{eff}: 0,1–5,0; 0,1–10,0; 0,1–20,0; 0,1–30,0 и 0,1–37,0 МПа; б – дифференциально-дискретного подхода по каждому интервалу изменения эффективного давления и изменению при этом объемной деформации пор. C_p: -0,005771; -0,003880; -0,002319; -0,001669 и -0,001284 1/МПа при изменениях P_{eff}: 0,1–5,0; 5,0–10,0; 10,0–20,0; 20,0–30,0 и 30,0–37,0 МПа

Обсуждение. При оценке оседаний земной поверхности при разработке нефтяных месторождений необходимо учитывать поддержание пластового давления с изменением (снижением) эффективного давления в конкретных интервалах. Разработка месторождений газа в режиме истощения приводит к монотонному увеличению эффективного давления. Эксплуатация подземных хранилищ газа (ПХГ) определяет необходимость учета интервалов знакопеременного изменения эффективного давления. Сравнение значений коэффициентов сжимаемости объема пор, полученных экспериментально по объемам выжатой из образцов жидкости на каждом этапе роста эффективного давления и рассчитанных по интегральному и дифференциальному подходам, показано на рис. 3.

Очевидно, что в начале роста давления (5,0 МПа) интегральный подход занижает коэффициент объемной сжимаемости пор, а оба дифференциальных подхода дают одинаковые результаты. При эффективных давлениях, близких к пластовым (30–37 МПа), интегральный и

дифференциально-накопительный подходы завышают (до 95,4%) величину сжимаемости пор и, очевидно, что применение дифференциально-дискретного подхода дает значения сжимаемости пор, более адекватно отвечающие напряженному состоянию пласта.

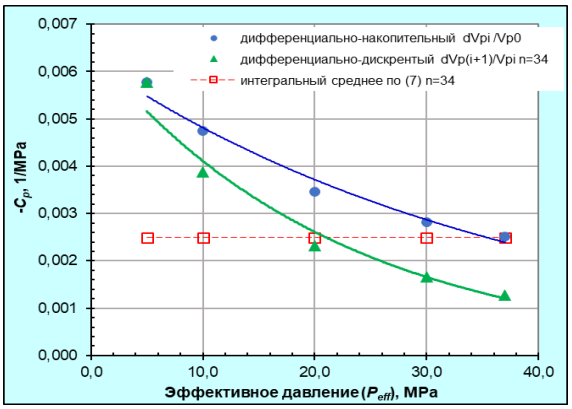


Рис. 3. Изменение значений коэффициента сжимаемости объема пор по 34 образцам, определенных при увеличении эффективного давления от 0,1 до 37,0 МПа:
дифференциально-накопительный подход,
синие залитые кружки и сплошная синяя линия;
дифференциально-дискретный подход,
зеленые треугольники и пунктирная линия;
интегральный подход,
красные квадраты,
средняя величина C_p = -0,00249 1/МПа

Дифференциально-дискретный подход позволяет оценить величину сжимаемости пор даже при небольших изменениях давления и при отсутствии лабораторных исследований сжимаемости керна, используя деформационные изменения пористости (2), которые равны изменениям объема пор. Тогда, используя значения изменений коэффициента пористости, получаемых при каротаже скважин в рамках ГИС-контроля разработки месторождения или эксплуатации ПХГ, можно оценить коэффициент сжимаемости объема пор при известных изменениях эффективного давления и адекватно оценить величины возможных при этом просадок земной поверхности. Учет различий коэффициентов сжимаемости позволяет также объяснить такой важный факт, как слабое оседание земной поверхности длительно разрабатываемых газовых месторождений в режиме истощения, отмеченный при мониторинге на месторождении в Туркменистане [2, 10]. Генетическая модель формирования оседаний территории месторождений объясняет это, используя факт связи относительных изменений сжимаемости пор и относительных изменений объемного модуля *K* вмещающей среды в обстановке постоянно действующих (квазистатических) напряжений, сформировавших антиклинальное поднятие. Эти силы (напряжения) способствуют поднятию земной поверхности, компенсирующее оседание, в условиях падения эффективной жесткости (объемного модуля) резервуара при добыче нефти и газа.

Заключение. Результаты применения интегрального и дифференциального подходов к определению коэффициента объемной сжимаемости порового пространства образцов горных пород подчеркнули затухающий характер его снижения с ростом эффективного давления, которое с высокой степенью достоверности можно аппроксимировать экспоненциальной зависимостью, что доказано в рамках базовых соотношений геомеханики пороупругих сред. Выявлено, что для пластовых условий величина коэффициента объемной сжимаемости пор, рассчитанного по интегральному подходу, больше почти в два раза, чем коэффициент, рассчитанный по дифференциально-дискретному подходу. Это различие обусловлено накопительным характером уменьшения объема пор с увеличением эффективного давления. Очевидно, что, дифференциальный подход позволяет точнее определить величину сжимаемости порового пространства за счет более адекватного учета изменений эффективного давления, действующего в пласте, и может быть рекомендован для оценки динамики физических свойств горных пород в

процессе разработки месторождений нефти и газа и эксплуатации ПХГ, а также для изучения аномальных деформаций земной поверхности в пределах этих объектов.

Литература

1. *Кузьмин Ю.О., Дещеревский А.В., Фаттахов Е.А.* и др. Инклинометрические наблюдения на месторождении им. Ю. Корчагина // Геофизические процессы и биосфера. 2018. Т. 17, № 2. С. 95–110. https://doi.org/10.21455/gpb2018.2-6

2. *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

3. *Кузьмин Ю.О.* Современные объемные деформации разломных зон // Физика Земли. 2022. № 4. С. 3-18. https://doi.org/10.31857/S0002333722040068

4. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 658–666. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5

5. *Жуков В.С., Семенов Е.О., Кузьмин Ю.О.* Динамика физических свойств коллекторов при разработке месторождений нефти и газа // Вести газовой науки. 2018. № 5 (37). С. 82–99.

6. *Жуков В.С., Иванов П.Ю.* Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) // Вести газовой науки. 2015. № 4 (24). С. 144–148.

7. *Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.* The rock physics handbook. 2nd ed. New York: Cambridge University Press, 2009. 511 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753

8. *Zhukov V.S., Kuzmin D.K., Kuzmin Yu.O., Pleshkov I.V.* Comparison of forecast estimates of seabed subsidence of the Yuzhno-Kirinskoye field // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 946. P. 012019. https://doi.org/10.1088/1755-1315/946/1/012019

9. *Жуков В.С., Люгай Д.В.* Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: Учеб.-метод. пособие. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. 56 с.

10. *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

Влияние эффективного давления на сжимаемость порового пространства на примере Увязовского подземного хранилища газа

Жуков В.С.*, Кузьмин Ю.О., Кузьмин Д.К.*****
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
E-mail: *zhukov@ifz,ru, **kuzmin@ifz.ru, ***dimak1292@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены результаты экспериментальных исследований влияния пластового давления на объемную сжимаемость пластов коллекторов газа при моделировании закачки и отбора газа. На основе петрофизических параметров объекта хранения получены оценки объемной сжимаемости пор, с помощью разработанных математических моделей рассчитана оценка максимальной амплитуды оседания и поднятия земной поверхности Увязовского подземного хранилища газа, достигающая 61 мм при изменении пластового давления на ± 5,0 МПа.
Ключевые слова: объемная сжимаемость пор, эффективное давление, пластовые условия.

Введение. Надежное прогнозирование увеличения объемов закачки и отбора газа на подземных хранилищах газа (ПХГ) требует учета влияния геомеханических процессов. Имеется большое число определений сжимаемости горных пород при увеличении эффективного давления от атмосферных до пластовых условий, основанных на изменениях пористости или деформации [1, 2]. Огромный разброс величин коэффициентов сжимаемости затрудняет получение реальных оценок просадок земной поверхности подземных хранилищ газа и определяет необходимость анализа имеющихся методов оценки сжимаемости пор. Актуальность получения адекватных значений коэффициентов сжимаемости для оценки аномальных деформаций земной поверхности ПХГ трудно переоценить. Эксплуатация подземных хранилищ газа происходит при знакопеременных изменениях эффективного давления и при этом возможны два подхода к оценке коэффициента сжимаемости пор: интегральный – при учете изменений объема пор от атмосферных условий до действующих в пласте и дифференциальный – когда учитываются только изменения давления в процессе закачки и обора газа. Целью данной работы являлась количественная оценка вертикальных смещений поверхности в зависимости от выбранного режима эксплуатации ПХГ с учетом фактических данных о пористости и сжимаемости коллекторов объекта хранения газа Увязовского ПХГ.

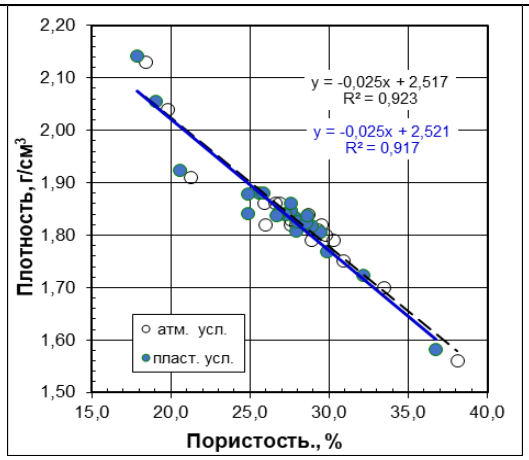
Объект и методика исследований. Были исследованы 22 образца песчаников и алевролитов щигровского горизонта верхнего девона из керна Увязовского ПХГ с глубины 765–81 метров. Объект закачки состоит их двух пластов песчаника пористостью в атмосферных условиях от 18,4% до 38,1%, разделенных глинистым пропластком [3]. Моделирование пластовых условий проводилось по [4]. Прямое измерение объема поровой жидкости, выдавливаемой из образца при увеличении его всестороннего сжатия, позволило рассчитать изменения пористости и объемные деформации образца и его порового пространства. Они рассчитывались с учетом того, что коэффициент сжимаемости скелета горной породы на несколько порядков меньше коэффициента сжимаемости пор [5]. Зависимость плотности от пористости исследованных образцов (рис. 1а) показывает их тесную связь и говорит об их одинаковом минерально-петрографического составе.

Пористость в пластовых условиях (при эффективном давлении 5,0 и 10,0 МПа) тесно связана с пористостью в атмосферных условиях (рис. 1б) и зависит от напряженного состояния.

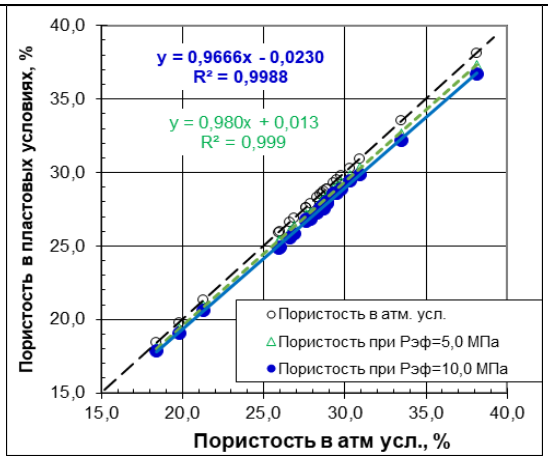
Коэффициент сжимаемости порового пространства C_p можно определить, также используя величины изменения объема порового пространства и эффективного давления при их ступенчатом изменении по выражению (1):

$$C_p = \left(\frac{-\Delta V_p}{V_{p0}}\right) / \Delta P_{eff} \ , \qquad (1)$$

где ΔV_p – изменение объема порового пространства (объем поровой жидкости, выдавливаемой из образца), см^3; V_{p0} – начальный объем порового пространства образца, см^3; ΔP_{eff} – изменения эффективного давления, МПа.



а



б

Рис. 1. Изменения: а – объемного веса (плотности); б – пористости при переходе к пластовым условиям

На практике пористость вычисляется: $m = V_p/V$, но, так как $\Delta m/m = \Delta V_p/V_p$, то выражение (1) можно записать как:

$$C_p = \left(\frac{-\Delta m}{m_0}\right) / \Delta P_{eff} \qquad \text{или} \qquad \frac{\Delta m}{m_0} = -C_p \cdot \Delta P_{eff} \ . \qquad (2)$$

Экспериментальные результаты и их обсуждение. При исследованиях фильтрационно-емкостных свойств образцов породы пласта-коллектора определяли изменения объема пор образцов при изменении эффективного давления (рис. 1б), что позволило оценить сжимаемость пор.

Определение сжимаемости пор. Авторами по результатам экспериментальных исследований образцов были рассчитаны коэффициенты сжимаемости порового пространства на участках увеличения эффективного давления от атмосферных условий до 5 и 10 МПа, т. е. условий, моделирующих пластовые. Уравнения (1) и (2) позволяют рассчитать сжимаемость порового пространства C_p, по зависимости (2) от изменения эффективного давления (P_i – P_0), которое напрямую связано с изменением пластового давления в пласте (рис. 2).

Очевидно, что и пористость, и сжимаемость пор (рис. 1б и 2) имеют тенденцию к уменьшению с ростом эффективного давления. Поэтому необходимо получить более точную величину сжимаемости пор в диапазоне изменений эффективного давления, характерном процессам закачки-отбора газа, а именно при 5,0–10,0 МПа. При дифференциальном подходе для расчета деформации пор были приняты начальные значения объема пор (пористости) при 5,0 МПа при диапазоне изменения эффективного давления 5–10 МПа. А при расчете сжимаемости пор при изменении эффективного давления 10,0–5,0 МПа за начальное принято эффективное давление 10 МПа. Эти изменения эффективного давления соответствуют периоду закачки газа, что позволяет нам оценить сжимаемость пор, адекватную этому периоду (рис. 3).

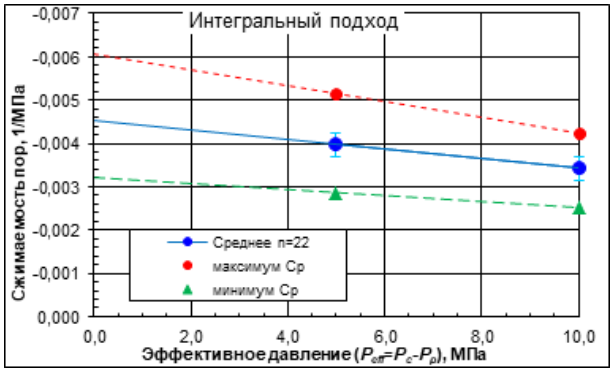


Рис. 2. Зависимость сжимаемости пор от величины эффективного давления при его увеличении от 0,1 до 10,0 МПа; C_p изменяется от -0,002516 до -0,004253 1/МПа; в среднем -0,003428 1/МПа

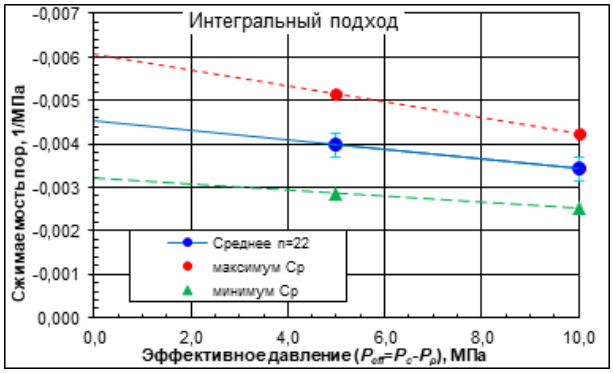


Рис. 3. Зависимость сжимаемости пор от эффективного давления при моделировании пластовых условий в процессе закачки и отбора газа. При закачке C_p = 0,002984 МПа$^{-1}$, при отборе C_p=0,002939 МПа$^{-1}$

При отборе газа эффективное давление будет увеличиваться с 5,0 до 10,0 МПа (за начальное принята пористость при 5,0 МПа), соответственно коэффициент сжимаемости пор -0,002939 1/МПа. При закачке газа эффективное давление будет снижаться с 10,0 до 5,0 МПа, и величина коэффициента сжимаемости пор +0,002984 1/МПа (см. рис. 3). Смена знака коэффициента сжимаемости обусловлена тем, что на этапе закачки газа эффективное давление в пласте снижается, в отличие от его увеличения при отборе газа.

Расчет просадок при закачке–отборе газа. Ожидаемые величины оседания и поднятия земной поверхности Увязовского ПХГ на период закачки и отбора газа рассчитывались с применением генетической модели деформируемого пласта-коллектора [6–10]. Как известно, формула для расчета, например, вертикальных смещений земной поверхности (Uz) состоит из произведения двух сомножителей:

$$Uz = Ф * Г . \quad (3)$$

Физический сомножитель Ф в формуле (3) включает в себя такие параметры как коэффициент Пуассона ν, пористость m, сжимаемость порового пространства C_p, а также изменение пластового давления ΔP_p, равное изменению эффективного давления. Геометрический сомножитель Г учитывает размеры пласта и глубины его верхней и нижней границ, аппроксимируя его в виде горизонтальной призмы. Этот подход позволил авторам получить

пространственное распределение просадок в период отбора газа и закачки при изменении пластового давления на 5 МПа (рис. 4).

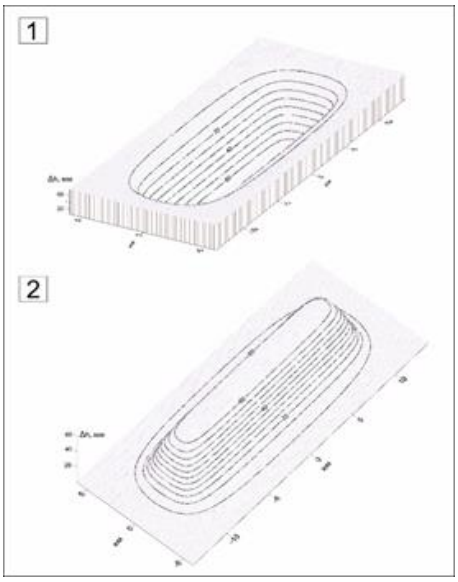


Рис. 4. Распределения вертикальных смещений на Увязовском ПХГ в
1 – период отбора,
2 – период закачки газа

Результаты петрофизических исследований показали, что коэффициент пористости можно принять $m = 0{,}27$ (27%), а коэффициент сжимаемости пор $C_p = 2{,}96\times10^{-3}$ 1/МПа. На основе геологического профиля, были взяты параметры ПХГ: 2a = 20 км, 2b = 4 км, d_1 = 780 м, d_2 = 815 м. Распределения вертикальных смещений земной поверхности построены для двух периодов: закачки и отбора газа. Период закачки газа характеризуется увеличением пластового давления ΔP_p = + 5 МПа; в период отбора газа, соответственно, ΔP = -5 МПа. Максимальная расчетная величина оседания и поднятия земной поверхности составила 61 мм. Вертикальные смещения от 5 мм и более фиксируются на площади 96 км^2. Рост значений смещений в сторону максимума ожидаемо наблюдается в направлении к центру залежи и подтверждает достоверность модели при сопоставительном анализе с наземными наблюдениями на ранее исследованных объектах ПХГ и нефтегазоносных месторождениях [6, 7].

Заключение. Выполнен анализ влияния пластового давления на объемную сжимаемость пластов коллекторов газа на базе экспериментальных результатов изменений их пористости при моделировании закачки и отбора газа. На основе существующих представлений о физике горных пород, разработанных математических моделей и результатов исследований керна получена оценка максимальной амплитуды оседания и поднятия земной поверхности Увязовского ПХГ, достигающая 61 мм при изменении пластового давления на ±5,0 МПа. Построены модели распределения вертикальных смещений земной поверхности для периодов закачки и отбора газа, показывающие, что смещения от 5 мм и более, которые могут быть получены при повторных нивелирных наблюдениях, занимают площадь около 96 км^2 территории ПХГ.

Основной вывод данной работы заключается в том, что предложена и реализована методика оценки вертикальных смещений поверхности с учетом изменений пористости и сжимаемости коллекторов газа в зависимости от выбранного режима эксплуатации Увязовского ПХГ с учетом

фактических данных о пористости и сжимаемости коллекторов объекта хранения газа, которая может быть использована и на других аналогичных объектах.

Литература

1. *Жуков В.С.* Оценка изменений физических свойств коллекторов, вызванных разработкой месторождений нефти и газа // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2010. № 6. С. 341–349.

2. *Жуков В.С., Иванов П.Ю.* Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) // Вести газовой науки. 2015. № 4(24). С. 144–148.

3. *Семенов Е.О.* Особенности формирования и оценка коллекторских и экранирующих свойств терригенных пород при создании подземных хранилищ газа в водоносных пластах: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2010. 22 с.

4. *Жуков В.С., Люгай Д.В*. Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий: Учеб.-метод. пособие. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. 56 с.

5. *Жуков В.С., Кузьмин Ю.О.* Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа // Записки Горного Института. 2021. Т. 251. С. 658–666. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.5

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. *Кузьмин Ю.О.* Современные объемные деформации разломных зон // Физика Земли. 2022. № 4. С. 3–18. https://doi.org/10.31857/S0002333722040068

8. *Кузьмин Д.К.* Оценка напряженного состояния недр на разрабатываемых месторождениях нефти и газа // Маркшейдерский вестник. 2020. № 5(138). С. 37–43.

9. *Кузьмин Ю.О., Дещеревский А.В., Фаттахов Е.А*. и др. Инклинометрические наблюдения на месторождении им. Ю. Корчагина // Геофизические процессы и биосфера. 2018. Т. 17, № 2. С. 95–110. https://doi.org/10.21455/gpb2018.2-6

Математическое моделирование нелинейных фильтрационных процессов

Свалов А.М.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: svalov@ipng.ru

Аннотация. В докладе на основе анализа свойств обобщенных автомодельных решений нелинейного уравнения пьезопроводности при степенной зависимости проницаемости породы от градиента давления, характерной для низкопроницаемых коллекторов нефти и газа, представлена зависимость давления в стволе скважины от времени при ее пуске в работу с постоянным дебитом. Показано, что в этом случае давление в стволе скважины описывается быстро убывающей степенной функцией времени. На практике такая особенность работы добывающих скважин в низкопроницаемых коллекторах может ошибочно интерпретироваться как свидетельство существования ограниченных в размерах нефтенасыщенных линз вокруг этих скважин.
Показано, что кривые восстановления давления, получаемые при гидродинамических исследованиях скважин при степенной зависимости проницаемости от градиента давления, асимптотически описываются степенными функциями времени, что делает невозможным применение традиционного метода Хорнера для интерпретации данных этих исследований.
Установлено, что на поздней стадии разработки заводняемого пласта, при низких значениях его нефтенасыщенности, в уравнениях двухфазной фильтрации необходимо сохранять нелинейные конвективные составляющие, которые принято считать пренебрежимо малыми величинами, но которые при определенных условиях могут быть сопоставимыми по величине с основными членами уравнений многофазной фильтрации, то есть, с производными потоков водной и нефтяной фаз.
Представлена математическая модель процессов нефтевытеснения в трещиновато-пористых средах, учитывающая не только процессы капиллярной пропитки блоков водой или нефтью, но и процессы массообмена между блоками породы и трещинами, обусловленные смешиванием потоков двухфазного флюида в трещинном и матричном пространствах, что необходимо для корректного моделирования двухфазных фильтрационных процессов в бипористых средах, особенно в гидрофобных карбонатных коллекторах.
Ключевые слова: низкопроницаемые пласты, нелинейный закон Дарси, гидродинамические исследования скважины, уравнения Баклея–Леверетта, конвективные составляющие, трещиновато-пористые породы, капиллярная пропитка, массообмен в бипористой среде.

Аналитические исследования процессов нелинейной фильтрации в настоящее время приобретают особую значимость [1, 2], поскольку неуклонно возрастает доля низкопроницаемых коллекторов нефти и газа среди вновь открываемых месторождений, для которых не выполняется закон фильтрации Дарси в его традиционной линейной форме. При этом теряют правомерность и традиционные представления о закономерностях протекания фильтрационных процессов в пласте, основанные на аналитических решениях линейного уравнения пьезопроводности [3].

В случае, когда нелинейный закон Дарси имеет вид

$$u = k\cdot(\nabla P)^n ,$$

где u – скорость фильтрации, k – обобщенный коэффициент проницаемости, ∇P – градиент пластового давления, нелинейное уравнение пьезопроводности, соответствующее такому закону фильтрации, допускает существование обобщенных автомодельных решений вида [4, 5].

$$P = t^{\beta}\cdot\varphi(\xi) = t^{\beta}\cdot\varphi(x/t^{\alpha}) \ . \qquad (1)$$

Здесь α и β – параметры, подлежащие определению, исходя из условия существования решения (1), удовлетворяющего начальным и граничным условиям поставленной задачи.

Наиболее важной для решения проблемы интерпретации данных гидродинамических исследований скважин является задача о пуске скважины с постоянным дебитом, обобщенному автомодельному решению которой соответствуют значения

$$\alpha = n/(3\cdot n-1), \quad \beta = (n-1)/(3\cdot n-1) \ .$$

При этом зависимость давления в стволе скважины от времени будет описываться соотношением:

$$P \sim -t^{(n-1)/(3\cdot n-1)} \ .$$

Из приведенного соотношения следует, что в низкопроницаемых коллекторах практически невозможны квазистационарные, то есть, близкие к стационарным режимы работы скважин, характерные для медленных изменений давления по логарифмическому закону.

Помимо кривых притока при гидродинамических исследованиях скважин проанализированы кривые восстановления давления, получаемые при остановке скважины, работавшей с постоянным дебитом. Важно отметить, что в случае нелинейного закона фильтрации для построения кривой восстановления давления уже нельзя использовать традиционный для теории линейной фильтрации метод суперпозиции решений, соответствующих стадиям притока и закачки флюида в скважине.

Для анализа асимптотического по времени поведения кривых восстановления давления в случае степенной зависимости также используются обобщенные автомодельные решения нелинейного уравнения пьезопроводности. При этом важным обстоятельством, позволяющим использовать обобщенные автомодельные решения (1), является то, что при достаточно большом времени восстановления давления стадия отбора жидкости из скважины может интерпретироваться как мгновенный отбор жидкости из пласта при исходном нулевом давлении.

В предположении, что функция давления P может быть представлена в виде обобщенного автомодельного решения (1), из условия сохранения массы флюида в пласте следует, что для функции давления должно выполняться соотношение

$$\int_0^{\infty} P(r,t)\cdot r\cdot dr = \int_0^{\infty} t^{\beta+2\cdot\alpha}\cdot\varphi(\xi)\cdot\xi\cdot d\xi \ = \ \text{const} \ .$$

Из приведенного соотношения, а также из условия существования обобщенного автомодельного решения следует, что

$$\alpha = 1/(3\cdot n-1), \quad \beta = -2/(3\cdot n-1) .$$

Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать вывод о том, что при больших значениях времени восстановления давления, когда стадия отбора жидкости из скважины может считаться мгновенной, давление в пласте будет описываться зависимостью (1), а кривая восстановления давления в стволе скважины будет описываться соотношением вида

$$P(t) \sim -t^{\beta} = -1/t^{2/(3\cdot n-1)} .$$

Полученные аналитические решения нелинейного уравнения пьезопроводности в форме обобщенных автомодельных решений были сопоставлены с результатами численного решения соответствующих задач и такое сопоставление подтвердило достоверность полученных зависимостей. Отсюда следует вывод, что в случае нелинейных законов фильтрации в низкопроницаемых продуктивных пластах использование общепринятых в настоящее время методик обработки и интерпретации кривых давления будет приводить к некорректным выводам относительно фильтрационных параметров продуктивных пластов.

Аналитические исследования особенностей фильтрационных процессов в продуктивных пластах на поздней стадии их разработки показывают, что при малой насыщенности вытесняемой фазы конвективные составляющие уравнений сохранения масс, которыми в силу их малости в теории многофазной фильтрации традиционно пренебрегают, становятся сопоставимыми по величине с другими членами, входящими в фильтрационные уравнения.

Действительно, если при выводе одномерных уравнений Баклея–Леверетта двухфазной фильтрации [3] сохранить конвективные составляющие, то в первом приближении, достаточном для дальнейшего анализа, конечное уравнение примет вид:

$$s_t + (u/m)\cdot F'(s)\cdot s_x + \frac{u_w/m}{\rho^o_w}\cdot(\rho_w)_x = s_t + (u/m)\cdot F'(s)\cdot s_x + \frac{u_w/m}{E_w}\cdot p_x = 0 \quad ,$$

$$F(s) = \frac{f_w}{f_w + A\cdot f_o} \quad , \quad A = \mu_w/\mu_o \ .$$

Здесь параметром s обозначена водонасыщенность пласта, u_w – водная составляющая общего потока u, ρ^o_w – начальная плотность водной фазы, E_w – модуль объемного сжатия водной фазы, p – величина гидродинамического давления в этой фазе, $f_w(s)$, $f_o(s)$ – фазовые проницаемости по воде и нефти, μ_w и μ_o – динамические вязкости воды и нефти.

В точке минимальной нефтенасыщенности, в которой

$$f_o(s) = 0 ,$$

производная $F'(s)$ будет определяться равенством

$$F'(s) = -A \cdot \frac{f_o'(s)}{f_w(s)} . \qquad (2)$$

При сопоставлении величины слагаемого $(u/m)\cdot F'(s)\cdot s_x$ и слагаемого $(u_w/m)\cdot(p_x/E_w)$, обусловленного наличием конвективной составляющей, будем учитывать, что на поздней стадии разработки можно принять, что $u_w/m \sim u/m$, а величина $F'(s)$, согласно соотношению (2), оценивается как $F'(s) \sim A\cdot f_o'(s)$, причем для нефтей средней и повышенной вязкости $A \sim 0{,}1–0{,}01$ и менее.

Принимая для оценки среднего градиента давления в продуктивном пласте величину $\sim$ 0.01 МПа/м, а для $E_w \sim 2000$ МПа, получим среднюю по пласту оценку множителя p_x/E_w в конвективной составляющей, равную $\sim 5\cdot10^{-6}$ 1/м. При этом важно подчеркнуть, что в процессе разработки залежи эта величина изменяется несущественно.

Между тем, величина s_x при $|s| \sim 1$ и межскважинном расстоянии $x \sim 500$ м может быть оценена соотношением $s_x < 2\cdot10^{-3}$ 1/м, причем на поздней стадии разработки пласта с уменьшением его нефтенасыщенности эта величина существенно уменьшается. Кроме того, необходимо учесть, что, как отмечалось выше, для большинства пород-коллекторов нефти с уменьшением нефтенасыщенности величина $f_o'(s)$ приближается к нулю, при этом наличие малого коэффициента A уменьшает величину $F'(s)\cdot s_x$, как правило, еще на один-два порядка и более.

Таким образом, конвективная составляющая в этих уравнениях, которой действительно можно пренебрегать в начальной и в средней стадии разработки залежи нефти, в конечной стадии разработки становится сопоставимой или даже превышает составляющую, обусловленную производными фильтрационных потоков и входящую в традиционные уравнения многофазной фильтрации. При этом следует отметить, что для месторождений с высоковязкой нефтью, когда величина параметра A становится значительно меньше, чем указано в вышеприведенных оценках, учет конвективных составляющих в уравнениях фильтрации становится необходимым уже на ранних этапах разработки этих месторождений.

Для описания процессов двухфазной фильтрации в трещиновато-пористых средах, в отличие от традиционного подхода, разработана математическая модель нефтевытеснения из трещиновато-пористых сред, учитывающая не только процессы капиллярной пропитки блоков породы водой или нефтью, но и процессы смешивания потоков в системе блоков и трещин, описываемые функцией q_w^* массообмена между блоками и трещинным пространством породы вида

$$q_w^* = b\cdot[f_w^m(s^f) - f_w^m(s^m)]\,|\,\mathrm{grad}\,P_w^m\,| \quad ,$$

где верхние индексы m и f относятся к матричному и трещинному пространствам, а коэффициенты a и b определяются формой, размерами, проницаемостью блоков, площадью их общей поверхности и т. д. Отметим, что вид приведенного соотношения для этой функции при

более детальном изучении процессов массобмена между блоками и трещинным пространством может быть уточнен.

Таким образом, вместо традиционно используемой математической модели, описывающей движение двухфазного флюида в трещиновато-пористой среде, предложена модель, в которой функции перетока фаз между блоками и трещинами в этой среде представлены двумя видами слагаемых – традиционными слагаемыми, соответствующими процессам капиллярного массообмена между матрицей и трещинным пространством породы, и дополнительными слагаемыми, соответствующими процессам перемешивания потоков двухфазного флюида в трещинном и матричном пространствах. Построенная таким образом математическая модель может быть использована для описания процессов нефтевытеснения в реальных трещиновато-пористых коллекторах, более адекватного физическим процессам в этих коллекторах, особенно в случае гидрофобных карбонатных коллекторов.

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. *Байков В.А., Галлеев Р.Р., Колонских А.В.* и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». 2013. № 2(31). С. 8–12.

2. *Xu J., Jiang R., Xie L., Yang M.* et al. Transient pressure behavior for dual porosity low permeability reservoir based on modified Darcy’s equation // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico, 16–18 April 2012. Paper SPE-153480-MS. https://doi.org/10.2118/153480-MS

3. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1982. 211 с.

4. *Свалов А.М.* Гидродинамические исследования нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 32–37. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-32-37

5. *Свалов А.М.* Нелинейность законов фильтрации в низкопроницаемых коллекторах // Технологии нефти и газа. 2020. № 4(129). С. 34–39. https://doi.org/10.32935/1815-2600-2020-129-4-34-38

Исследование влияния граничных условий на проницаемость упорядоченных сферических упаковок

Гоморев М.А.[1]*, Евстигнеев Н.М.[2], Герке К.М.[1], Рябков.О.И.[2], Хлюпин А.Н.[1]
1 – Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
2 – Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН,
РФ, г. Москва, 119333, ул. Вавилова, д. 44, корп. 2
E-mail: *gomorevma@gmail.com

Аннотация. В данной работе представлено полуаналитическое решение для граничных условий «стенка» (условие прилипания) для модельных пористых сред из упорядоченных сферических упаковок различных типов. Рассмотрены результаты CFD моделирования для периодических граничных условий и граничных условий «стенка», которые подтверждают полученное полуаналитическое решение. Приведены практические примеры использования полученного решения для расчета проницаемости канала квадратного и круглого сечений с граничными условиями «стенка», заполненного сферическими упаковками.
Ключевые слова: полуаналитическое решение, CFD моделирование, упорядоченные сферические упаковки, граничные условия «стенка», периодические граничные условия.

С развитием вычислительной гидродинамики (CFD) появилась возможность построения цифровых моделей пористых сред и исследования влияния граничных условий и объема образца на получаемые фильтрационные характеристики [1].

В середине прошлого века для модельных пористых сред на основе упорядоченных сферических упаковок различных типов было получено аналитическое решение для проницаемости в постановке периодических граничных условий [2], которое соответствует проницаемости бесконечного объема пласта. Среди типов упаковок преобладают упаковки следующих видов: сферические упаковки простых кубиков (simple cubic, SC), сферические упаковки, центрированные относительно 1/4 части кубика (body centered cubic, BCC), и сферические упаковки, центрированные относительно граней (face centered cubic, FCC).

CFD моделирование свойств бесконечного объема пласта, содержащего большое число N элементарных ячеек, ограничивается вычислительными возможностями кластера. В данной работе сделана попытка обойти это ограничение. Предложено полуаналитическое решение для упорядоченных сферических упаковок с граничными условиями «прилипания» (ГУ «стенки»), которое соответствует постановке лабораторного эксперимента.

Полученное в данной работе полуаналитическое решение для проницаемости псевдопористой среды из упорядоченных сферических упаковок с ГУ «стенки» позволяет впервые сопоставить решение с результатами CFD моделирования.

Полученное решение позволяет рассчитать проницаемость псевдопористой среды с ГУ «стенки» произвольных размеров N^3 $(N \geq 1)$, где N – целое число ячеек, укладывающихся по стороне канала, что позволяет обойти проблему ограничений оперативной памяти вычислительного кластера, характерную при использовании CFD моделирования.

Основная идея заключается в том, что проницаемость канала квадратного сечения, состоящего из элементарных ячеек сферических упаковок с ГУ «стенки» (для которого отсутствует строгое аналитическое решение), будет асимптотически стремиться к проницаемости

канала с периодическими ГУ (для которого существует аналитическое решение [2]) при увеличении количества ячеек N, укладывающихся по стороне канала.

Выведем полуаналитическое решение с граничными условиями «стенка» для канала квадратного сечения, заполненного элементарными ячейками – сферическими упаковками. Проанализируем расположение каждой ячейки относительно наличия стенок. Каждая ячейка имеет 6 граней, из которых 2 грани – входное и выходное сечение, а 4 остальных могут по-разному располагаться относительно стенок. Первый тип ячеек находится внутри канала вдали от стенок. Проницаемость такой ячейки с периодическими ГУ назовем k_0, а число таких ячеек – N_0. Второй тип ячеек находится на границе со стенкой канала и не лежит в его углах. Одна грань является «стенкой», а противоположная для стенки грань соответствует ГУ скольжения. Две оставшиеся грани соответствуют периодическим ГУ. Проницаемость такой ячейки назовем k_1, а число таких ячеек N_1. Третий тип ячеек находится в углах канала и граничит с двумя стенками. Две другие грани соответствуют ГУ скольжения. Проницаемость такой ячейки назовем k_2, а число таких ячеек – N_2. Можно утверждать, что проницаемость канала $k_{total}(N)$ с ГУ «стенки», по длине которого укладывается N ячеек, будет определяться выражением:

$$k_{total}(N) = \frac{N_0 k_0 + N_1 k_1 + N_2 k_2}{N_0 + N_1 + N_2},\ N \geq 1,\ N_0 + N_1 + N_2 = N^2 - \text{общее число ячеек}$$

где $\frac{N_0}{N^2}, \frac{N_1}{N^2}, \frac{N_2}{N^2}$ – весовые коэффициенты при ячейках k_0, k_1, k_2 соответственно.

Учитывая, что $N_2 = 4$ и введя обозначения: $a = \frac{k_1}{k_0}$; $b = \frac{k_2}{k_0}$, получим:

$$k_{total}(N) = k_0\left[1 + \frac{4}{N}(a-1) + \frac{4}{N^2}(1-2a+b)\right],\ N \geq 1,\ k_0 > k_1 > k_2;\ a > b$$

Можно утверждать, что константы a и b не зависят от длины стороны ячейки (Lattice) при зафиксированной пористости и типе ячейки. Данное утверждение было подтверждено CFD моделированием.

Полученное выражение означает, что проницаемость канала из N ячеек, укладывающихся по стороне канала с ГУ «стенки», может быть рассчитана, зная константы a и b, для определения которых выполняется CFD моделирование для двух элементарных ячеек с соответствующим ГУ.

Таким образом, для любого $\delta > 0$ существует такое число N ячеек, укладывающихся по стороне канала, что справедливо неравенство: $\left|\frac{K_{BCwall}(N) - K_{BCperiodic}}{K_{BCperiodic}}\right| < \delta$

С целью подтверждения полученного полуаналитического решения было проведено CFD моделирование для каналов квадратного сечения N^2, где N = 1, 2, 3, 4, 5, 6, для элементарных упаковок следующих типов: простая кубическая упаковка (SC), объемно-центрированная упаковка (BCC), гранецентрированная упаковка (FCC).

Сравнение результатов расчета согласно полуаналитическому решению и CFD моделированию представлено на рис. 1а. Из графика видно, что проницаемость канала с ГУ «стенки» асимптотически стремится к проницаемости канала с периодическими ГУ при увеличении числа N. Наблюдается хорошее совпадение полуаналитического решения с результатами CFD моделирования. Было рассчитано относительное отклонение согласно формулам:

$$\delta_{Analytical}(N) = \left|\frac{K_{BCperiodic} - K_{BCwallAnalytical}(N)}{K_{BCperiodic}}\right| 100\%;\ \delta_{CFD}(N) = \left|\frac{K_{BCperiodic} - K_{CFD}(N)}{K_{BCperiodic}}\right| 100\%,$$

Соответствующие графики представлены на рис. 1б.

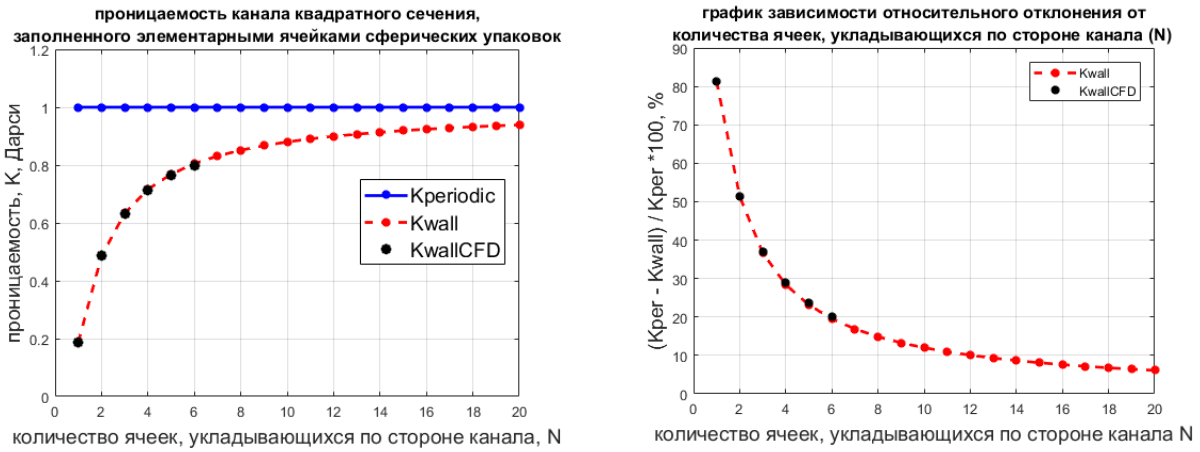


Рис. 1. а – сплошная линия – график зависимости нормированной проницаемости с «периодическими» ГУ от количества ячеек *N*, укладывающихся по стороне канала, штрихпунктирная линия – полуаналитическое решение для ГУ «стенки», нанесенные точки – результат CFD моделирования для ГУ «стенки», нормировка проницаемости осуществляется на проницаемость, соответствующую периодическим ГУ. б – штрихпунктирная линия – относительное отклонение для полуаналитического решения $\delta_{Analytical}$, нанесенные точки – относительное отклонение для CFD моделирования δ_{CFD}

CFD моделирование осуществлялось в программном обеспечении Comsol. Для каждого типа ячеек и геометрии выполнилось исследование сеточной независимости решения.

Граничные условия, перепад давления, величины средней скорости по сечению соответствовали числу Рейнольдса, которое обеспечивало выполнение условия ползучего режима течения (течение Стокса). На стенке ставится граничное условие прилипания (ГУ «стенки»), которое выражает равенство нулю вектора скорости. Граничное условие «скольжения» на стенке выражает равенство $(\mathbf{v} \cdot \mathbf{n}) = 0$, где $\mathbf{n}$ – единичный вектор внешней нормали к поверхности непроницаемой стенки.

В перспективе полученное полуаналитическое решение позволит создавать образы модельных пористых сред с заданной проницаемостью.

Дальнейшие исследования будут посвящены поиску аналитического решения для ГУ «стенки» для неупорядоченных сферических упаковок.

Литература

1. *Gerke K.M., Karsanina M.V., Katsman R.* Calculation of tensorial flow properties on pore level: Exploring the influence of boundary conditions on the permeability of three-dimensional stochastic reconstructions // Physical Review E. 2019. Vol. 100, No. 5. P. 053312. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.100.053312

2. *Larson R.E., Higdon J.J.L.* A periodic grain consolidation model of porous media // Physics of Fluids A: Fluid Dynamics. 1989. Vol. 1, No. 1. P. 38–46. https://doi.org/10.1063/1.857545

К вопросу построения нелинейного закона фильтрации

Семигласов Д.Ю.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: samuell@bk.ru

Аннотация. Целью работы является проработка подходов к построению нелинейных законов фильтрации фаз. Особенность предлагаемого подхода заключается в явном вводе операции осреднения по ансамблю независимых, нелинейных фильтрационных потоков, что в макроскопическом масштабе позволяет сформулировать условия сосуществования подвижного и капиллярно-защемленного объема фазы и получить осредненный закон фильтрации, форма нелинейности которого будет отлична от формы нелинейности закона фильтрации микроуровня. В качестве подтверждения правомерности допущений предлагаемого подхода рассматриваются частные случаи в сопоставлении с некоторыми обобщениями керновых исследований.
Ключевые слова: фильтрация, нелинейный закон фильтрации, проницаемость, предельный градиент сдвига.

Для описания фильтрационного процесса используется простейшая модель керна, состоящая из набора однородных, гидродинамически не связанных структурных элементов различной проницаемости, заключенных между галереями, на которых создается в общем случае переменный перепад давления. Очевидным достоинством такой модели (которую, следует отметить, активно применяли в проектных институтах нефтяной промышленности СССР) является простота реализации операции осреднения, что позволяет в некоторых частных случаях получить итоговые, осредненные выражения в квадратурах, пример чего и будет отражен в докладе.

Для произвольного структурного элемента модели микроуровня вместо закона фильтрации Дарси используется первая форма нелинейности – форма Мирзаджанзаде [1], где предельный градиент течения предполагается следствием действия не реологических, а капиллярных сил, при этом используется важное допущение о наличии взаимосвязи между величиной предельного градиента капиллярных сил с коэффициентом абсолютной проницаемости, экспериментальная форма зависимости которой отражена в последних экспериментальных исследованиях «НК «Роснефть» [2–3] и по характеру близка к обратному виду. Ввод в такой форме предельного градиента капиллярных сил позволяет сформулировать новый подход к построению нелинейных законов фильтрации фаз, качественно отраженный на рис. 1, суть которого заключается в том, что ввод зависимости предельного градиента капиллярных сил от абсолютной проницаемости (или его отношения к гидродинамическому градиенту, что определит новую форму капиллярного числа) на микроуровне позволяет в макромасштабе разграничить подвижный и неподвижный (капиллярно-защемленный) объемы фазы, определить закон их сосуществования через градиент фильтрационного давления и одновременно определить закон фильтрации, используя осреднение исключительно по подвижному объему фазы. Очевидно, при изменении на микроуровне формы статистики фильтрационных свойств (см. рис. 1), а также формы зависимости для капиллярного числа, макроскопическая взаимосвязь закона фильтрации с объемом капиллярно-защемленной части фазы также будет изменяться.

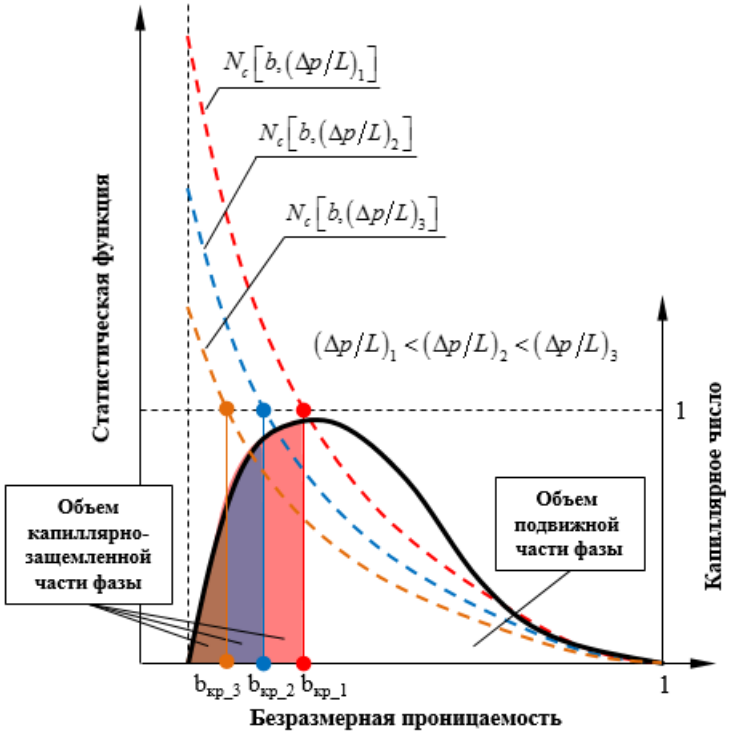
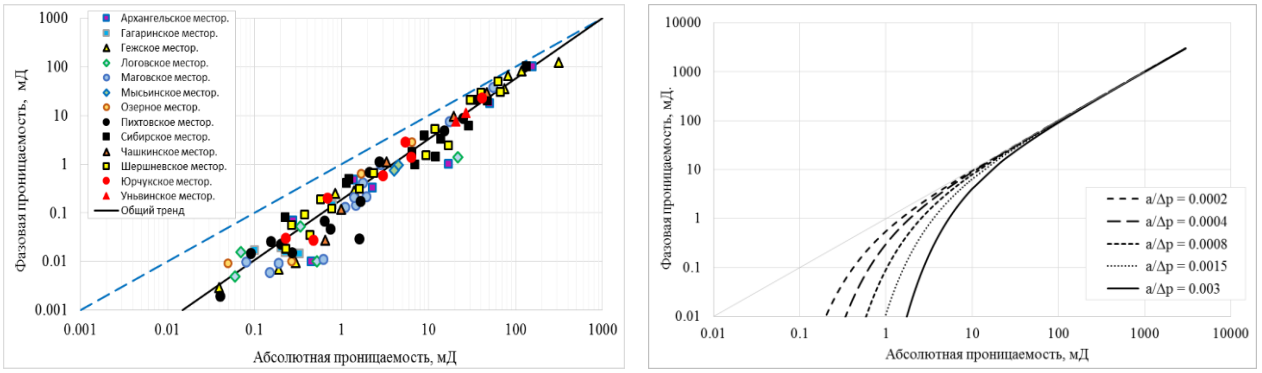


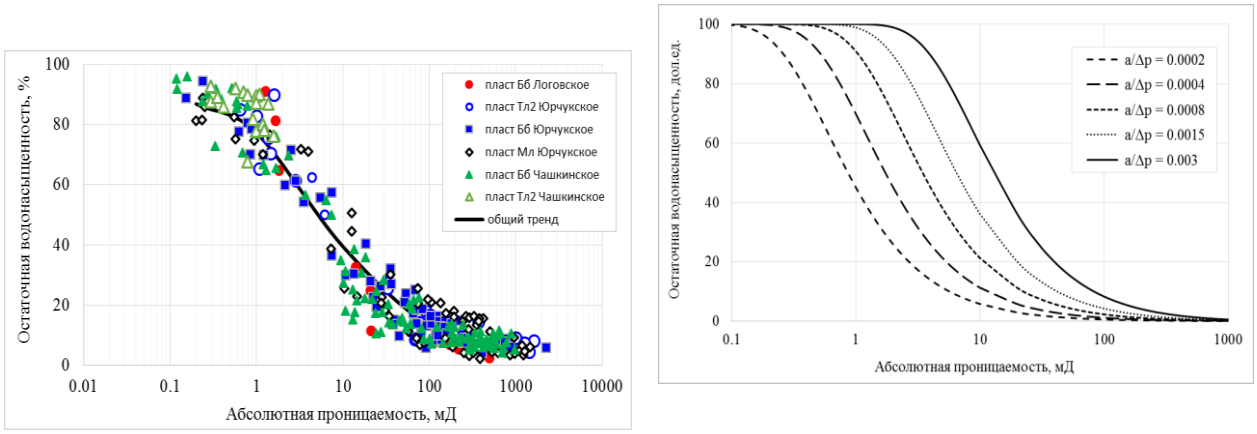
Рис. 1. Механизм сосуществования объемов неподвижной (капиллярно-защемленной) и подвижной долей фазы при увеличении градиента давления

Если в качестве примера рассмотреть монотонно убывающую, степенную статистическую функцию и принять обратный характер функции капиллярного числа, можно получить в явном виде ряд теоретических зависимостей, по своему характеру схожих с некоторыми экспериментальными обобщениями гидродинамических методов исследования кернового материала (рис. 2, рис. 3, рис. 4), что говорит о целесообразности развития предлагаемого подхода.



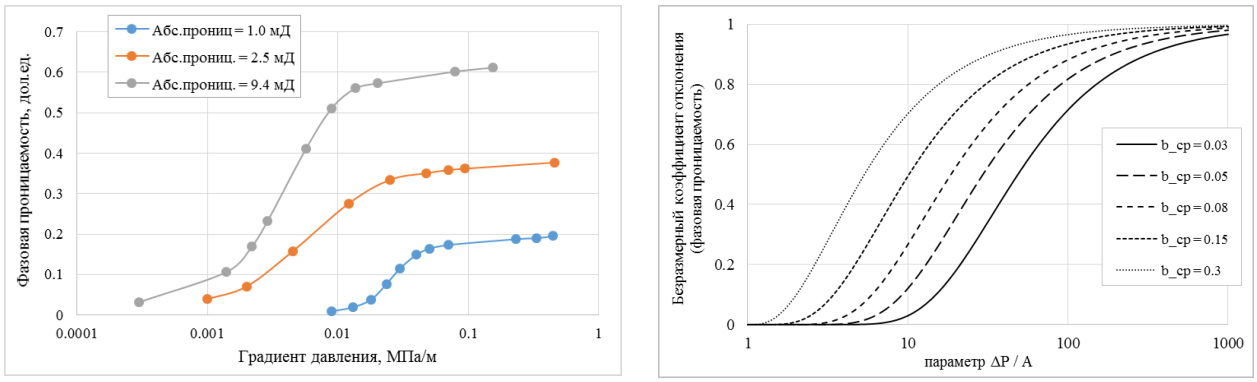
а б

Рис. 2. Зависимость коэффициента фазовой проницаемости от абсолютной проницаемости образцов при различных значениях параметра a/Δp:
а – экспериментальное обобщение; б – рассчитанные кривые согласно полученной зависимости



а б

Рис. 3. Зависимость остаточной водонасыщенности от абсолютной проницаемости образцов при различных значениях параметра a/Δp:
а – экспериментальное обобщение; б – рассчитанные кривые согласно полученной зависимости



а б

Рис. 4. Индикаторные кривые при низких градиентах давления, где b_{cp} является средней безразмерной проницаемостью статистики $b_{cp} = k_{cp}/k_{max}$:
а – экспериментальные данные [2-3]; б – рассчитанные кривые согласно полученной зависимости

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. *Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М: Недра, 1993. 416 с.

2. *Байков В.А., Колонских А.В., Макатров А.К.* и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2(31). С. 4–7.

3. *Байков В.А., Галеев Р.Р., Колонских А.В.* и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований керна Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2 (31). С. 8–12.

Комплексное исследование проблем, связанных с образованием техногенных и наличием природных газогидратов, на основе математического моделирования

Васильева З.А.*, Бутузов В.И.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *zoyavac@gmail.com

Актуальность. Многочисленные исследования показали, что газовые гидраты широко распространены в арктических областях, где их существование обеспечено низкими температурами пород. Освоение Арктического региона является первоочередной задачей российских нефтегазовых компаний, так как только на севере Ямало-Ненецкого округа, северо-западе Красноярского края и прилегающем шельфе сконцентрированы более 60% всех перспективных ресурсов нефти и газа на Земле.

Исследования термодинамических режимов в скважинах и пластах проводились в основном для месторождений вязких нефтей при воздействии на пласты паром или горячей водой, которые существенно изменяют температурный режим. Низкотемпературные месторождения, при разработке которых незначительное снижение температуры может привести к фазовым превращениям углеводородов, газовая промышленность осваивает с недавнего времени, некоторые залежи этих месторождений находятся в термодинамической зоне газогидратообразования.

Для формирования научно обоснованной системы разработки низкотемпературных газовых и газогидратных залежей и предупреждения осложнений, связанных с техногенными и природными газогидратами, необходимо развитие математического моделирования процессов тепломассопереноса в системе «пласт–скважина–горные породы» с учетом фазовых превращений углеводородов, происходящих при бурении, освоении, исследовании и разработке.

Модель тепломассопереноса в скважине при бурении. В практике ведения буровых работ в областях распространения многолетнемерзлых пород известны многочисленные случаи внезапных выбросов флюида и инструмента с небольших глубин, которые приводят к образованию грифонов, иногда к пожарам. Присутствие природных газовых гидратов в толще многолетнемерзлых пород и в подмерзлотном слое могут усугублять известные осложнения при бурении в криолитозоне. Таяние льда и термическая диссоциация газогидрата способствуют созданию в породе термодинамических условий для интенсивного образования каверн. В свою очередь кавернообразование является причиной ряда осложнений при бурении – поглощения бурового раствора, некачественного цементирования, неучтенные объемы протаявших каверн служат причиной недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве. Пузырьки газа, попадая в цементный раствор, снижают его качество [1, 2].

Для обоснования термобарических параметров безопасного бурения при вскрытии газогидратосодержащих пластов с учетом фазовых превращений газогидратов в выбуренной породе и теплообмена между скважиной и окружающими горными породами в работе [3] строится модель тепломассопереноса в скважине.

Критической считается ситуация, когда поверхность фазового перехода h_k находится на забое скважины $h_k = H$, а давление на забое равно равновесному давлению гидратообразования. Решение задачи для критического режима выделяет в пространстве управляющих параметров области значений, при которых осуществляется каждый из трех режимов работы скважины. Обоснованы косвенные признаки наличия газогидратов как осложнения в процессе бурения скважин [2].

Математическая модель неизотермического притока пластовых флюидов к скважине из гидратонасыщенного пласта. В природных условиях газогидраты, главным образом, существуют с газом и водой. Для изучения качественных особенностей процесса фазовых переходов в пористой среде рассматривается одномерная задача в автомодельной постановке, отражающая главные черты процесса [4]. Предполагается, что в пласте гидрат, газ и вода находятся в состоянии термодинамического равновесия. Пренебрегается конвективным переносом тепла, эффектом Джоуля–Томсона. На скважине заданы массовый и тепловой потоки, что соответствует комбинированному методу добычи газа. Получено автомодельное решение задачи. В пространстве управляющих параметров выделены области существования трех режимов фазовых превращений в пласте (рис. 1): (1) фронтовой режим диссоциации осуществляется только на поверхности, моделируемой фронтом (однофазная задача Стефана); (2) объемный режим диссоциации газогидратов характеризуется превалированием механизма передачи давления над механизмом теплопередачи; (3) образование газогидратов в протяженной области за фронтом их диссоциации, характеризуется превалированием процесса теплопередачи и осуществляется при значительном тепловом потоке на скважине. Данный режим наиболее характерен для малопроницаемых пластов.

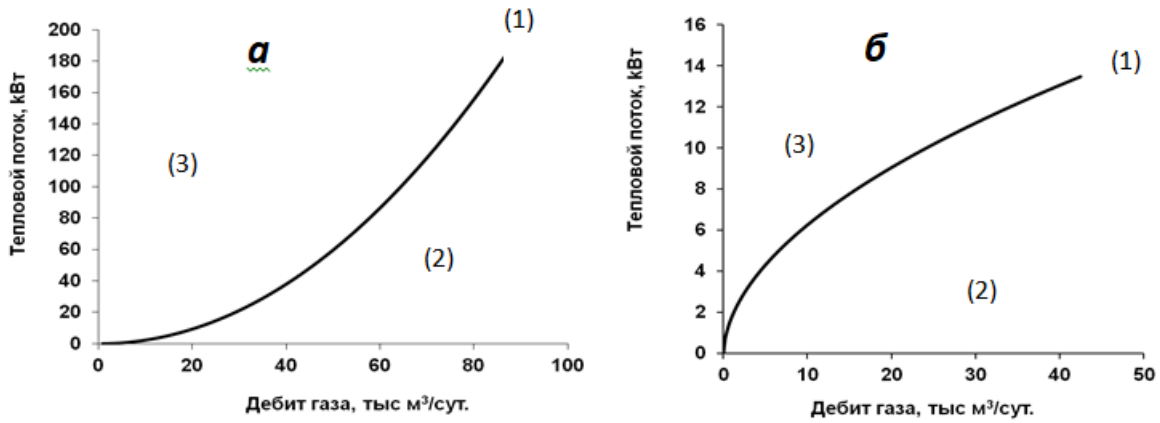


Рис. 1. Разделение пространства управляющих параметров: на 3 области при: *а*) $\alpha < \chi$, *б*) $\alpha > \chi$

Термические методы разработки, нагнетание теплоносителя в высоком темпе или взрывчатого носителя способствуют быстрому росту давления. Если соотношение между дебитом и тепловым потоком соответствуют области над кривой, то режим диссоциации в зоне объемных фазовых переходов меняется на режим образования газогидратов. Если за фронтом диссоциации газогидратов недостаточно воды для его вторичного образования, то рост давления может привести к неуправляемым гидроразрывам пласта, к неконтролируемым перетокам и грифонам.

Сопряженная модель «пласт–скважина–горные породы» с учетом особенностей тепломассопереноса в скважинах низкотемпературных газовых месторождений. Для вывода граничного условия сопряжения областей пласт–скважина вводится понятие «забойная зона» – область забоя скважины, по которой газ движется из каналов пористой среды во входное отверстие лифтовой трубы. Разность общей площади перфорации и площади входного отверстия лифтовой трубы приводит к перепаду давления ΔP.

Впервые было показано [5], что давление при входе в лифтовую трубу, которое измеряется или вычисляется по устьевому давлению и дебиту в симуляторах, может быть существенно ниже давления газа при выходе из пористой среды, что приводит к соответствующему снижению температуры за счет дросселирования газа. Это необходимо учесть при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов [6], моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте. Для скважин, когда термобарические условия близки к равновесным условиям гидратообразования, такое охлаждение может привести к образованию газогидратов при выходе газа из пласта.

Газовые гидраты могут образовываться на протяжении всего движения газа: в призабойной зоне, на забое, в стволе скважины и поверхностном оборудовании.

В данной работе исследуются риски образования газогидрата в призабойной зоне на основе математического моделирования неизотермического притока газа к скважине, которая состоит из уравнения пьезопроводности, линеаризованного по Лейбензону [7]

$$\frac{\partial p^2}{\partial t} = \bar{\varkappa}\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial p^2}{\partial r}\right); \qquad \bar{\varkappa} = \frac{kp_0}{\mu m}; \tag{1}$$

уравнения сохранения энергии [8]

$$C\frac{\partial T}{dt} + \rho_g C_p u\frac{\partial T}{\partial r} - \rho_g C_p u\delta\frac{\partial p}{\partial r} = 0; \tag{2}$$

начальных условий $p^2 = p_0^2 \quad T = T_0$ при $t = 0$; (3)

граничных условий $p^2 = p_0^2$ при $r = \infty$, $t > 0$; (4)

$$r\frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{Q_{\text{ат}}p_{\text{ат}}\eta}{\pi kh} \text{ при r = 0.} \tag{5}$$

где k – проницаемость, μ – вязкость, p – давление, r – текущий радиус, $Q_{\text{ат}}$ — дебит скважины при атмосферных условиях, u – скорость фильтрации, m – пористость пласта, t – время, C_p – теплоемкость газа при постоянном давлении, T – температура, δ – коэффициент Джоуля–Томсона, z – коэффициент сверхсжимаемости, R – газовая постоянная, $\rho_g, \rho_{\text{г}}$ – плотность газа и породы.

$$C = \rho C_r = \rho_{\text{г}}C_{\text{п}}(1-m) + \rho_g m C_p = const.$$

Задача (1) – (5) допускает автомодельное решение при постоянных граничных условиях.

Исследуется отношение изменения температуры к изменению давления ($\Delta T/\Delta P$) в зависимости от пористости, проницаемости пористой среды. Например, для пористости 0,2 коэффициент Джоуля–Томсона во много раз превышает значение отношения $\Delta T/\Delta P$,

$$\frac{\Delta T}{\Delta p} = 0{,}122{*}10^{-6} \ll \delta = 4{,}08 * 10^{-6} \text{ Па}$$

Следовательно, риски гидратообразование при средней (и ниже) пористости незначительны.

Полученные результаты расчетов позволяют наблюдать незначительное изменение температуры в пористой среде при движении газа за счет эффекта Джоуля–Томсона, так как газ охлаждает не только себя, собственно, но и вмещающие породы, через которые он протекает.

Существенные изменения температуры наблюдаются для трещиновато-пористой среды или в трещинах гидроразрыва, когда порода занимает незначительную часть всей пористой среды и, следовательно, охлаждается в основном только газ.

Заключение. Показана необходимость развития комплексного исследования научных и технических проблем, связанных с образованием техногенных газогидратов и наличием природного газогидрата, зависимость каждого этапа жизненного цикла скважины от предыдущих этапов. Полноценные исследования скважин можно провести только в случае неразрушения прискважиного гидрата во время бурения. Если не контролировать образование и диссоциацию гидратов во время исследования скважин, то можно «загидратить» или разрушить призабойный коллектор и не получить притока газа во время разработки.

С помощью математического моделирования необходимо обосновывать термобарические параметры работы скважины при бурении, освоении, исследовании и разработке низкотемпературных газовых и газогидратных залежей.

Литература

1. *Васильева З.А. Родичкин А.В.* Техногенные выбросы углеводородов при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов // Актуальные проблемы нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4 (23). С. 53. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art53

2. *Васильева З.А., Джафаров Д.С., Аметова Т.А*. Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне // Криосфера Земли. 2011. Т. XV. № 1. С. 61–67.

3. *Буслаев В.Ф., Васильева З.А., Шаровар И.И.* Моделирование тепломассопереноса в скважине при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов для предупреждения аварийных выбросов газа // Криосфера Земли. 2004. Т. VIII, № 4. С. 72–77.

4. *Васильева З.А., Джафаров Д.С.* Объемная модель диссоциации газовых гидратов в природных пластах //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 7. С. 36–41.

5. *Васильева З.А*. Условия сопряжения полей давления и температуры газа в скважине и пласте // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 6. С. 45–47. https://doi.org/10.30713/0132-2222-2018-6-45-47

6. *Васильева З.А., Ли Ч.* Об интеграции симуляторов скважина-пласт // Математические методы, программное и аппаратное обеспечение: Материалы научно-практической конференции. М.: Полипресс, 2017. С. 146–148.

7. *Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1993. 413 с.

8. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972. 288 с.

Детальная изученность фазового поведения ачимовских пластовых газоконденсатных систем Уренгойского месторождения

Заночуев С.А.*, Громова Е.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
E-mail: *sazanohuev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Уникальные по запасам газоконденсатные залежи в ачимовских отложениях обладают значительным энергетическим потенциалом, связанным со скоплением углеводородов при аномально высоких давлениях и температурах. Высокое содержание углеводородов C_{5+} в составе пластового газа должно обеспечивать большие объемы добычи жидких углеводородов на весь период эксплуатации залежи. Однако, особенности фазового поведения газоконденсатных систем с высоким потенциалом по углеводородам C_{5+} предполагают значительные пластовые потери жидкой фазы при снижении давления в ходе разработки месторождения. Более того, низкая проницаемость коллектора при любом способе вторичного вскрытия пласта усиливает ретроградные процессы при эксплуатации скважин в условиях забойных давлений ниже давлений начала конденсации. При этом особенно актуальна задача детального изучения фазового поведения углеводородных ачимовских систем, что обеспечит информативную поддержку задач прогноза добычи жидких углеводородов и повышения эффективности транспорта и переработки продукции. В работе обсуждаются дифференциация составов и свойств начальной углеводородной системы по площади и разрезу залежи, уточняются условия перехода систем в двухфазное состояние, уровень пластовых потерь, а также вопросы мониторинга изменения состава и свойств флюида при снижении давления.
Ключевые слова: газоконденсатные системы, фазовое поведение, ачимовские отложения, пластовый газ, содержание углеводородов C_{5+}.

Энергетический потенциал ачимовской толщи связан со скоплениями углеводородов в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур на широкой площади простирания в районе севера Западно-Сибирской платформы. В конце прошлого века здесь были открыты и введены в промышленное освоение крупные по запасам газоконденсатные и нефтяные залежи, со значительным потенциалом в добыче не только газовых, но и жидких компонентов. Так, газоконденсатные системы залежей в ачимовских отложениях характеризуются начальным потенциальным содержанием углеводородов (УВ) C_{5+} более 400 г/м^3 из расчета на пластовый газ, при плотности стабильного конденсата при начальных условиях 800–810 г/м^3. Значительное содержание длинноцепочечных алкановых структур в составе добываемых жидких углеводородов предполагает их широкое применение в перерабатывающей промышленности, что повышает экономическую значимость проектов.

Эффективность проектов напрямую зависит от организации своевременного контроля за изменением состава и свойств добываемой продукции, связанных прежде всего с пластовыми потерями УВ C_{5+}, вследствие возникновения областей пониженного давления как в пласте в целом, так и в призабойных зонах скважины. Дополнительная сложность при прогнозировании связана с дифференциацией состава и свойств пластового флюида при начальных термобарических условиях. Например, на лицензионных участках (ЛУ) АО «Роспан Интернешнл» установлены регионы как с повышенным, так и с пониженным содержанием УВ C_{5+}. Начальное

потенциальное содержание УВ C_{5+} может отличаться в два раза в зависимости от регионов, что в абсолютных значениях достигает порядка 150 г/м^3 из расчета на пластовый газ. Гипотезы, объясняющие дифференциацию пластового газа, связанные с гравитационным распределением углеводородов в зависимости от глубины залегания, активно обсуждались в научных публикациях. Однако последние исследования показали, что в действительности основная причина различий в составе пластового газа по результатам исследований отдельных скважин связана с наличием зонального его изменения по площади залежи [1].

Масштабные исследования, выполняемые на лицензионных участках АО «Роспан Интернешнл», позволяют проводить поскважинный мониторинг состава добываемой продукции. Результатом выполненных аналитических исследований явилось картирование ретроспективного начального содержания УВ C_{5+} в составе пластового газа в пределах ачимовских отложений Ново-Уренгойского ЛУ (рис. 1) [2].

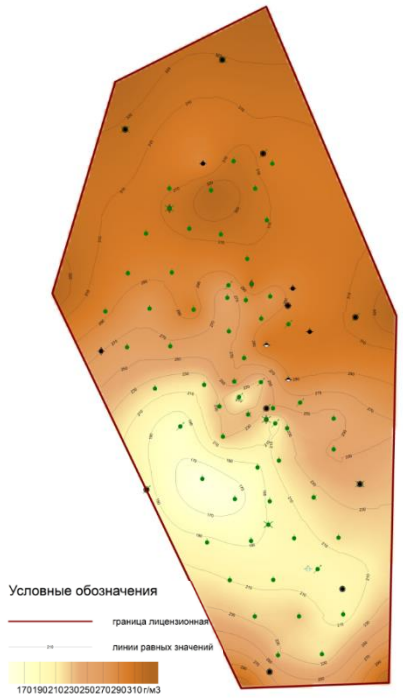


Рис. 1. Распределение начального потенциального содержания УВ C_{5+} в составе пластового газа в пределах ачимовских отложений Ново-Уренгойского ЛУ

Значительной неопределенностью, обсуждаемой в публикациях по особенностям фазового поведения газоконденсатной системы ачимовских отложений, является оценка давления перехода системы в двухфазное состояние, так называемого давления начала конденсации. На данной стадии изученности этот показатель для газоконденсатной системы принят на уровне порядка 50 МПа при пластовых термических условиях, что характеризует пластовую систему как недонасыщенную. В связи с доказанной дифференциацией состава и свойств системы по площади залежи этот важный для прогноза добычи параметр уточняется в ходе специальных термобарических исследований на основе реальных пластовых систем, отобранных с различных регионов залежи. Предлагается использовать единый объективный критерий оценки давления перехода системы в двухфазное состояние.

Уровни пластовых потерь углеводородов также зависят от начального потенциального содержания УВ C_{5+} в составе пластового газа. Выполненные специальные PVT-исследования при

различных температурах позволяют получить необходимую информацию для создания и адаптации качественной PVT-модели, описывающей фазовое поведение пластовой углеводородной системы в широком диапазоне изменения как термобарических параметров, так и ее состава и свойств. Более того, предложенная схема эксперимента контактно-дифференциальной конденсации позволяет не только получать данные о пластовых потерях, но и о детальном изменении состава и свойств добываемого конденсата. Все это может быть хорошей основой для достоверного контроля газоконденсатной характеристики системы в условиях сложности замера пластового давления в низкопродуктивных коллекторах ачимовских отложений.

Важными параметрами для качественных расчетов фазового поведения углеводородных систем для различных прикладных задач являются исходные данные по свойствам групп C_{6+} (плотность и молярная масса узких фракций). Значительный объем исследований по атмосферно-вакуумной разгонке конденсатов позволяет предложить единый подход к описанию свойств групп УВ, основанный на фактических зависимостях плотности фракций от их температур кипения.

Детальная изученность накопленного экспериментального и аналитического материала позволяет на данном этапе предложить создание единой термодинамической модели газоконденсатной системы, которая будет описывать ее фазовое поведение не только в пластовых термобарических условиях, но и в технологических линиях сбора и подготовки продукции. Предложенный подход поможет значительно снизить неопределенности в получаемых данных, а также повысить эффективность добычи и переработки газоконденсатной продукции.

Литература

1. *Khamzin T.K., Reitblat E.A., Lomukhin A.Yu.* Study of vertical and areal heterogeneity of gas composition in a gas condensate field using numerical simulation model // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187813-MS. https://doi.org/10.2118/187813-MS

2. *Громова Е.А., Заночуев С.А.* Мониторинг состава продукции газоконденсатных скважин на основе данных исследований проб, отобранных с многофазных расходомеров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5. С. 127–139. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-5-127-139

СЕКЦИЯ:
Экспериментальные и теоретические методы изучения и прогнозирования фазового поведения углеводородных систем

Применение искусственных нейронных сетей для прогнозирования коэффициента динамической вязкости нефтяных фракций

Александров И.С.[1]*, Григорьев Б.А.[2], Герасимов А.А.[1]*****
1 – Калининградский государственных технический университет,
РФ, 236022, г. Калининград, Советский пр-т, д. 1
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: *alexandrov_kgrd@mail.ru, **gba_41@mail.ru, ***aager_kstu@mail.ru

Аннотация. На основе надежных экспериментальных данных разработана новая модель на базе искусственных нейронных сетей, применимая для прогнозных расчетов коэффициента динамической вязкости сложных углеводородных смесей. Модель описывает избыточную масштабированную вязкость и основана на расширенном принципе соответственных состояний. Входными параметрами для нейронной сети являются приведенная температура, приведенная плотность, а также два критерия подобия. Указанные критерии подобия определяются по доступным физико-химическим свойствам – относительная плотность при температуре 20 °C, коэффициент преломления при той же температуре и молярная масса. В докладе сравниваются коэффициенты динамической вязкости, рассчитанные обученной нейронной сетью, с имеющимися экспериментальными данными для нефтяных и газоконденсатных фракций (41 вещество). Результаты сравнения позволяют сделать вывод о высокой точности и хороших экстраполяционных возможностях предлагаемой модели.
Ключевые слова: коэффициент динамической вязкости, температура, давление, плотность, нефть, газовый конденсат.

Для комплексного моделирования процессов проектирования и эксплуатации нефтяных и газоконденсатных месторождений на основе современных цифровых технологий необходима точная информация о теплофизических свойств (ТФС) сложных углеводородных смесей как природного, так и технологического происхождения. Экспериментальные исследования ТФС сложных углеводородных систем (нефтепродуктов и газовых конденсатов) имеют определенную сложность, которая связана со сложным компонентным составом, что делает проблематичным разработку надежных методов прогнозного расчета ТФС на основе знания свойств компонентов. Очевидный выход заключается в развитии универсальных цифровых подходов к созданию методов расчета ТФС нефтепродуктов, обладающих возможностями прогнозирования. Одним из таких подходов является использование искусственных нейронных сетей, которые в настоящий момент находят широкое применение в различных областях науки и техники.

Вязкость относится к важнейшему теплофизическому свойству, необходимому для инженерных расчетов технологического оборудования, транспортных трубопроводных систем и др. Сложность прогнозного расчета вязкости заключается, прежде всего, в широком диапазоне изменения этой величины в зависимости от температуры и структуры молекулы вещества. В данной работе предлагается нейросетевой подход к прогнозированию вязкости нефтяных и газоконденсатных фракций.

Обобщенная зависимость для вязкости базируется на расширенном принципе соответственных состояний в переменных – приведенная температура, приведенная плотность и в общем виде представлена следующей зависимостью:

$$\Delta\eta = f(\tau, \delta, Y, K_W) \ . \quad (1)$$

Для определения плотности использовалась авторская методика, базирующаяся на двух обобщенных уравнениях состояния [1]. Для расчета избыточной вязкости $\Delta\eta = (\eta(p,T) - \eta o)$ необходимо иметь данные о коэффициенте вязкости разреженного газа ηo. В нашем случае была применена корреляция Ли и Тодоса [2]. В качестве параметров приведения для расчета значений температуры и плотности принята точка на псевдокритической изобаре при фиксированном значении избыточной масштабированной вязкости $\Delta\eta = 7800$. Методика определения и расчета масштабирующего множителя для вязкости и псевдокритических параметров представлена в авторской публикации [3].

Определяющими критериями подобия, входящими в зависимость (1), являются:

– характеристический комплекс Y

$$Y = \frac{100\left[(n_D^{20})^2 - 1\right](n_D^{20} - \rho_4^{20})}{M\rho_4^{20}(n_D^{20} + 0{,}4)} \ , \quad (2)$$

– фактор Ватсона K_w

$$K_w = 1{,}2251\frac{T_{bv}^{1/3}}{\rho_{15}^{15}} \ . \quad (3)$$

В формулах (2) и (3) n_D^{20} – показатель преломления при температуре 20 °C, ρ_4^{20} – относительная плотность при той же температуре, M – средняя молярная масса, кг/кмоль; T_{bv} – средняя объемная температура кипения, ρ_{15}^{15} – относительная плотность при температуре 15 °C.

Для обучения сети были отобраны и использованы экспериментальные данные о вязкости сорока одного вещества [4–7], представляющие собой нефтяные и газоконденсатные фракции, как прямогонные, так и вторичные. Коэффициент динамической вязкости η определялся на установке, реализующей метод протока вещества через капилляр. Применялся капиллярный вискозиметр конструкции Голубева. Диапазон измерений по температуре составлял 290–570 К при давлениях до 50 МПа. Общая погрешность отдельного измерения вязкости не превышала ±1,5%.

Создание, обучение и моделирование нейронной сети производилось в среде программирования MATLAB [8]. Для прогнозирования коэффициента динамической вязкости была создана двухслойная нейронная сеть с обратным распространение ошибки (backpropagation neural network). Архитектура сети представлена на рис. 1.

Применяемая нейронная сеть состоит из двух скрытых слоев по четыре нейрона каждый. Входными нейронами для сети являются приведенная температура $\boldsymbol{\tau}$, приведенная плотность $\boldsymbol{\delta}$, характеристический комплекс Y и фактор Ватсона K_w.

В качестве обучающей процедуры применялся алгоритм Левенберга – Марквардта. Алгоритм обучения функционирует пошагово, и эти шаги называются эпохами или циклами. На каждом цикле на вход сети подаются все элементы обучающей последовательности, затем вычисляются выходные значения сети, сравниваются с целевыми значениями и вычисляется

функционал ошибки. Значения функционала, а также его градиента используются для корректировки весов, после чего все действия повторяются. Процесс обучения прекращается, когда выполнено заданное количество циклов, либо когда ошибка достигнет некоторого малого значения или перестанет уменьшаться.

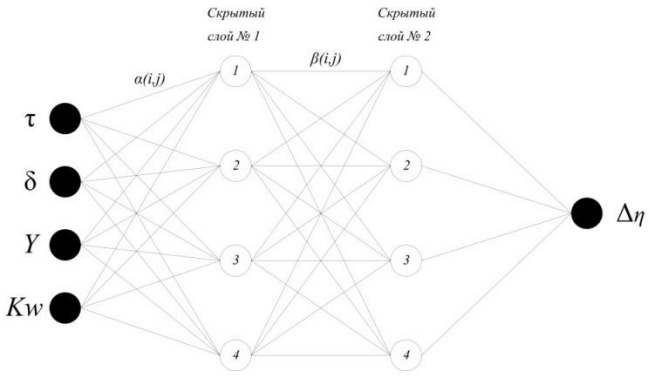


Рис. 1. Архитектура применяемой нейронной сети

Численные значения весовых коэффициентов обученной нейронной сети представлены в табл. 1.

Таблица 1

Значения весовых коэффициентов обученной нейронной сети

Весовые коэффициенты скрытого слоя №1, *α(i,j)*				
i / *j*	*τ*	*δ*	*Y*	K_w
1	1,1313	-1,1669	0,1071	-0,9385
2	1,2743	-1,4981	1,5440	-0,6402
3	0,0530	0,8589	-0,0047	0,0517
4	0,5332	0,9085	-0,3729	0,2389
Весовые коэффициенты скрытого слоя №2, *β(i,j)*				
i / *j*	1	2	3	4
1	0,2594	-0,0215	2,1021	-0,8468
2	0,8776	2,6114	-0,9853	0,0489
3	-0,8735	0,0723	-0,1889	3,0321
4	0,5127	0,0825	-2,6093	-0,9756

Результаты сравнения экспериментальных данных со значениями вязкости, моделируемыми обученной нейронной сетью, представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты сравнения экспериментальных данных о вязкости *η* сложных углеводородных смесей с расчетными значениями, полученными с использованием обученной нейронной сети

Перечень веществ, источник	Число веществ	Число точек	Отклонения, %	
			СКО	СОО
Нефть, нефтяные и газоконденсатные фракции [4–7]	41	1105	1,281	0,934

Примечание: СКО – среднее квадратичное отклонение, СОО – среднее относительное отклонение.

Таким образом, на основе обобщенной модели вязкости и обученной нейронной сети предложена методика моделирования вязкости сложных углеводородных семей. Точность прогноза коэффициента динамической вязкости соответствует наиболее надежным методикам, разработанным методами теории подобия.

Литература

1. *Григорьев Б.А., Герасимов А.А., Александров И.С. Анализ* применения одножидкостной модели для расчета термодинамических свойств многокомпонентных углеводородных смесей на основе фундаментальных уравнений состояния // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: Сб. науч. ст. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. С. 241–254.

2. *Lee H., Thodos G.* Generalized viscosity behavior of fluids over the complete gaseous and liquid states // Industrial and Engineering Chemistry Research. 1988. Vol. 27, No. 12. P. 2377–2384. https://doi.org/10.1021/ie00084a023

3. *Gerasimov A.A., Grigorev B.A., Alexandrov I.S.* A new generalized correlation of viscosity coefficient of complex hydrocarbon mixtures in a wide range of temperatures and pressures // THERMAM 2014 International Conference on Thermophysical and Mechanical Properties of Advanced Materials & 3rd Rostocker Symposium on Thermophysical Properties for Technical Thermodynamics: Full Text Proceedings. Çeşme: Dokuz Eylül University, 2014. P. 117–124.

4. *Керамиди А.С.* Экспериментальное исследование коэффициента динамической вязкости жидких парафиновых углеводородов и нефтепродуктов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Одесса, 1972. 33 с.

5. *Болдырев Д.В.* Экспериментальное исследование и разработка методов расчета вязкости продуктов вторичной переработки Западно-Сибирской нефти: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Москва, 1994. 18 с.

6. *Селиванов А.К., Металиди Г.Ф., Родченко С.И.* Исследование вязкости Мангышлакской нефти и ее фракций при повышенных давлениях для информационного обеспечения единой системы теплофизического абонирования // Электрификация и автоматизация объектов нефтяной промышленности: Сб. науч. тр. Грозный: ГНИ, 1980. С. 233–237.

7. *Григорьев Б.А.* Экспериментальное исследование динамической вязкости фракций верхнемеловой Малгобекской нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1975. № 5. С.70–92.

8. *Медведев В.С., Потемкин В.Г.* Нейронные сети. MATLAB 6 / Под общ. ред. В.Г. Потемкина. М.: Диалог-МИФИ, 2002. 496 с.

Адиабатический калориметр высокого давления для определения теплоемкости и фазового поведения модельных и пластовых углеводородных флюидов

Малышев В.М.[1]*, Малышев А.В. [1], Кияченко Ю.Ф.[2]
1– ИП Малышев, РФ, 125040, Московская обл., Солнечногорский р-н, КП Марусин луг, д. 28
2– Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *vladimirmalyshev931@gmail.com

Адиабатический калориметр высокого давления предназначен для определения теплоемкостей и теплот переходов на кривых фазовых равновесий углеводородных флюидов в диапазоне температур от -160 °С до 200 °С и при давлении до 40 МПа. Измерение теплоемкости проводится методом адиабатического калориметра с дискретным вводом тепла. Определение теплот переходов и положения кривых фазововых равновесий – методом термограмм.

Базовой частью установки является криостат БКТ-19 и компьютерно-измерительная система АКСАМИТ-11. Калориметрическая ячейка для исследования флюидов объемом 15 см^3 является быстросъемной и сменной. Давление в ячейке измеряется внешним термостатированным датчиком через капилляр заполнения с малым собственным объемом. Ячейка имеет внутреннюю мешалку ротационного типа, управляемую внешним магнитным полем.

Система АКСАМИТ-11 обеспечивает полностью автоматическую процедуру высокоточных измерений температуры, мощности и давления, а также поддержание адиабатического режима.

Установка является значительным усовершенствованием классического калориметра Стрелкова в части аппаратных и программных средств, а также приемов минимизации теплообмена. Это позволяет не только увеличить точность измерений, но и существенно улучшить эксплуатационные характеристики калориметра. При работе в области положительных температур не требуется вакуумирования системы при полном сохранении точности измерений. Для работы в области отрицательных температур криостат помещается в стандартный транспортный сосуд Дьюара с жидким азотом. Необходимое при этом вакуумирование обеспечивается встроенным управляемым крионасосом.

Конструкция базовой части позволяет использовать набор быстросъемных ячеек разного назначения и конструкции для разных методов измерений и типов образцов (твердых, сыпучих и т. д.).

Установка проста в эксплуатации и обслуживании, имеет небольшой размер (размещается на офисном столе). Может рассматриваться как прототип для создания серийного лабораторного аналитического оборудования.

Разработка технического задания и изготовление калориметра выполнялись 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).

Фазовые диаграммы трех-, четырех- и пятикомпонентных углеводородных смесей, моделирующих пластовые флюиды с низким конденсатогазовым фактором

Булейко В.М.[1]*, Барселона Антунес Леонил Абигаил[2], Булейко Д.В.[3]
1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
3 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *V_Buleiko@vniigaz.gazprom.ru

С использованием метода прецизионной адиабатической калориметрии в Московском центре исследования пластовых систем (керн и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводятся исследования углеводородных смесей с малой концентрацией компонентов фракции C_{4+}. Важность проводимых исследований обусловлена необходимостью разработки месторождений, представленных пластовыми флюидами с низким конденсатогазовым фактором (Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Ковыктинское газоконденсатное месторождение и т. д.).

Исследованы смеси трех-, четырех- и пятикомпонентных углеводородных смесей, моделирующих пластовые флюиды с низким конденсатогазовым фактором. Исследованные смеси были представлены как псевдобинарные. Первый псевдокомпонент – бинарная смесь с постоянным соотношением метан/пропан (макрофаза). Второй компонент представлен компонентами фракции C_{4+}, образующими микрофазы. На основе измеренных значений внутренней энергии и плотности термодинамического потенциала $\Omega = -PV$, а также их температурных производных (температурного коэффициента давления, изохорной теплоемкости при постоянном объеме) в диапазоне температуры 110–420 К и при давлении до 60 МПа построены фазовые диаграммы исследованных смесей.

Необычность фазового поведения углеводородных смесей с малой концентрацией высокомолекулярных компонентов фракции C_{4+} предопределяет научную новизну предлагаемого доклада. Наши исследования показали, что фазовое поведение углеводородных смесей с низким конденсатогазовым фактором трансформировано по сравнению с традиционными представлениями:

– пластовые флюиды с низким конденсатогазовым фактором расслаиваются на макро- и микрофазы;

– каждая микрофаза состоит из одного высокомолекулярного компонента;

– каждый высокомолекулярный компонент провоцирует расслоение жидкой части макрофазы на две фазы: фазу, обогащенную, и фазу, обедненную высокомолекулярными компонентами;

– фазовое поведение микрофазы предопределяется составом макрофазы.

Равновесность фаз доказана использованием режима охлаждения. При охлаждении наблюдаются те же фазовые переходы, что и при нагреве (образование микрофаз, обогащенных высокомолекулярными компонентами и макрофазы метан/пропан).

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).

Разработка нового оптического метода и линейки измерительных приборов контроля коллоидных свойств и фазовых характеристик пластовых флюидов

Дешабо В.А.*, Косов В.И., Юдин Д.И., Юдин И.К.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *dechabo@yandex.ru, **ikyudin@gmail.com

Аннотация. Представлены результаты разработки нового оптического метода исследования коллоидных свойств и фазовых характеристик малопрозрачных углеводородных систем с использованием статического и динамического рассеяния света в видимом и инфракрасном спектральном диапазоне. С использованием нового метода разработана линейка современных измерительных приборов, которые успешно могут быть использованы как в лабораторных, так и промысловых условиях.
Ключевые слова: углеводородные пластовые системы, динамическое рассеяние света, размер наночастиц, агрегация.

В последние годы все больше добывается нефти с глубоких горизонтов. Эта нефть обычно характеризуется повышенным содержанием тяжелых фракций, таких как асфальтены, смолы и парафины, которые в значительной степени определяют реологические и структурные свойства нефти. Повышение эффективности и усовершенствование технологических процессов добычи такой нефти возможно только на основе глубокого понимания физико-химических процессов, происходящих в нефтях в процессе добычи и транспортировки. Нефть можно рассматривать как сложную коллоидно-дисперсную систему, частицы дисперсной фазы в которой формируются тяжелыми высокомолекулярными компонентами. Газоконденсатные флюиды также могут содержать значительное количество парафинов, устойчивость которых в растворе может меняться при изменении внешних условий. С практической точки зрения важным является то, что в процессе добычи и транспортировки подобных углеводородных флюидов могут создаваться условия, при которых нарушается устойчивость коллоидных структур, тяжелые компоненты при этом выпадают в виде твердой фазы, образуя отложения и нарушая соответствующие технологические процессы.

До последнего времени отсутствовали прямые экспериментальные исследования процессов агрегации коллоидных частиц в углеводородных флюидах. В значительной степени это было связано с тем, что для оптически непрозрачных нефтяных систем невозможно было использовать эффективные оптические методы исследования, в особенности, метод статического и динамического рассеяния света. Динамическое рассеяние света позволяет измерять размеры оптических неоднородностей (коллоидных дисперсных частиц) в жидкостях в диапазоне размеров от долей нанометров до 10 мкм. Выполненное авторами усовершенствование метода путем использования инфракрасного лазерного света и специальной геометрии обратного рассеяния позволяет проводить измерения в малопрозрачных и практически непрозрачных углеводородных системах [1–3]. Этот метод анализа характеризуется высокой чувствительностью и точностью. Малое время измерения позволяет контролировать размер дисперсных частиц непосредственно в процессе их роста, исследовать явления потери устойчивости и кинетику агрегации в углеводородных коллоидных системах.

Суть метода заключается в измерении корреляционной функции света, рассеянного на флуктуациях концентрации дисперсных частиц. Для простейшего случая сферических невзаимодействующих монодисперсных частиц корреляционная функция рассеянного света представляет собой экспоненту. Характерное время этой экспоненты t_c связано с коэффициентом диффузии частиц D следующим выражением:

$$D = 1/\ 2t_c k \ , \qquad (1)$$

где k – волновой вектор флуктуаций концентрации, $k = (4\pi n/\lambda)\sin(\Theta/2)$; n – показатель преломления растворителя; λ – длина волны света в вакууме; Θ – угол рассеяния.

Формула Эйнштейна-Стокса, описывающая движение шарика в вязкой жидкости, с успехом может быть использована для вычисления радиуса частиц R из измеренного коэффициента диффузии D:

$$D = k_B T / 6\pi\eta R \ , \qquad (2)$$

где k_B – постоянная Больцмана, T – температура и η – сдвиговая вязкость.

Строго говоря, выражения (1) и (2) справедливы только для невзаимодействующих частиц. В процессе агрегации частицы, несомненно, взаимодействуют. Тем не менее, эти выражения можно использовать для определения размеров агрегирующих частиц, если характерное время агрегации много меньше времени отдельного измерения. Это условие выполняется при исследовании процессов агрегации асфальтенов. Следует отметить, что в непрозрачных углеводородных системах, характеризующихся большим поглощением света, интенсивность рассеяния света чрезвычайно мала. Это ограничивает возможности метода измерением только среднего размера образующихся агрегатов. Информация о полидисперсности и форме частиц практически недоступна. Физико-химические процессы агрегации в углеводородных системах хорошо описываются имеющейся коллоидной наукой. В зависимости от исходной концентрации тяжелых фракций процесс агрегации может происходить в соответствии с диффузионно-лимитированной или реакционно-лимитированной кинетикой агрегации [4].

Одна из последних моделей, разработанных в лаборатории приборов ИПНГ РАН [5, 6], представлена на рис. 1.

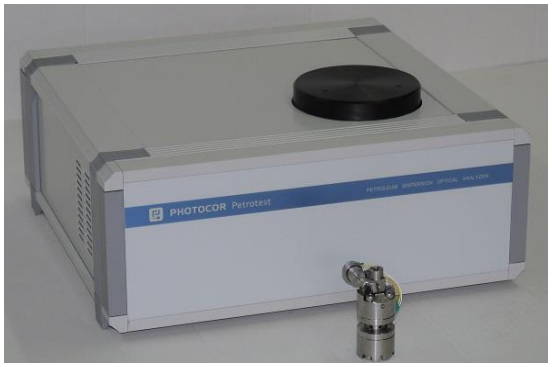


Рис. 1. Внешний вид анализатора Photocor Petrotest. На переднем плане – оптическая ячейка высокого давления, извлеченная из термостата

Разработанные в лаборатории методы измерения и измерительные приборы могут успешно использоваться для фундаментальных и практических применений как в исследовательских лабораториях, так и для промысловых условий. Программное обеспечение прибора включает в себя программу управления прибором и процессом измерения, а также программы обработки результатов измерения статического и динамического рассеяния света.

Кроме контроля коллоидных свойств углеводородных систем разработанные приборы могут успешно применяться для исследования фазового состояния пластовых систем в широком интервале температур и давлений, в том числе и в области критических точек фазовых диаграмм.

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. *Анисимов М.А., Дмитриева И.А., Юдин И.К.* Измерение размеров субмикронных частиц в малопрозрачных сильно поглощающих средах методом фотонной корреляционной спектроскопии // Прикладная спектроскопия. 1988. Т. 49, № 1. С. 144–146.

2. *Anisimov M.A., Yudin I.K., Nikitin V.* et al. Asphaltene Aggregation in Hydrocarbon Solutions Studied by Photon Correlation Spectroscopy // Journal of Physical Chemistry. 1995. Vol. 99, No. 23. P. 9576–9580. https://doi.org/10.1021/j100023a040

3. *Anisimov M.A., Ganeeva Yu.M. Gorodetskii E.E.* et al. Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes // Energy & Fuels. 2014. Vol. 28, No. 10. P. 6200–6209. https://doi.org/10.1021/ef501145a

4. *Yudin I.K., Anisimov M.A.* Dynamic light scattering monitoring of asphaltene aggregation in crude oils and hydrocarbon solutions // Asphaltenes, heavy oils and petroleomics / Ed. by. O.C. Mullins, E.Y. Sheu, A. Hammami, A.G. Marshall. New York: Springer, 2006. P. 431–459. https://doi.org/10.1007/0-387-68903-6_17

5. *Дешабо В.А., Юдин Д.И., Юдин И.К.* и др. Пат. RU 184554 U1. Анализатор кинетики агрегации тяжелых фракций нефти. № 2018110669; Заявл. 26.03.2018; Опубл. 30.10.2018 // Изобретения. Полезные модели. 2018. Бюл. № 31. 6 с. http://www1.fips.ru

6. *Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э.* Простая оптическая ячейка высокого давления для экспериментального изучения околокритического фазового поведения модельных и природных углеводородных смесей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 3(18). С. 15. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art15

Типизация околокритических пластовых флюидов по интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой на примере модельной углеводородной смеси

Поднек В.Э.[1]*, Кияченко Ю.Ф.[1], Сирота А.С.[2], Григорьев Б.А.[3]
1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
2 – ПАО «Газпром», РФ, 117997, г. Москва, ул. Наметкина, д. 16, ГСП-7
3 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский,
пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: *podnek77@gmail.com

Аннотация. На примере модельной углеводородной смеси метан–пропан–пентан проиллюстрирована процедура типизации околокритических залежей углеводородного сырья по удалению температуры залегания от критической температуры пластового флюида. В качестве классификационного параметра, определяющего тип околокритической залежи, используется интенсивность критической опалесценции пластовым флюидом на пограничной кривой начала кипения/конденсации.
Ключевые слова: углеводороды, околокритические залежи, классификация, фазовое поведение, пограничная кривая, критическая точка, рассеяние света, критическая опалесценция.

Совершенствование классификации однофазных залежей углеводородного (УВ) сырья, находящегося в пластовых условиях в переходном состоянии между нефтью и газом, продолжает оставаться одной из актуальных задач нефтегазовой науки [1]. Пластовая температура в указанных залежах близка к критической температуре пластового флюида, вследствие чего их иногда называют «околокритическими» [2]. Выделение последних в особую группу залежей «переходного» типа обусловлено особенностями фазового поведения пластового флюида в окрестности критической точки (КТ) жидкость–газ и, прежде всего, сближением свойств жидкости (нефти) и пластового газа.

На практике типизация залежей переходного типа ведется, как правило, на основе промысловых замеров начального значения газожидкостного отношения на поверхности (сепараторе), приведенного к стандартным условиям [1, 2]. Однако, поскольку переход в двухфазное состояние пластового флюида, находящегося при температуре залегания близкой к критической, сопровождается его распадом на сравнимые объемы жидкой и газовой фаз, подобные промысловые замеры не в состоянии однозначно определить тип пластового флюида (нефть или газоконденсат), что недопустимо при разработке залежей указанного типа. Установление действительного типа околокритического пластового флюида (нефть/ газоконденсат) и его последующая более подробная типизация по удалению температуры залегания от критической температуры флюида возможны лишь на основе лабораторных исследований околокритического фазового поведения последнего.

Напомним, что КТ жидкость–газ пластового флюида представляет собой особую точку пограничной кривой, разделяющую ее на участки начала кипения и начала конденсации. Таким образом, критическая температура указанного флюида выступает границей между нефтяной и газоконденсатной залежами. В критической точке достигается предел устойчивости однородного состояния как жидкой, так и газовой фаз, а различия в их свойствах исчезают. Первое,

применительно к области однофазного состояния пластового флюида, обеспечивает расходимость интенсивности рэлеевского рассеяния света на тепловых флуктуациях плотности и компонентного состава флюида по мере приближения к КТ, тогда как второе, применительно к области двухфазного состояния, обеспечивает схождение в КТ изоплер – линий постоянной объемной доли жидкой фазы. Соответственно, окрестность КТ характеризуется наличием критической опалесценции (аномально высокой интенсивностью светорассеяния) и быстрым изменением объемной доли жидкой фазы при небольшом снижении пластового давления ниже давления перехода флюида в двухфазное состояние. В данной работе, на примере модельной УВ смеси, показано, что установление типа околокритического пластового флюида (нефть/газоконденсат) и его более подробная типизация по удалению температуры залегания от критической температуры флюида могут быть проведены на основе измерений интенсивности критической опалесценции пластовым флюидом на его пограничной кривой.

В работе [3] авторами был предложен эффективный оптический способ идентификации, изучения и типизации околокритических пластовых флюидов, основанный на измерении температурной зависимости интенсивности светорассеяния в окрестности КТ и выделении области околокритического состояния флюида как области критической опалесценции. За последнюю принимается область фазовой диаграммы флюида, в которой интенсивность светорассеяния на порядок и более превышает характерное значение аналогичной величины вдали от КТ. При этом под околокритическими и критическими однофазными залежами УВ сырья понимаются те, пластовый флюид которых при снижении пластового давления до давления перехода в двухфазное состояние, находится на пограничной кривой в околокритическом или критическом состоянии. Наиболее ярким и прямым свидетельством последнего является выделение в окрестности пограничной кривой острых лямбда-образных пиков интенсивности светорассеяния с максимумами, соответствующими температурам переходов. При этом температура абсолютного максимума интенсивности светорассеяния на пограничной кривой определяет критическую температуру флюида [3], а температурный интервал, на котором пересечение пограничной кривой сопровождается выделением в интенсивности светорассеяния острых лямбда-образных пиков, определяет температурный интервал (зону) околокритических (и попадающих в нее критических) залежей.

В качестве модельной УВ смеси для демонстрации процедуры отнесения околокритической залежи к тому или иному типу, взята тройная УВ смесь метан–пропан–пентан (C1C3C5) в мольной пропорции 0,5/0,35/0,15, исследованная ранее калориметрическим методом [4]. Измерения интенсивности светорассеяния указанной смесью проводились на 27 изохорах в интервале плотностей 0,372–0,149 г/см^3, соответствующих температурному интервалу точек пересечения пограничной кривой 310–374 K, включающему в себя всю околокритическую зону. Эксперимент выполнялся на установке измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света в горизонтальной плоскости рассеяния, делящей внутренний объем оптической ячейки пополам [3]. Измеряемыми величинами являлись плотность смеси, абсолютная температура, давление и интенсивность светорассеяния в условных единицах (cps) под заданным углом (45°). Измерения велись при охлаждении смеси, из области однофазного состояния со скоростью 3 К/час.

На рис. 1 приведены температурные зависимости интенсивности светорассеяния исследуемой УВ смесью на всей совокупности пройденных изохор. Максимумы острых пиков

интенсивностей светорассеяния определяют температуры переходов смеси в двухфазное состояние. Температура абсолютного максимума интенсивности светорассеяния (на изохоре № 14) среди всех пройденных изохор дает оценку для критического значения температуры смеси – 348,0 K (при критическом значении плотности 0,258 г/см^3), близкую к полученной калориметрическим методом [4].

На рис. 2 приведена фазовая диаграмма смеси C1C3C5 в переменных температура–плотность, построенная по результатам оптических измерений. Отрезки вертикальных линий соответствуют участкам изохор, на которых проводились измерения интенсивности светорассеяния. Кружками отмечены точки переходов смеси в двухфазное состояние, определенные по позициям острых максимумов интенсивностей светорассеяния. Крестиками отмечены точки прохождения мениска через плоскость рассеяния. Проведенная через последние линия равных объемов жидкой и газовой фаз выходит на пограничную кривую смеси вблизи определенной выше критической точки. Номера на рис. 1, 2 и далее (рис. 3, 4), соответствуют номерам пройденных изохор.

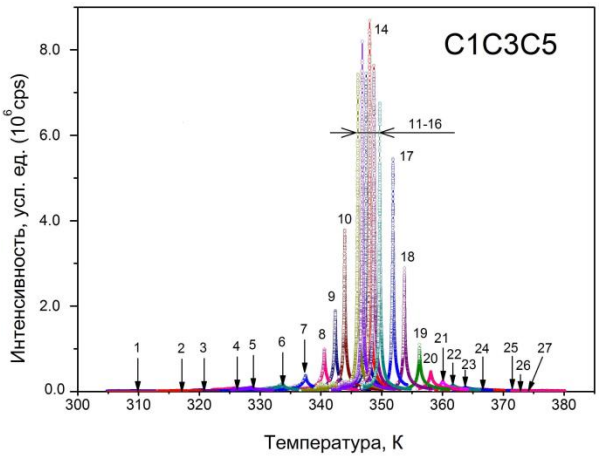


Рис. 1. Совокупность температурных зависимостей интенсивности светорассеяния на всей совокупности пройденных изохор

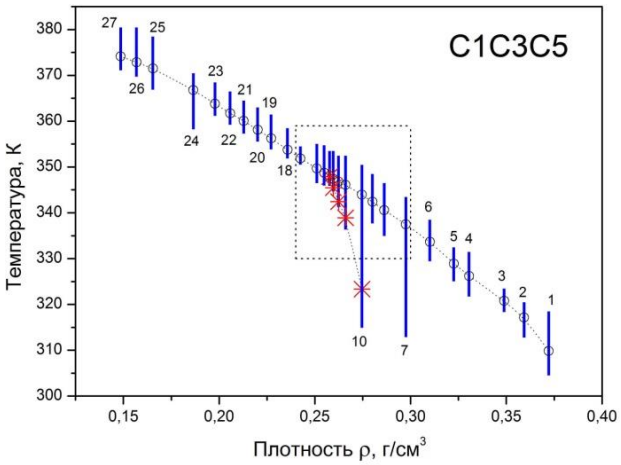


Рис. 2. Фазовая диаграмма смеси C1C3C5 в переменных температура–плотность по результатам оптических измерений

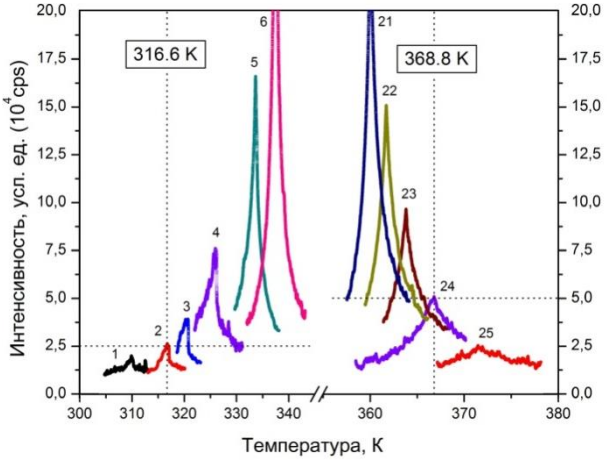


Рис. 3. Интенсивности светорассеяния на изохорах № 1–6 и № 21–25, пересекающих пограничную кривую смеси вблизи внешних границ околокритической зоны

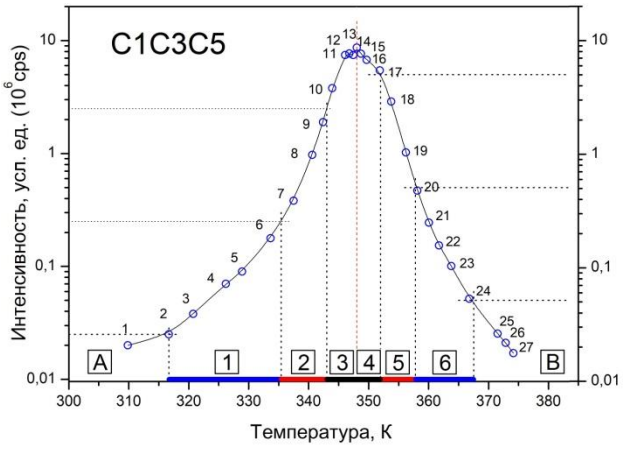


Рис. 4. Значения интенсивности светорассеяния на пограничной кривой смеси для всех пройденных изохор с выделением температурных интервалов околокритических и критических зон (с номерами в квадратных рамках)

На рис. 3 показаны температурные зависимости интенсивности светорассеяния исследуемой смесью на изохорах № 1–6 и № 21–25, пересекающих пограничную кривую смеси вблизи внешних границ околокритической зоны. Из рисунка следует, что характерный уровень интенсивности светорассеяния на пограничной кривой, начиная с которого можно говорить о выделении в указанной величине острых лямбда-образных пиков, связанных с пересечением пограничной кривой, составляет $2{,}5\cdot10^4$ cps для участка точек начала кипения (изохора № 2) и $5\cdot10^4$ cps для участка точек начала конденсации (изохора № 24). Соответственно, температурный интервал 316,6–368,8 К, соответствующий пересечениям пограничной кривой изохорами № 2–24, принимается за температурный интервал околокритической зоны. В свою очередь, температурный интервал 335,4–357,8 К, соответствующий интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой на порядок большей, принимается за интервал (зону) очень сильной критической опалесценции, соответствующей залежам, близким к критическим (см. рис. 4). Наконец, включающий в себя КТ температурный интервал 343,0–352,0 К, соответствующий интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой на два порядка большей, чем на внешних границах околокритической зоны, может быть принят за интервал (зону) залежей критического типа. Заметим, что температурная ширина определенной выше околокритической зоны смеси C1C3C5 (около 50 К) близка к ширине температурного интервала, на котором наблюдалась критическая опалесценция на пограничной кривой искусственной пластовой смеси в классической работе [5].

Найденные из обработки результатов оптических измерений значения критической температуры и температур границ околокритической, почти критической и критической зон позволяют провести типизацию однофазных залежей пластового флюида по удалению температуры залегания от его критической температуры. На рис. 5 приведена фазовая диаграмма смеси C1C3C5 в переменных температура–давление с критической изотермой, выступающей границей между нефтяной и газоконденсатной залежью.

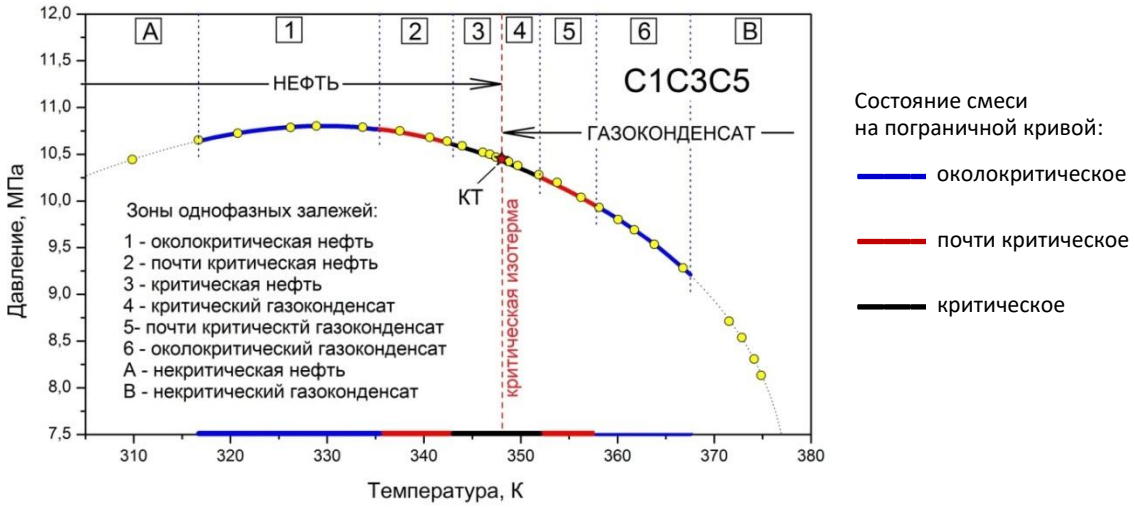


Рис. 5. Фазовая диаграмма гипотетического «пластового» флюида (смеси C1C3C5) с температурными интервалами (зонами) околокритического, почти критического и критического состояний флюида на пограничной кривой, соответствующими однофазным нефтяным и газоконденсатным залежам «переходного» типа

Здесь же пунктиром показаны границы температурных интервалов (зон), соответствующих разным типам околокритических и критических залежей. Синим, черным и красным цветами

отмечены участки пограничной кривой смеси, на которых смесь находится в околокритическом, почти критическом или критическом состоянии соответственно. Теми же цветами обозначены температурные интервалы (зоны), по которым идет типизация однофазных «залежей» смеси по удалению пластовой температуры (температуры залегания) от критической температуры смеси. Во избежание недоразумений, номера зон помещены в квадратные рамки.

В соответствие с рис. 5, однофазные «залежи» гипотетического пластового флюида (смеси C1C3C5) могут быть классифицированы по удалению температуры «залегания» от критической температуры «пластового» флюида следующим образом: зоны 1 и 2 – околокритическая и близкая к критической нефть; зоны 5 и 6 – близкий к критическому и околокритический газоконденсат. Переходная зона 3–4, включающая в себя КТ, – зоны залежей критической нефти (зона 3) и критического газоконденсата (зона 4) соответственно. Последние могут быть объединены в одну «критическую» зону (без разделения на нефть и газоконденсат), что снимет проблему необходимости точного определения границы между нефтяной и газоконденсатной залежами. Наблюдаемая на рис. 5 асимметрия температурных ширин околокритических и критических зон относительно критической температуры смеси отражает различие плотностей смеси на «нефтяном» и «газоконденсатном» участках пограничной кривой, а также близость КТ исследованной смеси к криконденterме.

Дальнейшее обсуждение возможности типизации однофазных залежей УВ сырья по условиям залегания (удалению температуры залегания от критической температуры пластового флюида) требует проведения совместных оптических и PVT-измерений на реальных околокритических пластовых флюидах с известной температурой залегания и информацией об определении их типа на основе промысловых замеров начального газожидкостного отношения на поверхности (сепараторе).

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 20-08-01188 А.

Литература

1. *Брусиловский А.И., Нугаева А.Н., Хватова И.Е.* Критерии определения типов пластовых углеводородных флюидов // Газовая промышленность. 2009. № S(633). С. 13–18.

2. *Moses P.L.* Engineering applications of phase behavior of crude oil and condensate systems // Journal of Petroleum Technology. 1986. Vol. 38, No. 7. P. 715–723. https://doi.org/10.2118/15835-PA

3. *Поднек В.Э., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С.* и др. Оптический метод идентификации и изучения предпереходного околокритического состояния пластовых углеводородных флюидов, находящихся в переходной зоне между летучей нефтью и ретроградным газовым конденсатом // Вести газовой науки. 2021. № 1(46). С. 176–189.

4. *Belyakov M.Yu., Voronov V.P., Gorodetskii E.E., Kulikov V.D.* Phase behavior and anomalies of thermodynamic properties in a multicomponent near-critical fluid mixture // Chemical Physics. 2009. Vol. 362, No. 3. P. 85–90. https://doi.org/10.1016/j.chemphys.2009.06.008

5. *Katz D.L., Vink D.J., David R.A.* Phase diagram of a mixture of natural gas and natural gasoline near the critical conditions // Transactions of the AIME. 1940. Vol. 136, No. 1. P. 106–118. https://doi.org/10.2118/940106-G

Молекулярная структура сверхкритического флюида

Баталин О.Ю.*, Вафина Н.Г.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *oleg_batalin@mail.ru

Аннотация. При пересечении линии Видома состояние сверхкритического флюида резко меняется от жидкоподобного к газоподобному в коротком интервале термобарических параметров. Природа этого явления непонятна. Авторы разработали Двухфазную иерархическую модель, которая представляет флюид блоками жидкоподобного и газоподобного типов на всех уровнях пространственного масштаба. Модель описывает структуру флюида на пути трансформации от однородного состояния вдали от критической точки до сверхкритического состояния. Показано, что в определенной зоне термодинамических параметров сверхкритический флюид существует в своеобразном состоянии (мезофаза), что объясняет феномен псевдокипения.
Ключевые слова: линия Видома, мезофаза, псевдокипение, молекулярная структура.

Введение. В последние годы в сверхкритической области была обнаружена область с уникальными свойствами, необъясненная с теоретической точки зрения. Как известно, жидкость непрерывно переходит в газ при обходе критической точки через область высоких температур и давлений. Однако на этом пути при пересечении линии Видома наблюдаются явления, напоминающие фазовый переход. Исследования показали, что в сверхкритической области существуют различающиеся между собой жидкоподобные и газоподобные состояния [1]. Линия Видома является продолжением кривой сосуществования жидкость–газ в сверхкритическую область [2]. Вблизи критической точки линии максимумов функций отклика (таких как коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, теплоемкость) асимптотически приближаются к линии Видома [3, 4]. Неупругое рассеяние рентгеновских лучей показывало, что линия Видома делит сверхкритическую область на две части с разными динамическими режимами: жидкоподобным и газоподобным [5]. При пересечении линии Видома свойства жидкости, в частности, плотность, сильно изменяются [6, 7]. Возникающая аналогия с докритическим кипением получила название «псевдокипение» [8, 9]. В отличие от докритического случая, когда кипение происходит при фиксированной температуре, при сверхкритическом псевдокипении переход от жидкоподобного состояния к газоподобному растягивается на большой интервал [10]. В переходной зоне, где наблюдается двухфазный режим течения, для расчета теплообмена и других характеристик вводилась массовая доля пара в двухфазной смеси [7]. Зону между жидкоподобным и газоподобным состояниями Вудкок назвал «мезофазой» [11, 12] и предположил, что она имеет границы, связанные с перколяционными переходами [13]. Состояние флюида представляет собой коллоидную смесь микрокапель и микропузырьков [12]. В области мезофазы изотермы имеют вид прямых линий [11, 14]. Особый интерес представляет молекулярная структура сверхкритического флюида. На основе методов машинного обучения [15] и использования мозаики Вороного [16] было показано, что в области Видом-дельта (Widom delta) молекулы можно классифицировать как принадлежащие к жидкоподобному или газоподобному типу. На линии Видома доли молекул этих типов равны [15]. Нейтронная томография показала, что структура воды изменяется от соединенных между собой молекул, практически без пустот, к большим пустотам, между которыми имеются лишь отдельные кластеры воды [6]. При исследовании флуктуаций плотности сверхкритического CO_2 вблизи линии Видома наблюдалось образование низкоконцентрированных капель диаметром около 100 Å [17]. Результаты MD-

моделирования показали, что сверхкритические пустоты имеют искривленную границу раздела, аналогичную пузырькам в докритическом случае [18].

Модель. Структура флюида в состоянии, далеком от критической точки, в околокритической области и в сверхкритическом состоянии принципиально различается. Для описания флюида во всех этих состояниях, в том числе этапов трансформации между ними, разработана решеточная модель, в которой флюид представляется системой иерархически вложенных друг в друга блоков жидкоподобного и газоподобного типов. За основу берется уравнение состояния, полученное в предположении однородности системы. С приближением температуры к критической точке свойства фаз быстро сближаются. Межфазное натяжение приближается к нулю. При исчезающем малом поверхностном натяжении возникновение дополнительной границы раздела жидкость–газ не является энергетически затратным. Возникает возможность перемешивания фаз. В области газовой фазы возникают относительно устойчивые локальные образования жидкости («капли»), в области жидкой фазы – «пузырьки» газа. Такое перемешивание увеличивает число пространственных конфигураций системы, т. е. энтропию. В результате, в некоторой области перемешивание фаз становится термодинамически выгодным. Возникает устойчивая смесь капель жидкости и пузырьков газа разного размера. При этом пузырьки газа и капли жидкости не только перемешаны по пространству, но также вложены друг в друга. Внутри капель находится некоторое число пузырей меньшего размера, внутри пузырей – капли меньшего размера. Далее, внутри этих мелких капель – еще более мелкие микропузыри, внутри мелких пузырьков – более мелкие микрокапли, и так далее.

Имеющиеся в системе капли и пузырьки, от самых маленьких до наиболее крупных, представляются кубами разного размера. Кубы относятся к разным уровням. Размер куба по ребру уровня n+1 в заданное число раз больше размера куба уровня n. На каждом из уровней кубы делятся на два типа: жидкоподобные и газоподобные, представляющие жидкость и газ, соответственно. Первым уровнем кубов назовем кубы, состоящие из реальных частиц непосредственно. Второй уровень кубов формируется из жидкоподобных и газоподобных кубов первого уровня. Кубы более высокого уровня образуются по аналогии. Получается система иерархически вложенных друг в друга кубов двух типов, жидкоподобных и газоподобных. Представленную модель флюида назовем Двухфазной иерархической моделью (ТРНМ – Two Phase Hierarchical Model).

Фазовое поведение блоков разных уровней. Получается следующая картина. Выше приведенной температуры T_{c0}^* система является однофазной на всех уровнях пространственного масштаба, т. е. нет разделения на жидкоподобные и газоподобные блоки (рис. 1). Ниже T_{c0}^* появляется различие между блоками первого уровня. Часть из них становятся жидкоподобными, другая часть – газоподобными. При этом внутри жидкоподобных блоков с уменьшением температуры плотность частиц увеличивается (кривая «0»), а внутри газоподобных блоков плотность уменьшается. На графике величины θ_n' есть $\theta_n = 0{,}5$, где θ_n – вероятность заполнения макро-ячеек блоками предыдущего уровня n, реальные частицы и вакансии считаются блоками уровня 0. Начиная с T_{c1}^*, происходит разделение на более крупные объекты, на жидкоподобные и газоподобные блоки второго уровня, составленные из жидкоподобных и газоподобных блоков первого уровня. Начиная с T_{c3}^*, образуются блоки третьего уровня, в которые вложены блоки второго уровня с определенным соотношением в них жидкоподобных и газоподобных блоков предыдущего уровня. Далее, при достижении критических температур следующих уровней T_{cn}^*, образуются последовательно блоки все большего размера. Черный кружок – приведенная критическая температура всей системы T_c^*, соответствующая T_{cn}^* при $n \to \infty$. Ниже этой

температуры объем всей системы представляется либо одним блоком, либо жидкоподобным, либо газоподобным.

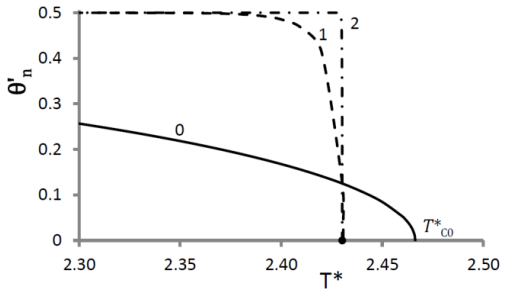


Рис. 1. Зависимости θ_n' от приведенной температуры T^* для n = 0; 1; 2

Трансформация структуры флюида. Таким образом, если идти со стороны высоких температур, сверхкритический флюид в некоторый момент разбивается на «микрокапли» и «микропузырьки» минимального размера, что создает особое состояние флюида – мезофазу. Вначале плотности микрообъектов этих двух типов близки, но с понижением температуры различие между ними увеличивается. Далее при определенной температуре формируются жидкоподобные и газоподобные объекты второго уровня, в которых микрокапли и микропузырьки играют роль исходных квазичастиц. Затем подобным образом возникают объекты следующего уровня и так далее. При некоторой критической температуре максимальный размер объектов устремляется к бесконечности, что соответствует образованию бесконечной фазы. В окрестности критической точки состояние флюида можно охарактеризовать как ансамбль короткоживущих образований разного размера, обладающих своеобразной иерархической организацией. Жидкоподобные и газоподобные объекты меньшего размера вложены в объекты большего размера, являясь их составной частью. Ниже критической температуры существуют жидкая и газовая фазы в их обычном понимании. При дальнейшем понижении температуры микрообъекты разных размеров постепенно исчезают, объемная фаза приобретает полную однородность.

Мезофаза. В сверхкритической области рядом с линией Видома флюид имеет особые свойства. Разработанная модель объясняет природу данного феномена, т. е. предсказывает, что имеется определенная зона, в которой наблюдается специфическая структура флюида (мезофаза). В зоне мезофазы флюид состоит из жидкоподобных и газоподобных микроструктурных образований, в которых микрообъекты каждого типа сцеплены преимущественно с микрообъектами того же типа, в результате чего получаются протяженные жидкоподобные и газоподобные образования, причудливым образом переплетенные между собой. Мезофаза является своеобразным проникновением докритического фазового перехода жидкость–газ в закритическую область, где расслаивание на жидкость и газ осуществляется на микроуровне, что можно рассматривать как первую стадию разделения флюида на фазы безграничного размера. Вопрос состоит в том, соответствует ли мезофаза, предсказанная ТРНМ, явлениям, наблюдаемым при пересечении линии Видома. Согласно ТРНМ, в определенном диапазоне термодинамических параметров сверхкритический флюид состоит из двух структур, каждая из которых представляет собой набор кластеров одинакового типа. Кластер может состоять из жидкоподобных либо газоподобных блоков. Именно такие структуры были выявлены с помощью компьютерного моделирования [15, 18]. Размер одной составляющей кластера (в ТРНМ соответствует блоку первого уровня), по данным работы [15], можно оценить в 4–6 молекулярных диаметров. В ТРНМ линейный размер блока был принят равным 5,6, т. е. вполне согласуется с результатами моделирования. Предсказание таких структур является важнейшим свидетельством того, что

мезофаза, предсказанная ТРНМ, соответствует действительности. Следует отметить, что теория мезофазы Вудкока, основанная на перколяции [13], не объясняет этот специфический тип молекулярой структуры.

Псевдокипение. Другим доказательством, что ТРНМ правильно представляет реальность, является псевдокипение, описанное в [8–10]. При докритическом кипении мы наблюдаем, как происходит уменьшение объема жидкой фазы в нижней части сосуда и увеличение объема газовой фазы в верхней части. Температура и давление при этом остаются постоянными. В сверхкритической мезофазе происходят подобные процессы, называемые псевдокипением. Отличие состоит в том, что здесь «фазы» не разделены плоской границей. Микроскопические элементы одного типа постепенно замещаются на микроскопические элементы другого типа, причем, все осуществляется в одном объеме. Второе отличие состоит в том, что процесс растянут по давлению, если фиксирована температура, или по температуре, если фиксировано давление. Действительно, если зафиксировать температуру и увеличивать давление, сначала в системе имеются только жидкоподобные блоки. Затем, при пересечении границы мезофазы, появляются газоподобные блоки. С увеличением давления их доля растет до тех пор, пока на выходе из мезофазы жидкоподобные блоки полностью не исчезнут. Заметим, что на изотерме в области мезофазы плотности флюида внутри жидкоподобных и внутри газоподобных блоков не меняются, они остаются теми же, что были на границе мезофазы. В отличие от докритического кипения, при псевдокипении теплота фазового перехода растянута по температуре, что и было показано на основе экспериментальных данных [10].

Прямолинейный вид изотерм. В работах [11, 14] обнаружен прямолинейный вид изотерм в области мезофазы. Данный тип изотерм предсказывается ТРНМ. Изотермы можно представить прямыми в силу того, что в зоне мезофазы флюид состоит их смеси жидкоподобных и газоподобных микроскопических образований (блоков первого уровня), которые играют роль квазичастиц. При этом следует заметить, что прямолинейные изотермы являются лишь аппроксимацией, а на критической изотерме находится критическая точка классического типа. В соответствии с ТРНМ по прямолинейным участкам изотерм определены границы мезофазы аргона, результаты показаны на рис. 2. Сплошные линии – изотермы (температура в K), точки – экспериментальные данные [19], C – критическая точка флюида. Затемненная область AMBCA – зона мезофазы. Внутри мезофазы изотермы аппроксимируются прямыми линиями, A и B – граничные точки на критической изотерме (ρ_A и ρ_B – соответствующие плотности), M – критическая точка мезофазы.

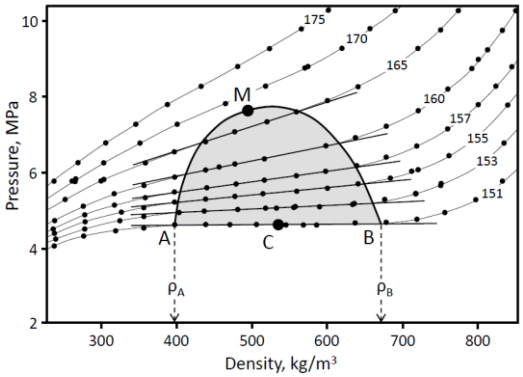


Рис. 2. Мезофаза аргона

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. *Yoon T.J., Lee Y.-W.* Current theoretical opinions and perspectives on the fundamental description of supercritical fluids // The Journal of Supercritical Fluids. 2018. Vol. 134. P. 21–27. http://doi.org/10.1016/j.supflu.2017.11.022
2. *Banuti D.T., Raju M., Ihme M.* Similarity law for Widom lines and coexistence lines // Physical Review E. 2017. Vol. 95, No. 5. P. 0521205. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.95.052120
3. *Xu L., Kumar P., Buldyrev S.V.* et al. Relation between the Widom line and the dynamic crossover in systems with a liquid–liquid phase transition // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2015. Vol. 102, No. 46. P. 16558–16562. https://doi.org/10.1073/pnas.0507870102
4. *Бражкин В.В., Ляпин А.Г., Рыжов В.Н.* и др. Где находится область сверхкритического флюида на фазовой диаграмме // Успехи физических наук. 2012. Т. 182, № 11. С. 1137–1156. https://doi.org/10.3367/UFNr.0182.201211a.1137
5. *Simeoni G.G., Bryk T., Gorelli F.A.* et al. The Widom line as the crossover between liquid-like and gas-like behaviour in supercritical fluids // Nature Physics. 2010. Vol. 6, No. 7. P. 503–507. https://doi.org/10.1038/nphys1683
6. *Maxim F., Karalis K., Boillat P.* et al. Thermodynamics and dynamics of supercritical water pseudo-boiling // Advanced Science. 2020. Vol. 8, No. 3. P. 2002312. https://doi.org/ 10.1002/advs.202002312
7. *Wang Q., Ma X., Xu J.* et al. The three-regime-model for pseudo-boiling in supercritical pressure // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2021. Vol. 181. P. 121875. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2021.121875
8. *Banuti D.T.* Crossing the Widom-line – supercritical pseudo-boiling // The Journal of Supercritical Fluids. 2015. Vol. 98. P. 12–16. https://doi.org/10.1016/j.supflu.2014.12.019
9. *Maxim F., Contescu C., Boillat P.* et al. Visualization of supercritical water pseudo-boiling at Widom line crossover // Nature Communications. 2019. Vol. 10, No. 1. P. 4114. https://doi.org/10.1038/s41467-019-12117-5
10. *Banuti D.T.* The latent heat of supercritical fluids // Periodica Polytechnica Chemical Engineering. 2019. Vol. 63, No. 2. P. 270–275. https://doi.org/10.3311/PPch.12871
11. *Woodcock L.V.* Observations of a thermodynamic liquid–gas critical coexistence line and supercritical fluid phase bounds from percolation transition loci // Fluid Phase Equilibria. 2013. Vol. 351. P. 25–33. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2012.08.029
12. *Woodcock L.V.* Gibbs density surface of fluid argon: revised critical parameters // International Journal of Thermophysics. 2013. Vol. 35, No. 9–10. P. 1770–1784. https://doi.org/10.1007/s10765-013-1411-5
13. *Woodcock L.V.* Thermodynamic description of liquid-state limits // The Journal of Physical Chemistry. B. 2012. Vol. 116, No. 12. P. 3735–3744. https://doi.org/10.1021/jp2116214
14. *Heyes D.M., Woodcock L.V.* Critical and supercritical properties of Lennard–Jones fluids // Fluid Phase Equilibria. 2013. Vol. 356. P. 301–308. https://doi.org/10.1016/j.fluid.2013.07.056
15. *Ha M.Y., Yoon T.J., Tlusty T.* et al. Widom delta of supercritical gas–liquid coexistence // The Journal of Physical Chemistry Letters. 2018. Vol. 9, No. 7. P. 1734–1738. https://doi.org/10.1021/acs.jpclett.8b00430
16. *Yoon T.J., Ha M.Y., Lee W.B., Lee Y.-W.* A corresponding-state framework for the structural transition of supercritical fluids across the Widom delta // The Journal of Chemical Physics. 2019. Vol. 150, No. 15.P. 154503. https://doi.org/10.1063/1.5086467
17. *Pipich V., Schwahn D.* Densification of supercritical carbon dioxide accompanied by droplet formation when passing the Widom line // Physical Review Letters. 2018. Vol. 120, No. 14. P. 145701. https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.120.145701
18. *Xu J., Wang Y., Ma X.* Phase distribution including a bubblelike region in supercritical fluid // Physical Review E. 2021. Vol. 104, No. 1. P. 014142. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.104.014142
19. *Gilgen R., Kleinrahm R., Wagner W.* Measurement and correlation of the (pressure, density, temperature) relation of argon: I The homogeneous gas and liquid regions in the temperature range from 90 K to 340 K at pressures to 12 MPa // The Journal of Chemical Thermodynamics. 1994. Vol. 26, No. 4. P. 383–398. https://doi.org/10.1006/jcht.1994.1048

Конвекция Марангони в изотропных каплях эллипсоидальной формы

Пикина Е.С.[1,2,3]*, **Шишкин М.А.**[1,2,6] , **Колегов К.С.**[2,5], **Островский Б.И.**[1,2,4]
1 – Институт теоретической физики им. Л.Д. Ландау РАН,
РФ, 142432, Московская обл., г. Черноголовка, пр-т Академика Семенова, д. 1А
2 – Институт физики твердого тела РАН,
РФ, 142432, Московская обл., г. Черноголовка, ул.Академика Осипьяна, д. 2
3 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
4 – ФНИЦ «Кристаллография и фотоника» РАН,
РФ, 119333, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 59
5 – Астраханский Государственный Университет,
РФ, 414056, г. Астрахань, ул. Татищева, д. 20а
6 – НИУ Высшая школа экономики, РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский б-р, д. 11
E-mail: *elena@ogri.ru

Авторы представляют результаты работы [1], посвященной аналитическому описанию физического явления термокапиллярной конвекции Марангони в эллипсоидальных каплях изотропной жидкости в различных по граничным условиям постановках задачи. В открытых источниках авторами не было найдено решений для такой геометрии, поэтому есть все основания считать, что представленные результаты получены впервые. Были рассмотрены две постановки задачи.

В первой постановке исследовалась капля изотропной фазы в свободно подвешенной смектической пленке, в случае, когда смектик с дефектами присутствует только на нижней поверхности капли и обеспечивает граничное условие прилипания изотропной фазы на нижней поверхности капли, а верхняя поверхность капли остается свободной (рис. 1). Капли изотропной фазы спонтанно образуются в смектических пленках, перегретых выше температуры объемного фазового перехода; смектик – изотропная жидкость, а указанные граничные условия обеспечиваются режимом нагрева системы сверху. Физически аналогичная система – это капли масла, помещенные на поверхность смектических пленок.

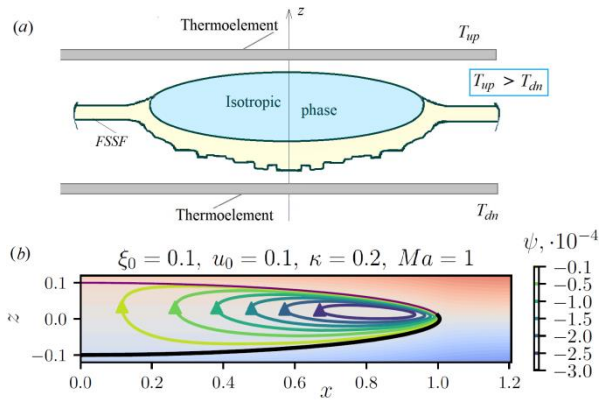


Рис. 1. Явление термокапиллярной конвекции Марангони в капле изотропной фазы в свободно подвешенной смектической пленке:
a – схема постановки задачи;
b – линии тока внутри капли

Во второй постановке исследовалась конвекция Марангони в капле изотропной жидкости в форме сплющенного сфероида, удерживаемой, например, на проволочном кольце или боковыми

менисками. У такой капли бóльшая часть и верхней и нижней поверхности являются свободными (рис. 2).

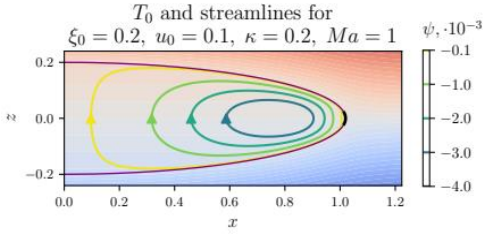


Рис. 2. Линии тока внутри капли, подвешенной на проволоке

Для обеих постановок в приближении Буссинеска [2, 3], используя метод функций тока Стокса [4, 5], найдено аналитическое решение для стационарной термокапиллярной конвекции Марангони в каплях формы сплющенного сфероида, находящейся в поле действия постоянного градиента температуры, убывающей сверху вниз. Получены: аналитическое решение для функций тока Стокса, определяющих движение жидкости при стационарной конвекции Марангони, соответствующее поле скоростей жидкости внутри капли, и распределение температуры во всей системе, все аналитические результаты представлены в наглядной форме. Продемонстрировано, что в указанных геометриях стационарная термокапиллярная конвекция Марангони имеет место при сколь угодно малых абсолютных значениях температурного градиента, благодаря искривленной поверхности капли. Найдены ограничения на величину температуры перегрева, определяющие применимость линейного приближения теории возмущений, когда поправки в распределение температуры за счет конвекционного движения не существенны. Исследована устойчивость полученных решений. Посчитан соответствующий численный эксперимент. Результаты аналитического и численного решений совпали.

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. *Pikina E.S., Shishkin M.A., Kolegov K.S.* et al. Circulating Marangoni flows within droplets in smectic films // Physical Review E. 2022. Vol. 106, No. 5. P. 055105. https://doi.org/10.1103/PhysRevE.106.055105

2. *Bénard H.* Les tourbillons cellulaires dans une nappe liquide. Premiére partie: Description générale des phénoménes // Revue générale des sciences, pures et appliquées. 1900. Vol. 11. P. 1216–1271.

3. *Гершуни Г.З., Жуховицкий Е.М.* Конвективная устойчивость несжимаемой жидкости. М.: Наука, 1972. 392 с.

4. *Happel J., Brenner H.* Low Reynolds number hydrodynamics. The Hague: Martinus Nijhoff Publishers, 1983. 553 p. https://doi.org/10.1007/978-94-009-8352-6

5. *Landau L.D., Lifshitz E.M.* Fluid mechanics. Oxford: Butterworth-Heinemann, 1987. 539 p. https://doi.org/10.1016/C2013-0-03799-1

Интенсивность рассеяния света в многокомпонентных смесях в окрестности критической точки жидкость–газ в рамках теории скейлинга

Куликов В.Д.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: kulikov@ipng.ru

Аннотация. В рамках теории скейлинга и концепции изоморфизма критических явлений получено простое аналитическое выражение для интенсивности рассеяния света в многокомпонентной жидкой смеси в окрестности критической точки жидкость–газ. Получение этого результата обусловлено специальным выбором переменных, от которых зависит термодинамический потенциал системы, а именно, температуры и химических потенциалов компонентов смеси. В рамках развитого подхода выделены характерные параметры, определяющие особенности фазового поведения смеси в околокритической области. Зависимость интенсивности рассеяния света на пограничной кривой (точки начала кипения/конденсации) получена в виде явной функции отклонений температуры и плотности от их значений в критической точке смеси. Для проверки адекватности предложенной модели она была использована для описания имеющихся экспериментальных данных бинарной смеси метан–пентан. Показано, что теоретическая модель и экспериментальные данные хорошо согласуются друг с другом. Критическая температура и плотность смеси выступали в качестве подгоночных параметров модели. Найденные в результате процедуры оптимизации значения близки к экспериментальным значениям этих величин.
Ключевые слова: критическая точка, теория скейлинга, концепция изоморфизма в смесях, универсальные критические индексы, интенсивность рассеяния света, пограничная кривая.

Экспериментальные методы, основанные на измерении интенсивности света, рассеянного под разными углами, широко используются в физике, в частности, при исследовании термодинамических свойств и фазового поведения жидкостей и жидких смесей, находящихся в околокритическом состоянии. Это связано с многократным возрастанием интенсивности рассеяния света в таких системах в окрестности их критических точек жидкость–газ. Физической причиной этого яркого явления, получившего название критической опалесценции, является рост флуктуаций плотности и концентраций компонентов при приближении к критической точке. Целью данной работы является получение выражения для интенсивности рассеяния I_{scatt}, которое адекватно описывало бы экспериментальные данные, полученные в области сосуществования жидкой и газовой фаз, а также на пограничной кривой исследуемой смеси.

Величина интенсивности рассеяния падающего света с длиной волны λ под углом рассеяния ϑ пропорциональна коррелятору тепловых флуктуаций диэлектрической проницаемости ε на волновом векторе рассеяния $\vec{q}$, т. е. $I_{scatt} \propto <\delta\varepsilon(\vec{q})\delta\varepsilon(-\vec{q})>$, где $|\vec{q}| = 4\pi n/\lambda \sin(\vartheta/2)$, а n – показатель преломления рассеивающей среды [1]. Величина ε является функцией термодинамических переменных, в качестве которых обычно выбирают абсолютную температуру T, молярную плотность смеси ρ и мольные концентрации компонентов x_i. В окрестности критической точки жидкость–газ n-компонентной смеси как ρ, так и x_i являются сильно флуктуирующими величинами. Флуктуации указанных величин не являются независимыми, т. е.

$< x_i x_j > \neq 0$ и $< \rho x_i > \neq 0$. В результате для интенсивности рассеяния получается громоздкое выражение, содержащее большое число подгоночных параметров.

Если рассматривать диэлектрическую проницаемость смеси ε как функцию T, ρ и химических потенциалов компонентов μ_i (i = 1, 2….n), то в этом наборе переменных единственной сильно флуктуирующей величиной остается только плотность смеси ρ. Таким образом, если в выражении для интенсивности рассеяния оставить только главный вклад от флуктуаций плотности, то оно приобретает простой вид: $I_{scatt} \propto \left(\partial\varepsilon/\partial\rho\right)^2_{T,\mu_i} < \delta\rho(\vec{q})\delta\rho(-\vec{q}) >$. Для коррелятора флуктуаций плотности используется приближение Орншейна–Цернике:

$$< \delta\rho(\vec{q})\delta\rho(-\vec{q}) > = \rho^2 RT \left(\partial\rho/\partial P\right)_{T,\mu_i} \left[1 + (qr_c)^2\right]^{-1}.$$

Здесь R – универсальная газовая постоянная, а r_c – радиус корреляции флуктуаций плотности.

В работе [2] было показано, что в рамках теории скейлинга для чистой жидкости в области двухфазного сосуществования

$$RT_c \left(\partial\rho/\partial P\right)_T \approx \Gamma_0^{(-)} t^{-\gamma}(1 + \Gamma_1 t^{\Delta}) \pm 2b\beta B_0 t^{\beta-1},$$
$$r_c = r_0 t^{-\nu},$$
$$t = 1 - T/T_c.$$

Здесь ν = 0,63; γ = 1,24 и β = 0,325 есть универсальные критические индексы, одинаковые для всех жидкостей. Таким образом, при приближении к критической точке сжимаемость $\left(\partial\rho/\partial P\right)_T \sim t^{-\gamma}$, т. е. это сильно расходящаяся величина. Амплитуды $B_0, \Gamma_0^{(-)}, \Gamma_1$ и r_0, напротив, являются неуниверсальными, так как они зависят от индивидуальных свойств компонентов смеси. В выражении для производной была учтена первая неасимптотическая поправка с амплитудой Γ_1 и индексом $\Delta \approx 0{,}51$. Неуниверсальный параметр b в однокомпонентной жидкости определяет, так называемый, сингулярный диаметр кривой сосуществования жидкой и газовой фаз в переменных ρ-T. Знаки «+» и «–» перед слагаемым, пропорциональным $t^{\beta-1}$ в производной $\left(\partial\rho/\partial P\right)_T$, соответствуют газовой и жидкой фазам.

В соответствии с концепцией изоморфизма критических явлений в смесях [2, 3], критические параметры T_c, P_c и ρ_c считаются функциями химических потенциалов μ_i, а не концентраций x_i. Следовательно, переменная t, определяющая степень близости к критической точке, есть $t = 1 - T/T_c(\mu_i)$. Соответственно, производная $\left(\partial\rho/\partial P\right)_{T,\mu_i}$, взятая при постоянных химических потенциалах компонентов, будет иметь такой же вид, как в чистой жидкости.

Поскольку эксперимент проводится при постоянном среднем составе смеси, необходимо перейти от условий μ_i = const к условиям x_i = const, для чего следует установить связь между величиной t и значением приведенной температуры $\tau(x_i) = T / T_c(x_i) - 1$. В работе [4] была найдена связь этих величин на пограничной кривой бинарной смеси в *P-T* переменных, а именно, в главном порядке $t \approx \left(| \tau(x_2) | / X_B \right)^{1/\beta}$, где X_B – параметр, зависящий от состава смеси x_2 и производных по концентрации второго компонента $dT_c(x_2)/dx_2$ и $dP_c(x_2)/dx_2$. Можно показать, что это выражение остается справедливым и для многокомпонентных смесей, но параметр X_B имеет более сложный вид, так как теперь он зависит от концентраций всех компонентов и производных типа $\partial T_c(x_i)/\partial x_j$, $\partial P_c(x_i)/\partial x_j$. Поскольку зависимости критических параметров от состава смеси практически всегда неизвестны, то при описании экспериментальных данных в рамках предлагаемого подхода X_B разумно выбрать в качестве подгоночного. Поправка к главному приближению имеет высокий порядок малости по переменной $|\tau(x_i)| / X_B$. В работе [4] показано, что эта поправка $\sim \left(|\tau(x)| / X_B \right)^{\delta}$, где $\delta = 1 + \gamma / \beta \approx 4{,}8$, поэтому естественно ожидать, что выражение для интенсивности рассеяния I_{scatt}, в котором учтена связь переменных t и $|\tau(x_i)|$ в главном порядке будет достаточно хорошо описывать экспериментальные данные в широком интервале температур в окрестности критической точки.

Аналогичным образом можно получить выражение для I_{scatt} в зависимости от плотности смеси на пограничной кривой. В этом случае связь между величиной t и экспериментально измеряемой величиной $\Delta\rho(x_i) = \rho / \rho_c(x_i) - 1$ в главном приближении есть $t \approx \left(|\Delta\rho(x_i)| / X_\rho \right)^{1/\beta}$, где X_ρ тоже является подгоночным параметром. Необходимо отметить, что сами критические параметры в данном подходе являются подгоночными.

Еще одно замечание связано с вкладами в коррелятор $<\delta\varepsilon\,\delta\varepsilon>$ от флуктуаций температуры δT и флуктуаций химических потенциалов компонент $\delta\mu_i$, которые не были учтены в данном подходе. В неучтенных вкладах присутствует производная $\left(\partial\varepsilon/\partial\mu_i\right)_{T,\rho}$, которую можно записать как $\left(\partial\varepsilon/\partial\mu_i\right)_{T,\rho} = \left(\partial\varepsilon/\partial x_j\right)_{T,\rho} \left(\partial x_j/\partial\mu_i\right)_{T,\rho}$. Более подробные вычисления показывают, что величины $\left(\partial x_j/\partial\mu_i\right)_{T,\rho}$ содержат слабую особенность типа $t^{-\alpha}$, где $\alpha \approx 0{,}11$ – универсальный критический индекс изохорной теплоемкости. Указанное обстоятельство следует иметь в виду при описании экспериментальных данных.

В работе [4] изложенная выше модель была использована для описания экспериментальных данных по интенсивности рассеяния на *P-T* и ρ-*T* пограничных кривых в бинарной смеси метан–пентан, компоненты которой были взяты в равных весовых долях (см. работу [5]). В результате было показано, что предложенная модель адекватно описывает экспериментальные данные,

а найденные величины критических параметров оказались близки к их экспериментальным значениям. Применение модели для описания тройной углеводородной смеси метан–пропан–пентан с мольными концентрациями компонентов 0,5/0,35/0,15, соответственно, также показало хорошее согласие эксперимента и теории.

В заключение можно сказать, что окончательное суждение об адекватности предложенной модели может быть сделано на основании проверки ее возможности описания данных по рассеянию света в многокомпонентной околокритической смеси.

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. *Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М.* Электродинамика сплошных сред. М.: Физматлит, 2005. 656 с.

2. *Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E., Kulikov V.D.* et al. Light-scattering anomaly in the vicinity of iquid-vapor critical point of multicomponent mixtures // Chemical Physics. 2011. Vol. 379, No. 1–3. P. 123–127. https://doi.org/10.1016/j.chemphys.2010.11.015

4. *Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Федюнина Л.В., Анисимов М.А*. Изоморфное описание двухфазной области околокритических бинарных растворов // Журнал экспериментальной и теоретической физики. 1997. Т. 111, № 1. С. 120–127.

5. *Куликов В.Д.* Исследование интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 16–25. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art2

5. *Поднек В.Э., Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С.* Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения околокритического состояния углеводородных систем // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 37–61. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4

Применение методов машинного зрения для определения температуры насыщения нефти парафином и анализа размеров выпавших частиц

Шарипов А.Ф.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: sharipov@ipng.ru

Аннотация. В работе предложены алгоритмы определения температуры насыщения нефти парафином (точки фазового перехода типа «жидкость–твердая фаза»), соответствующей началу выпадения парафиновых частиц из пластовой нефти в процессе ее изобарического охлаждения, а также анализа размеров выпавших частиц с использованием алгоритмов машинного зрения. Предложенные алгоритмы были реализованы в среде разработки Labview и протестированы в ходе экспериментальных исследований глубинных проб особо легкой среднепарафинистой нефти на установке фазового равновесия. Полученные результаты могут быть использованы для создания модулей программного обеспечения и применяться для сопровождения экспериментальных исследований в установках фазового равновесия.
Ключевые слова: пластовая нефть, машинное зрение, температура насыщения, анализ размеров частиц, Labview.

Введение. Изучение условий выпадения парафинов из пластовой нефти является актуальной задачей при ее добыче из скважин и дальнейшей транспортировке, а также имеет важное значение при планировании методов повышения нефтеотдачи. Как правило, такие исследования проводятся в процессе изобарического охлаждения пластовой нефти на специализированных установках фазового равновесия или микроскопах высокого давления (например, отечественные установки серии ПТП и зарубежные «Oilphase-DBR» (SDS), анализатор RFP, системы SDS и HPM, AWAI-1000). Среди методов изучения парафинов в нефти наибольшее распространение в серийных установках получили визуальный, фотометрический и оптический [1]. В настоящее время уровень программно-алгоритмического обеспечения отечественных установок значительно уступает зарубежному как в количестве определяемых параметров, так и в степени автоматизации обработки результатов измерений. Учитывая, что современные требования к достоверности и точности полученных результатов, а также сложности в проведении термодинамических исследований под высоким давлением накладывают определенные ограничения на применение ряда известных методов, наиболее перспективным и простым с позиции серийного применения является оптический метод, для осуществления которого необходимо обеспечение визуализации пробы пластовой нефти, находящейся под давлениям.

Целью настоящей работы является разработка алгоритмов определения температуры насыщения нефти парафином (ТННП), а также количества и размеров выпавших из пластовой нефти частиц парафинов в процессе ее изобарического охлаждения непосредственно в ходе эксперимента. Алгоритмы должны быть основаны на анализе изображения, получаемого с измерительной системы (микроскопа) в реальном времени, методами машинного зрения.

Предмет исследования и измерительная аппаратура. Предметом исследования выступают нефтяные парафины или, если быть точнее, парафиновые соединения, которые содержатся в диспергированном или кристаллическом состоянии в пластовой нефти в зависимости от

термобарических условий и состоят, как правило, из нормальных алканов C_{16}–C_{40}, изо-алканов и нафтенов C_{30}–C_{70} [2]. Изучение условий выпадения парафиновых частиц в пластовой нефти под давлением основано на исследовании процессов их агрегации и седиментации и проводится, как правило, в режиме изобарического охлаждения смеси.

В настоящей работе исследовались глубинные пробы особо легкой среднепарафинистой пластовой нефти при различных давлениях в диапазоне температур от 10 °С до 80 °С на специализированной установке фазовых равновесий «УННП-70» (рис. 1). Особенностью установки является наличие двух оптических ячеек: одна из них оборудована источником света и фотометрическим датчиком, в другой расположены источник света и оптический микроскоп с видеокамерой и системой видеозахвата. При вертикальной ориентации микроскопа и горизонтальной ориентации визуальной ячейки проводились наблюдения за агрегацией парафиновых частиц в просматриваемом объеме. Абсолютные погрешности измерений основных параметров составили: для давления ±0,006 МПа, температуры ±0,05 °С, объема ±0,005 см^3, фототока ±0,1 мА. Управление установкой реализовано с применением средств автоматизации в среде разработки Labview. Предложенные в работе алгоритмы были реализованы также в Labview.

а б

1 – корпус ячейки; 2 – сапфировые окна; 3 – трубка регулировочная;
4, 5 – муфты для подсоединения трубок высокого давления с пробой нефти

Рис. 1. Измерительная установка: а – внешний вид; б – упрощенная схема оптической ячейки

Определение температуры насыщения нефти парафином. Принцип определения ТННП, использованный при оптических измерениях, основан на свойстве увеличения оптической плотности пластовых нефтей в точке фазового перехода типа «жидкость–твердая фаза» за счет эффекта рассеивания светового потока на растущих кристаллах парафина. Например, при фотометрических измерениях (рис. 2, синяя кривая) момент фазового перехода сопровождается началом резкого снижения величины фототока. Автором предлагается использовать результат анализа матрицы пикселей, получаемой с заданной дискретностью (например, 1 с) непосредственно с системы видеозахвата изображения с микроскопа в процессе экспериментальных исследований (рис. 3). Так, для определения ТННП возможно использовать функцию зависимости среднего значения яркости пикселя на интервале уровня серого [0 … 255] от температуры пробы (см. рис. 2, красная кривая). Функцию легко количественно оценить по результатам анализа линейной гистограммы (функции плотности распределения), которая, по сути, описывает распределение интенсивности яркости пикселей на 2D-изображении. Результаты определения ТННП предложенным выше способом сравнивались с результатами

измерения стандартным фотометрическим методом (см. рис. 2). Видно, что результаты определения ТННП, полученные двумя методами, находятся в согласии в пределах погрешности измерений (на приведенном примере отклонение составило 0,03 °С).

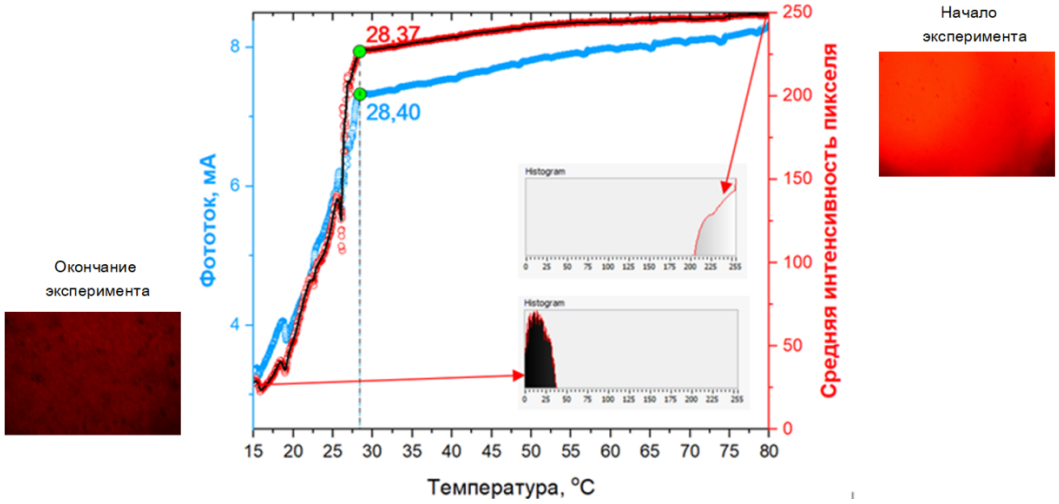


Рис. 2. Сравнение измерений, полученных с помощью датчика фототока (синяя кривая), с результатами определения кривой среднего значения пикселя по шкале от 0 до 255 в градациях серого (красная кривая) в процессе изобарического охлаждения пластовой нефти в оптической ячейке высокого давления

Рис. 3. Упрощенная блок-схема алгоритма определения температуры насыщения нефти парафином

Определение размеров выпавших частиц. Для определения размеров частиц парафинов, выпавших из пластовой нефти в процессе ее изобарического охлаждения, применялся следующий алгоритм (рис. 4). Для количественной оценки площади частиц оптическая система должна быть откалибрована с использованием средств измерений линейных перемещений и эталонов длины (в настоящей работе погрешность измерений не превышала ±0,005 мм).

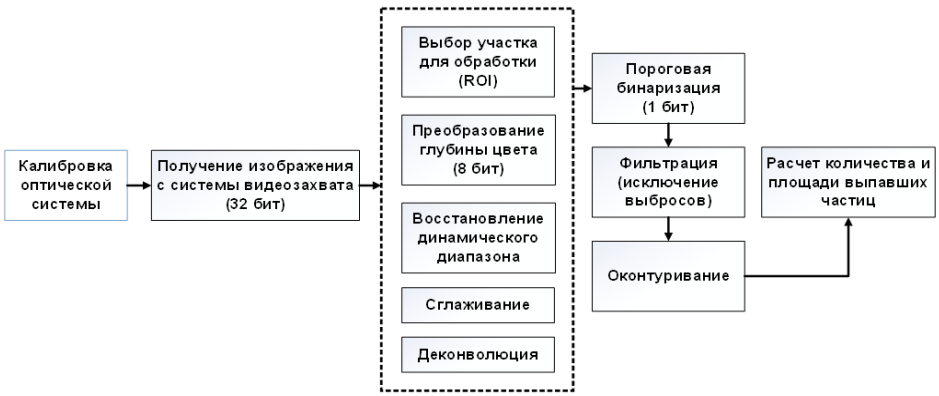
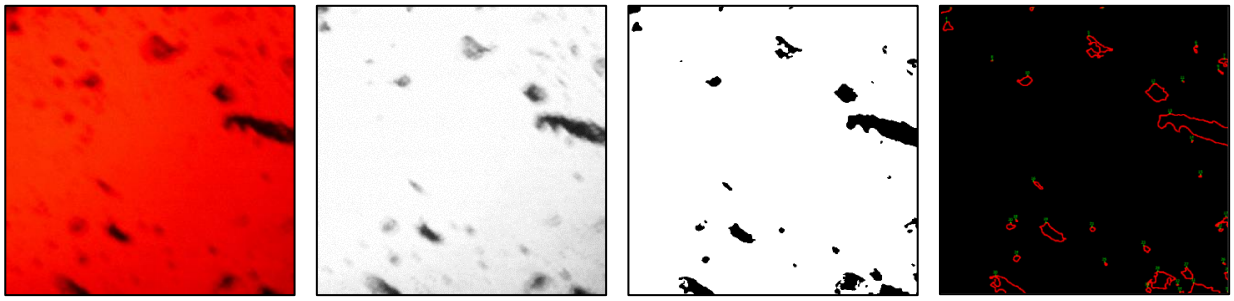


Рис. 4. Упрощенная блок-схема алгоритма определения количества и размеров выпавших частиц

Полученное в процессе измерений изображение предварительно обрабатывается с целью улучшения качества распознавания с применением методов восстановления динамического диапазона, гауссовского сглаживания и деконволюции. Выделение и оконтуривание изображений

выпавших частиц парафина осуществляется с помощью оператора Canny [3] по монохромной картине видеокамеры (после автоматической пороговой бинаризации методом Otsu [4], и фильтрации «нежелательных» искажений изображения). На заключительном этапе выполняется идентификация частиц, присваивание им индексов, расчет их площади и других параметров, строятся кривые интегрального и дифференциального распределения выпавших частиц по размерам, кривые нарастания частиц в зависимости от температуры. На рис. 5 приведен пример обработки изображения по предложенной схеме.



а б в г

Рис. 5. Пример обработки изображения с микроскопа по предложенному алгоритму (см. рис. 4):
а – исходное изображение; б – в градациях серого; в – после бинаризации; г – после нахождения контуров

Выводы. Предложен альтернативный алгоритм определения ТННП, который заключается в определении среднего значение яркости пикселя 8-битного изображения. Полученные результаты показали хорошее согласие с результатами фотометрического метода.

Предложен алгоритм определения размеров частиц парафинов, выпавших из пластовой нефти в процессе ее изобарического охлаждения, который позволяет получить кривые интегрального и дифференциального распределения выпавших частиц по размерам.

Разработанные алгоритмы просты в реализации и могут быть использованы для создания модулей программного обеспечения и применены для сопровождения экспериментальных исследований в установках фазового равновесия.

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. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. М.: ВНИИнефть, 2004. 108 с.

2. *Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В.* Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.

3. *Canny J.* A computational approach to edge detection // IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence. 1986. Vol. 8, No. 6. P. 679–698. https://doi.org/10.1109/TPAMI.1986.4767851

4. *Otsu N.* A threshold selection method from gray-level histograms // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics. 1979. Vol. 9, No. 1. P. 62–99. https://doi.org/10.1109/TSMC.1979.4310076

СЕКЦИЯ:
Научное обоснование развития ресурсной базы топливно-энергетического комплекса России

Ресурсный потенциал отечественной нефтегазовой промышленности

Шиловский А.П.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: ashilovsky08@gmail.com

Аннотация. На основе анализа всех экономически обоснованных источников нефти и газа рассматривается возможность исчерпания углеводородных ресурсов российского топливно-энергетического комплекса. Неисследованные территории и недра на глубинах 5–7 км обладают неоцененным потенциалом, имеются все предпосылки для новых открытий. С учетом результатов фундаментальных исследований глубинного абиогенного синтеза углеводородов, круговорота углерода в планетарной системе появляется понимание возобновляемости углеводородных ресурсов при определенных условиях. Оцененный отечественный нефтегазовый потенциал дает все основания утверждать об обеспеченности углеводородным сырьем на многие столетия и уверенность в долгосрочных перспективах устойчивого развития топливно-энергетического комплекса, однако его реализация требует целенаправленных усилий по изучению и освоению недр страны.
Ключевые слова: геологическая изученность, краевые зоны, большие глубины, пропущенные ресурсы, абиогенный синтез, механохимия, круговорот углерода.

Для развития геологоразведочных работ, направленных на поиск углеводородных ресурсов, необходимо убедиться в целесообразности предстоящих достаточно дорогостоящих вложений. На фоне звучащих в последнее время заявлений об исчерпании источников углеводородного сырья, вполне резонно возникает вопрос о достаточности углеводородных ресурсов, что бы обеспечить рентабельность инвестирования.

Вопрос о достаточности углеводородных ресурсов можно рассмотреть на примере России, одного из крупнейших мировых производителей углеводородов. Как видно на рис.1 практически вся территория за пределами нефтегазоносных провинций является неизученной. На 75% от более чем 17 млн км^2 территории России не выполнена геологическая съемка масштаба точнее 1:200 000, необходимая для постановки поисковых геологоразведочных работ по оценке нефтегазового потенциала недр. Очевидно, что любая территория не может быть признана неперспективной с точки зрения нефтегазового потенциала без проведения необходимых исследований. Из этого следует, что территория площадью свыше 12 млн км^2 может содержать в недрах значительный объем углеводородных ресурсов [1]. В первую очередь имеется в виду возможность существования структурных ловушек, содержащих углеводороды, как наиболее рентабельные объекты.

Примером подобной оценки территории является исследование нефтегазового потенциала Московского осадочного бассейна, недра которого претерпели в венд–нижнедевонское время воздействие траппового магматизма (обусловленного каледонской фазой тектогенеза), способствующего формированию специфических подтрапповых структурных ловушек [2]. Наличие подобных ловушек позволило оценить нефтегазовый потенциал территории величиной до 20–25 млрд т н.э. [3, 4]. Исследования затронули территорию только 1 млн км^2. Очевидно, что оставшиеся 11 млн км^2 вполне могут добавить существенный вклад в нефтегазовые ресурсы. При этом необходимо учитывать экономическую целесообразность реализации проектов.

Рис. 1. Приоритетные регионы по изучению и воспроизводству минерально-сырьевой базы нефти и газа [5]

Территории традиционных нефтегазодобывающих регионов имеют неиспользованный потенциал, обусловленный наличием неосвоенных, непосредственно примыкающих краевых зон, только по обрамлению Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), имеющей общую площадь порядка 1 млн км^2, оцениваемый по начальным извлекаемым ресурсами величиной более 34 млрд т у.т. [6].

Значительным нефтегазовым потенциалом обладают до сих пор не исследованные недра на глубинах свыше 4–5 км [7, 8]. Приоритет имеет территория Западно-Сибирской НГП, недра которой на глубинах свыше 4–5 км представлены отложениями палеозойского возраста в определенных зонах подвергшихся воздействию траппового магматизма. Воздействие траппового магматизма в значительной мере повышает ресурсный потенциал нижележащих осадочных комплексов [7, 9].

Огромный нефтегазовый потенциал связан с девонским терригенным комплексом Прикаспийской НГП. Этот комплекс залегает на глубинах свыше 7 км, что отодвигает освоение этих ресурсов на более поздние сроки.

На территории Волго-Уральской НГП остались исторически пропущенные нефтегазоносные интервалы на глубинах до 1000 м [10].

Отдельно необходимо учитывать возможность абиогенного синтеза углеводородов, позволяющего оперативно, в отличие от биогенного, характеризуемых геологическим временем создания, восполнять разрабатываемые углеводородные запасы при сохранности ловушек. В рамках этой концепции нефтегазоносность рассматривается как одно из проявлений природной дегазации Земли.

Отечественное открытие о возможности механохимического синтеза широкой гаммы углеводородов на глубинах уже в первые сотни метров с учетом непрерывного планетарного

круговорота углерода приводят к выводу, о том, что углеводороды являются возобновляемым ресурсом планеты [11].

Обсуждение результатов. Все вышеизложенное позволяет утверждать, что на ближайшие сотни лет Россия обеспечена углеводородными ресурсами в достаточных объемах. Результаты фундаментальных исследований о происхождении нефти и газа позволяют сделать вывод о том, что углеводороды, имея полигенную природу, фактически являются возобновляемыми ресурсами. Последнее утверждение следует из неисчерпаемости ресурсов углерода и водорода на планете при непрерывном участии в круговороте, в основном интенсифицированном (запущенном) при индустриальном развитии цивилизации, использующей углеводородное сырье в качестве основного источника получения энергии.

Безусловно, необходимо бороться за снижение вредных выбросов при использовании углеводородного сырья. Добыча же углеводородного сырья вполне может вестись экологически менее вредными способами – в режиме геодинамического равновесия отбора углеводородных ресурсов может происходить как при эксплуатации водяных колодцев.

Выводы. Оцененный выше отечественный нефтегазовый потенциал дает все основания утверждать об обеспеченности углеводородным сырьем на многие столетия и вселяет уверенность в долгосрочных перспективах устойчивого развития топливно-энергетического комплекса, однако его реализация требует целенаправленных усилий по изучению и освоению недр страны, необходимости незамедлительно восстанавливать практику полномасштабных региональных геологоразведочных работ.

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. *Шиловский А.П.* Проблемы и возможные решения для сохранения лидерства на мировом нефтегазовом рынке// Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019: Сб. науч. тр. (по материалам Международной научно-практической конференции). М.: Перо, 2019. С. 542–546.

2. *Шиловский А.П.* Влияние траппового магматизма на создание нефтегазовых залежей // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 36–40. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200541

3. *Шиловский А.П.* Зоны нефтегазонакопления территории Московской синеклизы и величины геологических ресурсов в зависимости от характера эндогенных и геодинамических процессов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 34–39. https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-11-34-39

4. *Шиловский А.П.* Резервы нефтегазодобывающей промышленности России // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С.48–50.

5. *Конторович А.Э.* Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. 2016. № 1(67). С. 6–17.

6. *Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А.* Ресурсный потенциал Западной Сибири как основа развития ТЭК России в XXI в. // Состояние фонда подготовленных ресурсов D_0 (C_3) и первоочередные объекты для поисков нефти и газа: презентации докладов IX Всероссийского совещания. М.: ВНИГНИ, 2018. 32 с. https://disk.yandex.ru/d/RnpPcEgE1XL0KQ (Дата обращения 07.09.2022).

7. *Шиловский А.П.* Западно-Сибирская плита: анализ строения промежуточного стратиграфического этажа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 25–29.

8. *Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П.* и др. Нефть глубоких горизонтов осадочных бассейнов России и сопредельных стран // Мониторинг. Наука и технологии. 2015. № 4(25). С. 6–15.

9. *Шиловский А.П.* Роль траппового магматизма при формировании нефтегазового потенциала осадочных отложений// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. №11(359). С. 20–23. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-11(359)-20-23

10. *Утопленников В.К., Самигулин Х.К. Антонов К.В.* и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 271 с.

11. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И.* Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры: Диплом на открытие № 326. Приоритет открытия – 21.апреля 1982 г. Заявка № ОТ-10572 от 21.04.1982 // Открытия, изобретения. 1987. Бюл. № 35. С. 3.

Экспрессный способ выделения закономерности в распределениях скорости продольных волн и отношения скорости продольных волн к скорости поперечных волн на глубинных разрезах ГСЗ

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

Аннотация. В докладе представлен относительно новый и простой способ быстрого выделения закономерности в распределении скорости продольных волн (Vp) и отношения скорости продольных к скорости поперечных волн (Vp/Vs) на глубинном разрезе многоволнового глубинного сейсмического зондирования для выявления зон локализации и миграции флюидных потоков. В качестве примера приведен глубинный сейсмический разрез по фрагменту траверса ГСЗ-МОВЗ «Уральский».
Ключевые слова: скорость продольных волн, скорость поперечных волн, глубинный сейсмический разрез, многоволновое глубинное сейсмическое зондирование, флюидизация.

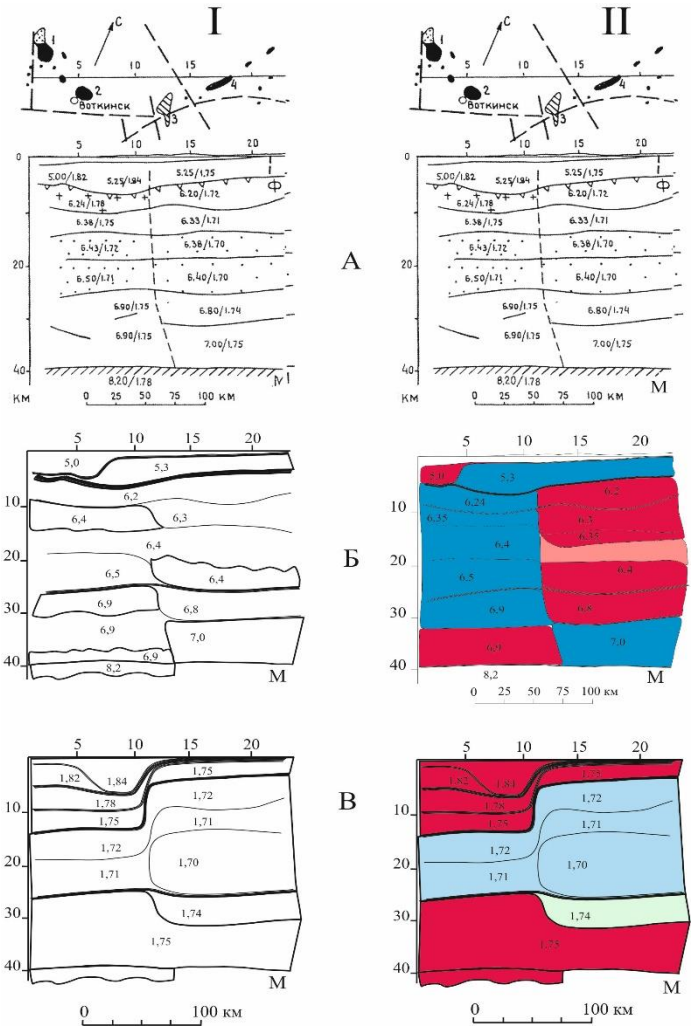
Скорость сейсмических волн – универсальный сейсмический параметр, который может быть непосредственно рассчитан по данным полевых измерений. Распределение скорости существует независимо от состава вещества, его фазового состояния (для продольных волн) и структуры. Распределение скорости в среде существует независимо от наличия или отсутствия сейсмических границ. Скорость сейсмических волн может рассматриваться как абсолютный и относительный параметр среды, ее распределения. Распределение скорости и позволяет классифицировать неоднородностей на мягкие и жесткие и соответственно как области фильтрации и локализации флюидов в земной коре [1].

В методе глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ) консолидированная кора аппроксимируется трехслойной моделью скорости продольных волн [2]. Верхний слой (8–15 км) со скоростью 5,0–62 км/с, средний слой 15–20 км, со скоростью 6,2–6,7 км/с и третий слой 20–35 км с повышенными значениями пластовой скорости от 6,8 до 7,7 км/с. В последующие годы эта модель совершенствовалась и уточнялась в работах [3–5]. Наиболее полный обзор моделей приведен в [6]. Все эти модели составляют основу для теоретических исследований тектонических, сейсмологических геодинамических и флюидодинамических процессов.

Другим источником данных о распределении упругих свойств в коре служат результаты сейсмотомографии. Градиентные зоны скорости на сейсмотомографических разрезах позволяют выделить области изменения упругих свойств (мягкие и жесткие неоднородности), области возможной флюидизации земной коры. Томографические разрезы, полученные по сейсмологичным данным, менее точные по сравнению с данными ГСЗ. Поэтому представление распределения скорости со шкалой относительных значений на изучаемом интервале разреза помогает выделить области изменения упругих свойств на глубинном разрезе.

На первом этапе по комплексному сейсмическому разрезу (рис. 1 I А) из работы [5], отдельно в изолиниях строились разрезы скорости продольных волн и отношения скорости продольной волны к скорости поперечной волны (рис. 1 I). Разрезы в изолиниях того или иного

упругого параметра лучше соответствуют реальной модели среды при сейсмической и геологической интерпретации данных.



Месторождения:
1 – Чутырско-Киенгопское,
2 – Мишкинское,
3 – Осинское,
4 – Баклановское [5]

I А – Исходный сейсмический разрез
I Б – Сейсмический разрез земной коры в изолиниях скорости продольных волн
I В – Сейсмический разрез земной коры в изолиниях отношения скорости продольной волны к скорости поперечной волны

II А – Исходный сейсмический разрез
II Б – сейсмический разрез, построенный с выделением относительно жестких и мягких неоднородностей на разрезе Vp
II В – сейсмический разрез, построенный с выделением относительно жестких и мягких неоднородностей на разрезе Vp/Vs

Рис. 1. Сейсмический разрез фрагмента геотраверса ГСЗ-МОВЗ «Уральский»

На следующем этапе на глубинных уровнях соответствующих верхней, средней и нижней частей коры выделялись домены с повышенными и пониженными значениями параметров домена.

Для глубинных разрезов была использована форма представления данных, отличающаяся распределением скорости на сейсмотомографическом разрезе очень узкой градацией значений (рис. 1 II). Для Vp синим цветом подчеркивались повышенные, красным – пониженные значения (рис. 1 II Б), для Vp/Vs синим – пониженные, красным – повышенные значения (рис. 1 II В).

В случае, когда значения параметра не очень контрастно отличались от максимальных и минимальных, использовалась дополнительная палитра. Это позволило выделить в разрезе зоны относительно повышенных и пониженных значений, соответствующих «газовой» и «водяной» специализации, наметить возможные каналы функционирования гидротермальной системы [7–9].

Предложенный способ анализа может быть использован при изучении глубинного строения в рудных районах, сейсмотектоническом районировании.

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. *Кузин А.М.* Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 2. Методологические положения // Пространство и время. 2015. № 3(21). С. 270–277.

2. Сейсмические модели литосферы основных геоструктур территории СССР / Отв. ред. С.М. Зверев, И.П. Косминская. М.: Наука, 1980. 187 с.

3. *Белоусов В.В., Павленкова Н.И.* Типы земной коры Европы и Северной Атлантики // Геотектоника. 1989. № 3. С. 3–14.

4. *Булин Н.К.* Сейсмические модели литосферы // Глубинное строение и геодинамика литосферы. Л.: Недра, 1983. С. 73–87.

5. *Булин Н.К., Егоркин А.В.* Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: Центр ГЕОН, 2000. 194 с.

6. *Резанов И.А.* Эволюция представлений о земной коре. М.: Наука, 2002. 299 с.

7. *Кузин А.М.* Флюиды в классификации разрывных нарушений. Отображение фазового состава флюида в зонах разрывных нарушений в параметрах сейсмического поля. Часть 1 // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. № 3(15). С. 4. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art4

8. *Кузин А.М.* Флюиды в классификации разрывных нарушений. Отображение фазового состава флюида в зонах разрывных нарушений в параметрах сейсмического поля. Часть 2 // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. № 3(15). С. 5. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-15.art5

9. *Кузин А.М.* Общие закономерности эволюции фазового состава флюида в процессах нефте- и рудообразования // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 4(19). С. 2. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-19.art2

Об одной закономерности в строении консолидированной коры месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций по данным интерпретации многоволнового глубинного сейсмического зондирования

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

Аннотация. В результате проведенной интерпретации глубинных разрезов скорости продольных волн (Vp) и отношения скорости продольных волн (Vp/Vs) к скорости поперечных волн была установлена закономерность в изменении морфологии распределения сейсмических блоков с повышенными и пониженными значениями этих параметров. С юга на север в Предуральском прогибе под месторождениями углеводородов в консолидированной коре преобладающая субвертикальная расслоенность сменяется субгоризонтальной.
Ключевые слова; скорость продольных волн, скорость поперечных волн, глубинный сейсмический разрез, многоволновое глубинное сейсмическое зондирование, расслоенность консолидированной коры.

В работе автора «Экспрессный способ выделения закономерности в распределениях скорости продольных волн и отношения скорости продольных волн к скорости поперечных волн на глубинных разрезах ГСЗ», представленной в настоящем сборнике трудов, описан способ преобразования разрезов сейсмических параметров. Одной из основных задач при этой интерпретации являлось выделение жестких (упругих) и мягких неоднородностей в консолидированной коре и их взаимосвязи со структурами осадочного чехла [1]. Ниже описаны результаты такой интерпретации, полученные на нескольких фрагментах профилей глубинного сейсмического зондирования (ГСЗ).

Ясногорская прогнозная зона расположена в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на продолжении профиля ГСЗ «пос. Манаш – пос. Карачаганак». Выполненная ранее интерпретация по экспрессному способу и дополненная в этой работе позволила установить:

1. На разрезе Vp в центральной части фрагмента профиля выделяется мощная субвертикальная (с падением на северо-восток) область относительно пониженных значений Vp, фактически прослеживаемая до границы Мохоровичича.

2. Самые низкие значения Vp/Vs (1,63) в консолидированной коре находятся в центральной части контакта с наклонной зоной пониженных значений, тем самым являясь дополнительным аргументом глубинной миграции газа из консолидированной коры. Южная граница Ясногорской прогнозной зоны совпадает с контактом (разно упругих) доменов резко различными значениями Vp и Vp/Vs. Юртаевское месторождение коррелируется с проекцией вертикального разрывного нарушения (приблизительно 85 ПК), которое только в средней части является контактом разно упругих доменов.

3. В подошве осадочного чехла залегает горизонт пониженной Vp, который может по аналогии с распределением Vp в консолидированной коре рассматриваться как волновод и возможный канал горизонтальной миграции флюидов.

4. В целом на разрезах Vp и Vp/Vs четко просматривается наклон в сторону Урала [2, 3].

Профиль Уральский (рис. 1 I) был выполнен по методу многоволнового глубинного профилирования и методу обменных волн землетрясений (МГПС-МОВЗ). В самом своем начале профиль пересекает месторождения Верхнекамской и Пермской-Башкирской нефтегазоносных областей (рис. 1 I А). В целом картина распределение Vp на глубинном разрезе находится в соответствии с пластовой моделью. Однако если рассматривать значения Vp как отклонение по отношению к значению на осредненной кривой роста Vp с глубиной картина будет иной (рис. 1 I Б), большему значению скорости на меньшей глубине будет соответствовать высокоскоростная аномалия и наоборот, меньшему значению Vp на большей глубине будет соответствовать низкоскоростная аномалия. В этом случае картина распределения Vp становится уже достаточно определенной.

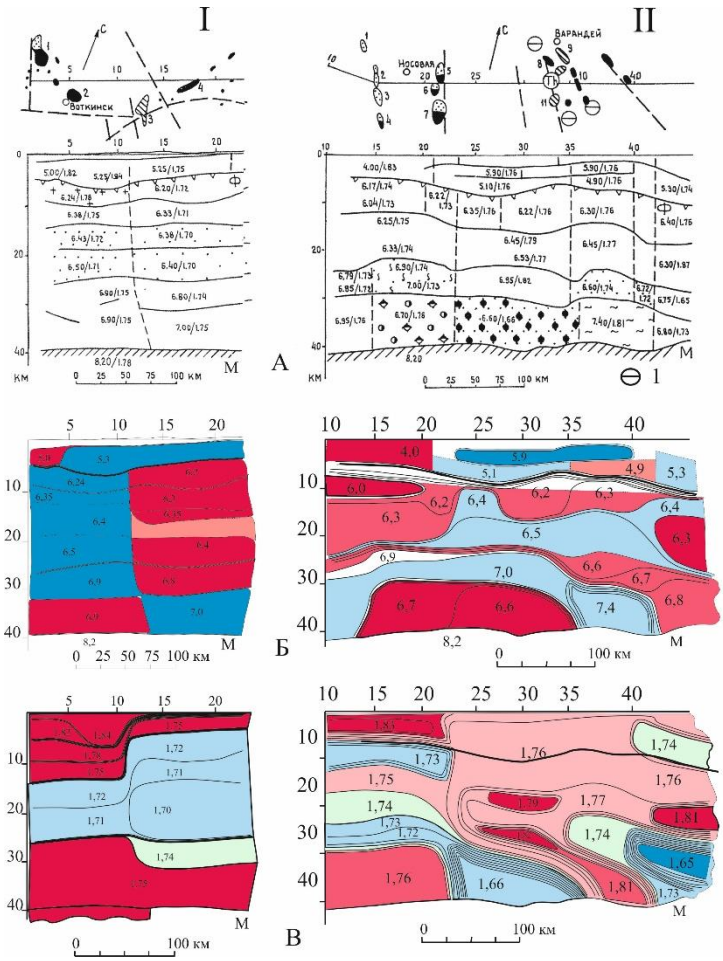


Рис. 1. Сейсмические разрезы:
I А – Сейсмический разрез фрагмента геотраверса ГСЗ-МОВЗ «Уральский»
Месторождения:
1 – Чутырско-Киенгопское,
2 – Мишкинское,
3 – Осинское,
4 – Баклановское [4].
I Б – Сейсмический разрез земной коры в изолиниях скорости продольных волн.
I В – Сейсмический разрез земной коры в изолиниях отношения скорости продольной волны к скорости поперечной волны.
II А – Сейсмический разрез земной коры через Шапкина-Юрьяхинский нефтегазоносный район (ПК 10–25) и Варандей-Адзъвинский нефтеносный район (ПК 25–40)
по линии геотраверса Чешкая губа – Пай–Хой
Крупные месторождения (выборочно):
1 – Коровинское,
2 – Кумжинское,
3 – Василковское,
4 – Ванейвисское,
5 – Хыльчуюское,
6 – Южное Хыльчуюское,
7 – Ярейюское,
8 – им. Р. Требса,
9 – Торавейское,
10 – Наульское,
11 – им. А. Титова.
(1 – проявления золото-сульфидной минерализации по данным ЦНИГРИ) [4].
II Б – Сейсмический разрез земной коры в изолиниях скорости продольных волн;
II В – Сейсмический разрез земной коры в изолиниях отношения скорости продольной волны к скорости поперечной волны

Левый по отношению к разлому (ПК 11) блок может интерпретироваться как более высокоскоростной (рис. 1 I Б). Основная неоднородность распределения Vp наблюдается в нижней части коры относительно разлома.

Значительно информативнее глубинный разрез Vp/Vs (рис. 1 I В). Повышенные значения Vp/Vs расположены в верхней (включая осадочный чехол) и нижней части коры. В левом блоке области с пониженными значениями Vp/Vs занимают по глубине интервал между 15 и 25 км. В правом блоке интервал пониженных значений по глубине значительно шире, от поверхности фундамента до 30 км (рис. 1 I В). Заметной корреляции между неоднородностями в распределении

скорости в консолидированной коре и месторождениями углеводородов не наблюдается. Можно допустить, что группа месторождений 1–2 (рис. 1 I А) связана с контактом на ПК 5 разно скоростных доменов в осадочном чехле. Другая группа месторождений с разно скоростным контактом в верхней части консолидированной коры на ПК 12. В верхней части коры месторождения углеводородов коррелируются антиклинальной и клиноформной картинами изолиний Vp/Vs. В частности, Осинское газовое месторождение связано с клиноформным поведением изолиний Vp/Vs вдоль разлома.

Полагая, что основной вклад в пониженные значения Vp/Vs вносит газ, а в повышенные – вода, различие по мощности доменов пониженных значений Vp/Vs в левом и правом блоках может быть объяснено внедрением в среднюю часть коры платформы геосинклинального комплекса Урала или преобразования консолидированной коры газообразными флюидами (значения Vp в левом блоке на этих глубинах выше). Расположение месторождений углеводородов согласуется с гипотезой нагнетания флюида в среднюю часть коры со стороны Уральской геосинклинальной области [2, 3].

Геотраверс Чешкая губа – Пай-Хой (рис. 1 II А) пересекает Шапкина-Юрьяхинский нефтегазоносный район (ПК 10–25) и Варандей-Адзъвинский нефтеносный район (ПК 25–40). В центральной части разреза скорости (рис. 1 II Б), в самой верхней части осадочного чехла выделяется линза высокоскоростных пород. В консолидированной коре она коррелируется с антиклинальным поднятием изолиний повышенных значений Vp (6,5–7,0 км/с) на глубине от 10 до 22 км. С глубины 30 км и до границы Мохоровичича высокие значения Vp (7,0–7,4 км/с) облекают область аномально низких значений Vp (6,6–6,7 км/с), что позволяет рассматривать эти низкоскоростные домены как область внедрение флюида.

Глубинный разрез Vp/Vs (рис. 1 II В) по значениям более дифференцирован по сравнению с разрезом Vp и заметно отличается структурой распределения параметра Vp/Vs. Между пикетами 20 и 25 проходит граница между разным по виду распределениями Vp/Vs. В западной части это переслаивание доменов с повышенными и пониженными значениями. В восточной части преобладают домены с повышенными Vp/Vs, образующими в нижней части коры наклонную структуру, как бы «надвинутую» на область низких значений, причем в центральной части находится область аномально низких значений Vp/Vs. Такая картина распределения Vp/Vs на разрезе показывает общее направление миграции флюидов со стороны Урала на Восточно-Европейскую платформу.

Положение месторождений углеводородов достаточно уверенно коррелируется с распределением Vp и Vp/Vs. Месторождения Шапкина-Юрьяхинского нефтегазоносного района (ПК 10–25) находятся в интервале разреза, где в верхней коре залегает линза относительно пониженных значений Vp. Граница этого нефтегазоносного района совпадает с синклинальной областью на разрезе Vp (H = 15 км, ПК 22,5) и вертикальной границей различного по характеру распределения Vp/Vs.

Месторождения Варандей-Адзъвинского нефтеносного района (ПК 25–40) на сейсмическом разрезе совпадают с высокоскоростной линзой [1], залегающей в осадочном разрезе (H ≈ 2,5 км). В верхней части кристаллического фундамента месторождения проецируются на флексурный перегиб изолиний со значением Vp = 6,2–6,3 км/с (H = 10–12 км). В средней и нижней частях консолидированной коры месторождения проецируются на вершины антиклинальных по форме

повышенных и пониженных областей Vp (рис. 1 II Б). Можно полагать, что область пониженных значений Vp в нижней части коры являлась источником миграции углеводородных флюидов, что также подтверждается областью низких значений Vp/Vs, лежащей между пикетами 23–37 (рис. 1 II В).

На разрезе Vp/Vs месторождениям этого района соответствует область повышенных значений Vp/Vs (1,76), по пикетам четко совпадающая с высокоскоростной линзой в осадочном чехле. Сравнительный анализ расположения месторождений Шапкина-Юрьяхинского нефтегазоносного района и месторождений Варандей-Адзъвинского нефтеносного района показывает, что последние возможно связаны с областью повышенных значений Vp/Vs в верхней части коры (рис. 1 II В).

Заключение. Установлена смена преимущественно субгоризонтальной расслоенности консолидированной коры восточной части Восточно-европейской платформы на юге и севере на вертикальную в центральной части. Географически эта область совпадает с южным обрамлением Северных Увалов. На переинтерпретированных разрезах Vp и Vp/Vs нефтегазоносных районов провинции выделены возможные зоны миграции и локализации флюидных потоков в консолидированной коре и осадочном чехле.

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. *Кузин А.М.* Дегазация и методологические аспекты интерпретации данных сейсмического метода. Часть 2. Методологические положения // Пространство и время. 2015. № 3(21). С. 270–277.

2. *Кузин А.М.* Месторождения углеводородов Прикаспийской впадины по данным интерпретации многоволнового сейсмического профилирования (часть 1) // Уральский геологический журнал. 2022. № 2(146). С. 44–56.

3. *Кузин А.М.* Месторождения углеводородов Прикаспийской впадины по данным интерпретации многоволнового сейсмического профилирования (часть 2) // Уральский геологический журнал. 2022. № 2(146). С. 57–69.

4. *Булин Н.К., Егоркин А.В.* Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. М.: Центр ГЕОН, 2000. 194 с.

Сравнение результатов использования двух различных подходов инфразвуковой пассивной сейсмики для прямого обнаружения углеводородов на нефтяном месторождении

Чеботарева И.Я.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: irinache@inbox.ru

Аннотация. В докладе обсуждается использование двух различных подходов инфразвуковой пассивной сейсмики для прямого обнаружение углеводородов на нефтяном месторождении – диссипативной сейсмики (термодинамический индикатор, *TI*) и инфразоновой пассивной дифференциальной спектроскопии (*IPDS*, Infrasoinic Passive Differential Spectroscopy). С использованием одних и тех же записей сейсмического фона, сделанных на территории нефтяного месторождения, исследуется зависимость между индикаторами нефтенасыщенности пород и экспериментально измеренной с использованием каротажа суммарной толщиной продуктивных слоев в скважинах около точек регистрации. Несмотря на то, что подходы базируются на разных физических принципах, наблюдается очень хорошая корреляция полученных результатов. Выявляются линейные зависимости между индикаторами нефтенасыщенности пород и эмпирическим параметром продуктивности, полученным с использованием каротажа скважин. Проявившиеся отличия в результатах связаны с различиями в чувствительности двух разных методов к геолого-геофизическим особенностям в районе полевых работ и требуют дальнейшего исследования.
Ключевые слова: инфразвуковая пассивная сейсмика, сейсмический фон, термодинамический индикатор, месторождение углеводородов.

На территории месторождений 2D и 3D сейсморазведка позволяет построить слоистую глубинно-скоростную модель пород и выявить куполовидные структуры – потенциальные ловушки углеводородов. Однако не все структурные ловушки содержат углеводороды, более того, существуют трудно выделяемые при сейсморазведке неструктурные ловушки (тектонические, литологические, стратиграфические). Для повышения эффективности поисково-разведочного бурения используют дополнительные геофизические методы, в частности, инфразвуковую пассивную сейсмику. Физической основой инфразвуковых сейсмических методов является наличие над залежами углеводородов низкочастотных аномалий, которые экспериментально обнаруживаются по записям сейсмического фона в диапазоне 1–10 Гц. Общепризнанного механизма явления пока не существует, но предложены различные механизмы, связанные с капельно-пузырьковыми, резонансными, гидрадинамическими эффектами [1–6]. Когда глубинный сигнал от насыщенного углеводородами коллектора достаточно интенсивный, используются простые сейсмические атрибуты – энергия вертикальной компоненты, пики спектрального отношения между вертикальной и горизонтальной компонентой, частотные сдвиги доминирующих спектральных пиков горизонтальных и вертикальных компонент [7–10]. Для выявления очень слабого глубинного сигнала используют более сложные алгоритмы [11, 12].

В данной работе обсуждаются результаты использования двух различных подходов инфразвуковой пассивной сейсмики для прямого обнаружения углеводородов на нефтяном месторождении – диссипативной сейсмики (термодинамический индикатор, *TI*) [13, 14] и инфразоновой пассивной дифференциальной спектроскопии (*IPDS*, Infrasoinic Passive Differential

Spectroscopy) [11, 12]. При использовании IPDS-технологии предполагается, что углеводородный коллектор как многофлюидная система в пористой среде имеет нелинейную передаточную характеристику. Энергия шумоподобного внешнего поля искусственных или естественных упругих вибраций взаимодействует с флюидной системой в ограниченном диапазоне частот и в результате интермодуляции преобразуется в две полосы конверсионного сигнала со смещением вверх и вниз по спектру. Частоты низкочастотного конверсионного сигнала имеют схожую временную динамику, поэтому их можно выделить по высокой корреляции спектральных пиков и оценить энергетическую долю коррелированных составляющих в общей энергии сейсмического фона. Линейная зависимость такого индикатора *RHI* от толщины продуктивной зоны *NPZ* подтверждена экспериментально [11, 12].

Метод (Термодинамический индикатор) ранее использовался в геофизических исследованиях для мониторинга процесса подготовки разрушений (сильное землетрясение, гидроразрыв пласта, разрушение керна при трехосном нагружении) и локализации грязевого вулкана [13]. Известно, что нефтяная залежь является ярко выраженной аномалией не только сейсмических, но и других различных видов физических полей: геохимических, температурных, барических, электрических, эманационных. Это свидетельствует о большой активности разнообразных эндогенных процессов внутри залежи и в ее окрестностях, в том числе о возможности перекрестных процессов с перераспределением в сейсмическое волновое поле энергии других физических полей. В связи с этим можно предположить, что по измерениям сейсмического фона на поверхности нефте (газо) насыщенный коллектор проявится как аномалия неравновесности состояния природного массива, как зона существенного увеличения упорядоченности сейсмических колебаний. Алгоритм расчета термодинамического индикатора по экспериментальным данным базируется на S-теореме Климонтовича [15].

В данной работе показаны результаты анализа полевых данных и геофизической информации, предоставленных Marmot Passive Monitoring Technologies SA [14]. Регистрация сейсмического фона проводилась с использованием широкополосных сейсмометров Marmot Signal Converter на нефтяном месторождении в Объединенных Арабских Эмиратах. Чувствительность 30000 В с/м, частота опроса 100 sps. Схема площадки исследований показана на рис.1.

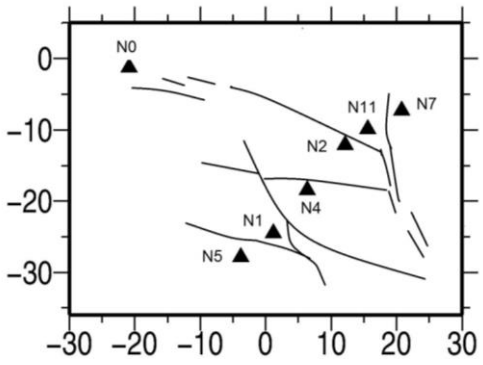


Рис. 1. Схема площадки исследований. Треугольниками помечены положения скважин, вблизи которых проводилась регистрация сейсмического фона; темные линии - тектонические разломы (Source Marmot); расстояние по осям в км

В районе проведения работ поверхность была покрыта очень мягкими труднопроходимыми дюнами, которые на площадке регистрации составляли 20 м, а по границе 300 м. Кровля двух базовых продуктивных горизонтов располагалась на глубине 2,1 км и 2,5 км. Коллектор

карбонатный, поровый, с низкой степенью трещиноватости. В качестве оценки локальной продуктивности использовался параметр *NPZ*. Его предоставляла компания-оператор. По данным стандартного каротажа скважин вблизи точек регистрации выделялись продуктивные интервалы. Затем по двум базовым горизонтам рассчитывался параметр *NPZ* как суммарная толщина продуктивных интервалов. Работы с использованием *IPDS*-технологии проводились в "слепом режиме" – сначала была проведена регистрация сейсмического фона, рассчитаны и построены площадные карты распределения индикатора *RHI*, а уже после этого оператор предоставил значения параметра продуктивности *NPZ*.

Результаты, полученные при использовании двух различных подходов представлены на рис. 2, 3. Они показывают высокую степень корреляции. И для термодинамического индикатора, и для корреляционного фильтра наблюдается линейная зависимость от параметра продуктивности *NPZ*. Детальный анализ данных показывает, что отклонение от прямой значений *TI* для скважин N7 и N11 связано с влиянием структурно-тектонического фактора. Главное отличие в результатах наблюдается для скважины U1. Она расположена к северу от скважин N0 и N7 (рис. 1) и все три скважины являются вершинами примерно равностороннего треугольника. Для корреляционного фильтра значение индикатора нефтенасыщенности точно ложится на регрессионную прямую (рис. 3). При этом для термодинамического индикатора наблюдается сильное отклонение от регрессионной зависимости в сторону уменьшения продуктивности, то есть степень неравновесности состояния пород, степень активности геофизических процессов гораздо меньше, чем можно ожидать при измеренном значении параметра продуктивности *NPZ*. Для объяснения причин возникшего расхождения в результатах и понимания влияния факторов, связанных с параметрами геологического разреза, историей работ на скважинах, необходимы дополнительные исследования.

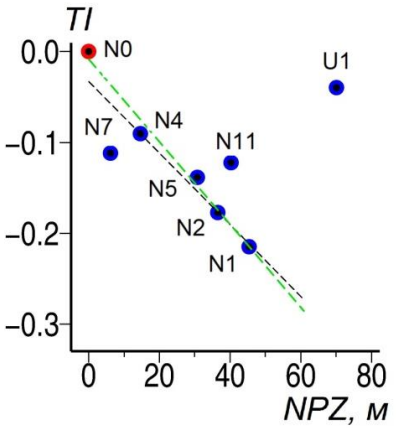


Рис. 2. Зависимость термодинамического индикатора *TI* от параметра продуктивности *NPZ*.
Показана линейная регрессионная зависимость, рассчитанная методом наименьших квадратов
- - - по 7 точкам (N0, N1, N2, N4, N5, N7, N11);
- - - по 5 точкам (N0, N1, N2, N4, N5)

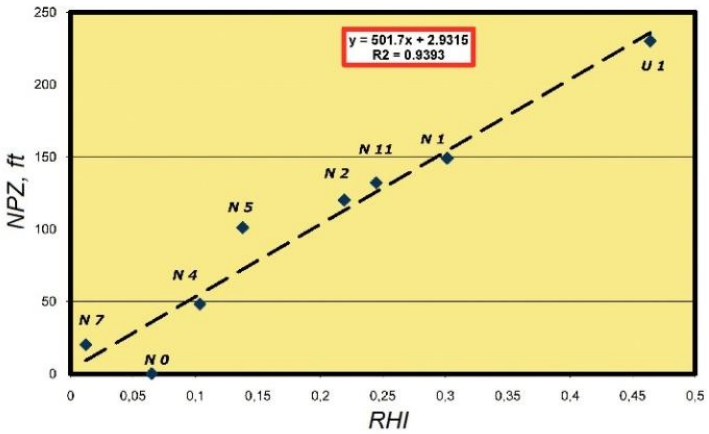


Рис. 3. Зависимость акустического индикатора нефтенасыщенности горных пород *RHI*, рассчитанного с использованием корреляционного фильтра [12] от параметра продуктивности *NPZ*

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. *Сунцов А.Е., Графов Б.М.* Капельно-пузырьковая модель излучающей залежи УВ в технологиях микросейсморазведки // Технологии сейсморазведки. 2010. № 1. С. 9–17.

2. *Курленя М. В., Сердюков С. В.* Низкочастотные резонансы сейсмической люминесценции горных пород в вибросейсмическом поле малой энергии // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 1999. № 1. С. 3–7.

3. *Dimon P., Kushnick A., Stokes J.* Resonance of a liquid-liquid interface // Journal de Physique. 1988. Vol. 49, No. 5. P. 777–785. https://doi.org/10.1051/jphys:01988004905077700

4. *Бережной Д.В., Биряльцев Е.В., Биряльцева Т.Е.* Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды. Казань: Изд-во Каз. гос. ун-та, 2008. С. 360–386.

5. *Терехов С.А., Воронцов А.М., Рерих В.К.* Оценка вклада резонансной составляющей в энергию микросейсмического фона над и вне месторождения УВ // Технологии сейсморазведки. 2010. № 1. С. 41–43.

6. *Крауклис П.В., Крауклис Л.А.* Медленная волна в анизотропном слое жидкости, моделирующем коллектор // Записки научных семинаров Санкт-Петербургского отделения математического института им. В.А. Стеклова РАН. 2001. Т. 275. С. 132–139.

7. *Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е.* и др. Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР // Геофизика. 1998. № 5. С. 24–28.

8. *Holzner R., Eschle P., Zürcher H.* et al. Applying microtremor analysis to identify hydrocarbon reservoirs // First Break. 2005. Vol. 23, No. 5. P. 41–46. https://doi.org/10.3997/1365-2397.23.5.26560

9. *Lambert M.-A., Schmalholz S. M., Saenger E.H., Steiner B.* Low-frequency microtremor anomalies at an oil and gas field in Voitsdorf, Austria // Geophysical Prospecting. 2009. Vol. 57, No. 3. P. 393–411. https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2008.00734.x

10. *Saenger E. H., Schmalholz S. M., Lambert M.-A.* et al. A passive seismic survey over a gas field: Analysis of low-frequency anomalies // Geophysics. 2009. Vol. 74, No. 2. P. O29–O40. https://doi.org/10.1190/1.3078402

11. *Makhous M., Rode P.E., Kaya S.* Application of the infrasonic passive differential spectroscopy (IPDS) for hydrocarbon direct detection and reservoir monitoring in fields of the North-Caspian Basin: Achievements and challenges // SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, UAE, 19–21 October 2009. Paper SPE-125385-MS. https://doi.org/10.2118/125385-MS

12. *Rode E.D., Nasr H., Makhous M.* Is the future of seismic passive? // First Break. 2010. Vol. 28, No. 7. P. 77–80. https://doi.org/10.3997/1365-2397.28.7.40647

13. *Чеботарева И.Я., Дмитриевский А.Н.* Диссипативная сейсмика // Физическая мезомеханика. 2020. Т. 23, № 1. С. 14–32. https://doi.org/10.24411/1683-805X-2020-11002

14. *Чеботарева И.Я., Роде Э.Д., Дмитриевский А.Н.* Термодинамический индикатор для дистанционной оценки продуктивности углеводородного коллектора // Доклады РАН. Науки о Земле. 2021. Т. 500, № 2. С. 178–182. https://doi.org/10.31857/s2686739721100066

15. *Климонтович Ю.Л.* Статистическая теория открытых систем. Т.1. М: Янус, 1995. 622 с.

Сходство томографической модели высокого разрешения с данными вертикального сейсмического профилирования

Смагличенко Т.А.*, Саянкина М.К.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *tasmaglichr@gmail.com, **msayankina@gmail.com

Аннотация. Сейсмическая томография – фундаментальный инструмент поиска углеводородов, способный дать детальную априорную информацию о глубинных структурах. Особенность проведенного исследования в том, что полученные результаты инновационного алгебраического метода выбранного покоординатного спуска, примененного к сейсмическим данным, пассивно зарегистрированным в районе скопления магматических газов, сопоставляются с интегральной характеристикой строения среды, полученной другими авторами с помощью метода разведки, связанного с необходимостью бурения скважины. Детальный анализ результатов фундаментальных и производственных исследований предполагает возможность использования сейсмической томографии как недорогого способа получения сведений о распределении горных пород и флюидов на площадях предполагаемых залежей углеводородов.
Ключевые слова: инновационный метод линейной алгебры, сейсмическая томография, пассивные данные, вертикальное профилирование.

Введение. Исследование больших площадей с целью определения мест скоплений углеводородов – перспективная задача нефтегазового сектора в современных условиях развития экономики. Производственный процесс будущей добычи будет более надежным при повышении точности картирования залежей. Буровые работы способны дать апостериорную информацию о среде, но являются чрезвычайно дорогостоящими. В данной работе авторы рассматривают вопрос: может ли сейсмическая томография обеспечить производственников такими же достоверными знаниями, которые предоставляет метод сейсмического профилирования, основанный на сборе различных геологических и геофизических данных внутри и в окрестности скважины? Другими словами, имеет ли смысл заменить многочисленное бурение глубоких скважин предварительным определением глубинных структур на основе фундаментальных методов, использующих данные сейсмических наблюдений на поверхности без проведения буровых работ.

В настоящей работе авторы представляют результат применения инновационного метода сейсмической томографии, полученный для территории, расположенной в непосредственной близости к скважине К-18, пробуренной на северо-востоке Исландии в районе активного выделения магматических газов вблизи вулкана Крафла и налаженного процесса выработки электроэнергии. Вычисленная модель скорости сейсмической Р-волны сравнивается с результатом обработки данных вертикального сейсмического профилирования.

1. Метод выбранного покоординатного спуска. Идея использования процедуры последовательного вычитания, известной в теории временных рядов, теории сигналов и в других областях науки, была предложена чл.-корр. РАН А.В. Николаевым для решения задачи сейсмической томографии. Метод последовательного вычитания аномалий был разработан как алгоритм выбора максимальных значений вариаций сейсмической скорости на каждой итерации и их последовательного вычитания из наблюденного временного поля [1].

Однако не всегда такой критерий приводил к достижению минимума функционала метода наименьших квадратов (МНК) при обработке множества уравнений для сейсмических лучей. Поэтому Т.А. Смагличенко было исследовано другое условие выбора, предложен новый дополнительный критерий и доказана сходимость к минимальному по норме решению МНК так называемого метода вычитания выбранных аномалий [2].

Было проведено сопоставление преобразованного метода с общепринятым в мире алгоритмом LSQR Пейджа и Саундерса [3] при равных условиях проведенного численного эксперимента. Выявлено, что отличительная черта метода – в его эффективности при восстановлении индивидуальной крупномасштабной аномалии, в то время как мелкомасштабная мозаичная структура намного быстрее разрешается с помощью LSQR [2].

Как инновационный метод линейной алгебры, так называемый метод «выбранного покоординатного спуска» (ВПС) был исследован в работе [4]. Для алгебраической версии метода в работе [5] разработаны параметры разрешения и дан сравнительный анализ с мировым аналогом – методом координатного спуска, описанным исследователем Варга в 1963 г. в работе [6]. Отметим, что классический метод координатного спуска широко применяется в различных производственных областях, в том числе для проблем нефти и газа.

В данной работе авторами проанализирован результат метода выбранного покоординатного спуска в области самого высокого разрешения. Отметим, что примененный метод, так же как и остальные подходы МНК могут быть использованы при условии небольшой контролируемой ошибки исходных данных. Для случая неизвестного уровня ошибки Т.А. Смагличенко разработана принципиально другая технология – новая модификация метода исключения Гаусса [7].

2. Использованные данные локальных сейсмических событий. С помощью метода вертикального сейсмического профилирования (ВСП) были обработаны высокоточные данные вступлений Р-волн от локальных сейсмических событий, имеющих малые магнитуды, зарегистрированных на северо-востоке Исландии, в районе расположения скважины добычи геотермальной жидкости вблизи вулкана Крафла. Приемники сигналов (временные сейсмостанции и одна постоянно действующая) были расположены кольцом с западной стороны Крафла. Большинство станций (около 10) находилось приблизительно на расстоянии 20 км. Один приемник был расположен на расстоянии 7 км от вулкана. Расстояние между станциями – около 10 км. В связи с этим и другими физическими показателями регистрации сейсмических волн геометрия среды представляла набор прямоугольных блоков размером 10 км × 9 км × 5 км. Регистрация данных проводилась непрерывно в течение трех месяцев в год в разные сезонные периоды.

3. Vp по методу томографии и по результату профилирования. Аномалия сейсмической скорости размером 10 × 18 км от поверхности до глубины 5 км была обнаружена под западной частью кальдеры Крафла. Неоднородность была вытянута с севера на юг и охватывала многочисленные трещины вулканической зоны Крафла. Томографическая модель показала, что скорость продольной волны Vp увеличивалась с севера на юг от 4,35 до 4,54 км/с. Полученные численные значения были сравнены с данными вертикального сейсмического профилирования для буровой скважины К-18, расположенной в радиусе 1 км от вулкана и добывающей скважины Крафла. Скважина К-18 была пробурена до глубины 2215 м. Авторы работ [8] и [9] построили

модель распределения скорости продольной волны по глубине в скважине, используя: 1) данные акустического каротажа, а именно измерения времен пробега звуковых продольных волн непосредственно внутри скважины К-18; данные регистрации сейсмических продольных волн внутри скважины; 2) данные сейсморазведки, полученные от источника взрывчатого вещества и пневматической пушки, которые находились с нулевым удалением от скважины К-18 и на расстоянии 2 км. Во втором случае отчетливые вступления прямых, отраженных, преломленных Р-волн были получены с помощью приемников-геофонов внутри скважины. Помимо этого авторы [8] провели геологическую интерпретацию шлама (разбуренной породы, выносимой буровым раствором на поверхность).

В месте расположения скважины найденное по томографии значение Vp равно 4,54 км/с. Сравним это значение с информацией по Vp, полученной по наборам данных 1) и 2).

1) По всей скважине было определено, что среднее значение звуковой скорости продольной волны 4,43 км/с. Однако, среднее значение сейсмической скорости продольной волны выше на 8,1% и равно 4,82 км/с. Таким образом, полученная нами скорость выше звуковой скорости всего на 2,4%, а относительная разница с сейсмической скоростью составила 5,8%.

2) Средняя скорость сейсмической продольной волны вдоль скважины равна 4,6 км/с, что практически совпадает с результатом томографии. В диапазоне глубин от 1,6 до 2,0 км по результатам профилирования [9] и по результатам регионального профилирования [10] был получен ряд значений Vp = 4,48; 4,7; 4,7; 4,48; 4,85 км/с, что в среднем составляет 4,64 км/с.

Обсуждение и заключение. Аномальное значение скорости продольной сейсмической волны было выявлено инновационным методом томографии для блока геологической среды, включающего скважину К-18, пробуренную на северо-востоке Исландии в районе геотермального источника вблизи вулкана Крафла. Численная характеристика аномалии детально сопоставлялась со значениями скорости продольной волны, найденными с помощью различных способов сейсмического профилирования, описанных в работах [8–10].

Хорошее соответствие получено между томографическим значением Vp и значениями Vp, вычисленным для диапазона глубин 1,6–2 км по данным регистрации сейсмических волн от взрыва, расположенного в юго-западном направлении от скважины. Расстояние между скважиной и местом взрыва равно 2 км. Таким образом, горизонтальный размер околоскважинной области всего в 5 раз был меньше горизонтального размера томографического блока. А диапазон глубин, для которого было наилучшее сходство с результатом томографии, приближенно соответствовал центральному разрезу блока. Рис. 1 иллюстрирует схематичное расположение буровой скважины внутри блока, размеры которого выбраны в соответствии с параметрами эксперимента по сейсмической томографии. Отсюда следует вывод, что томографическое изучение подземной поверхности имеет определенный шанс заменить дорогостоящее сейсмическое профилирование. Однако это может быть сделано достаточно надежно, если исследуемый объем геологической среды будет покрыт плотной сетью сейсмических лучей, что позволит выбрать размер блока сопоставимым с околоскважинной областью. Для достижения этой цели понадобятся более плотная сеть наблюдений, например, с расстоянием между станциями менее 2 км и мониторинг локальных сейсмических событий в течение 3–6 месяцев.

Параметры регистрирующей аппаратуры должны соответствовать особенностям сейсмической обстановки в районе сейсморазведки.

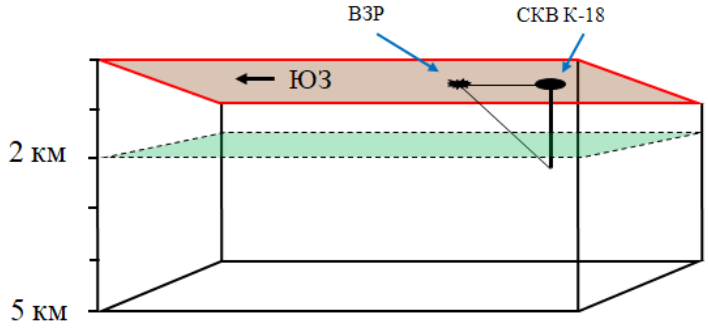


Рис. 1. Схема расположения скважины внутри томографического блока

ЮЗ – юго-западное направление;
СКВ k-18 – место скважины;
ВЗР – место взрыва

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. *Nikolaev A.V., Sanina I.A., Trifonov V.G., Vostrikov G.A.* Structure and evolution of the Pamir–Hindu Kush region lithosphere // Physics of the Earth and Planetary Interiors. 1985.Vol. 41, No. 2–3. P. 199–206. https://doi.org/10.1016/0031-9201(85)90034-2

2. *Smaglichenko T.A., Nikolaev A.V., Horiuchi S., Hasegawa A.* The method for consecutive subtraction of selected anomalies: the estimated crustal velocity structure in the 1996 Onikobe (M = 5.9) earthquake area, northeastern Japan // Geophysical Journal International. 2003. Vol. 153, No. 3. P. 627–644. https://doi.org/10.1046/j.1365-246X.2003.01918.x

3. *Paige C.C., Saunders M.A.* LSQR: an algorithm for sparse linear equations and sparse least squares // ACM Transactions on Mathematical Software. 1982. Vol. 8, No. 1. P. 43–71. https://doi.org/10.1145/355984.355989

4. *Смагличенко Т.А., Якоби В., Смагличенко А.В., Ахметзянов А.В.* Инновационные численные методы на примере 3D сейсмического просвечивания природной зоны с газовыми скоплениями // Управление развитием крупномасштабных систем: Труды тринадцатой Международной конференции. М.: ИПУ РАН, 2020. https://doi.org/10.25728/mlsd.2020.0764

5. *Smaglichenko T.A., Smaglichenko A.* Resolution estimates for selected coordinate descent: Identification of seismic structure in the area of geothermal plants // IFIP Advances in Information and Communication Technology. 2021. Vol. 630. P. 580–588. https://doi.org/10.1007/978-3-030-85874-2_62

6. *Warga J.* Minimizing certain convex functions // Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics.1963. Vol. 11, No. 3. P. 588–593. https://doi.org/10.1137/0111043

7. *Smaglichenko T.A.* Modification of Gaussian elimination to the complex seismic data // AIP Conference Proceedings. 2011. Vol. 1389. P. 1003–1006. https://doi.org/10.1063/1.3637779

8. *Millett J. M., Planke S., Cavailhes J.P.* et.al. Sub-surface geology and velocity structure of the Krafla high temperature geothermal field, Iceland: Integrated ditch cuttings, wireline and zero offset

vertical seismic profile analysis // Journal of Volcanology and Geothermal Research. 2020. Vol. 391. P. 106342. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2018.03.024

9. *Kästner F., Giese R., Planke S.* et al. Seismic imaging in the Krafla high-temperature geothermal field, NE Iceland, using zero- and far-offset vertical seismic profiling (VSP) data // Journal of Volcanology and Geothermal Research, 2020. Vol. 391. P. 106315. https://doi.org/10.1016/j.jvolgeores.2018.02.016

10. *Brandsdóttir B., Menke W., Einarsson P.* et al. Färoe-Iceland ridge experiment 2. Crustal structure of the Krafla central volcano // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 1997. Vol. 102, No. B4. P. 7867–7886. https://doi.org/10.1029/96JB03799

Возможный новый подход к мониторингу сейсмической опасности при добыче углеводородов

Любушин А.А.[1]*, Родкин М.В.[2,3]**
1 – Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
2 – Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН,
РФ, 117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 84/32
3 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *lyubushin@yandex.ru, **rodkin@mitp.ru

Аннотация. Активная разработка месторождений углеводородов часто приводит к возникновению вызванной сейсмичности. Ранее уже отмечалось, что правила, обычно используемые для уменьшения риска вызванной сейсмичности, не вполне оптимальны. При этом для оценок сейсмической опасности, основанных на мониторинге землетрясений, характерен также эффект запаздывания. Обсуждается вариант подхода к оценке сейсмической опасности по результатам анализа записей сейсмического шума или GPS деформаций по методике А.А. Любушина. Этот подход был бы, видимо, лишен эффекта запаздывания. На примере анализа GPS деформаций в области интенсивной добычи сланцевых углеводородов в штате Оклахома (США) были прослежены как рост неустойчивости геофизической среды в начале разработок, так и указание на уменьшение сейсмической опасности – вторичное увеличение устойчивости геофизической среды – при дальнейшем росте объемов закачки. Этот результат получен при большом пространственном сглаживании. В дальнейшем предполагается рассмотреть возможность реализации этого подхода на уровне отдельных скважин и групп скважин.
Ключевые слова: добыча углеводородов, вызванная сейсмичность, изменения сейсмической опасности, оценка опасности, анализ шума.

Возможность развития, в результате активной добычи углеводородов (УВ), вызванной сейсмичности считается доказанной. Сильная вызванная сейсмичность особенно часто наблюдается при добыче сланцевых УВ, где технологии добычи предполагают наиболее сильное воздействие на пласт (большие объемы закачек, разогрев пласта, использование пропантов и специальных реагентов). К наиболее известным и красноречивым примерам возникновения вызванной сейсмичности относятся случай гигантского газового месторождения Гронинген в Голландии ([1] и др.) и резкий рост сейсмической активности в районах добычи сланцевой нефти ([2, 3] и др.). Известны случаи вызванной сейсмичности и при добыче УВ в России, например, на Сахалине [4]. Во всех этих случаях был показан сильный рост числа слабых землетрясений, начинающийся в связи с добычей УВ. В соответствии с известным законом Гутенберга-Рихтера, рост числа слабых землетрясений указывает на рост вероятности реализации также и более сильных событий. И такие землетрясения, действительно, неоднократно наблюдались.

Отсюда было вполне естественно связать потенциальную опасность вызванной сейсмичности с числом и максимальной магнитудой землетрясений, происходящих в окрестности скважин. Этот подход и используется в распространенной методике обеспечения сейсмической безопасности (правило «семафора»), широко применяемой для предупреждения ущербов от вызванной сейсмичности. Правило «семафора» используется в США, Канаде, Великобритании и ряде других стран, различаясь в деталях. Например, в провинции Альберта (Канада) если не далее

5 км от скважины произошло землетрясение M2,0+ (магнитудой M ≥2,0), то «загорается желтый свет». Если в этой же области происходит землетрясение с магнитудой M4.0+, то загорается «красный» – разработка УВ прекращается, и может возобновиться только по специальному разрешению [3].

Ранее уже отмечалось, что правило «семафора» не вполне эффективно. В [4, 5] приведены примеры, что землетрясения (в том числе и более сильные) могут возникать на большем расстоянии от действующих скважин, и с большим запаздыванием по времени, чем это предполагается в алгоритме «семафор». Это вызвано тем, что землетрясения могут возникать не только из-за локального роста флюидного давления, инициирующего местные слабые события. Рост флюидного давления может распространяться по зонам повышенной проницаемости разломов и вызывать триггерный эффект. Землетрясения происходят там, где некоторые условия для их возникновения уже были созданы, и где даже незначительное повышение давления вызвало развитие неустойчивости геологической среды. Такие землетрясения могут происходить на большем расстоянии от скважин закачки, и с большим запаздыванием по времени, чем это предусматривается в алгоритме предупреждения опасности вызванной сейсмичности «семафор» [4].

Подчеркнем, как важный потенциальный недостаток, то, что правило «семафора» обычно работает или с запозданием, или с большой перестраховкой. Действительно, метод семафора основывается на данных о сейсмическом режиме, следовательно своевременность срабатывания этого метода и принятие решений зависит от регистрации (всегда относительно редких) относительно более сильных событий. Чтобы не пропустить возникновения потенциально опасного более сильного вызванного землетрясения надо заведомо сильно занижать критическую магнитуду.

Указанных недостатков может быть лишен метод оценки сейсмической опасности, основанный на анализе текущего режима шумов геологической системы, по методу А.А. Любушина ([6–9] и др.). Согласно представленным в ([6–9] и др.) результатам, характер изменения спектра шумов характеризует изменения устойчивости данной, в частности геологической, системы. В качестве примера результативности применения такого подхода отметим успешный случай прогноза мега-землетрясения Тохоку [7]. Согласно данному методу анализа, росту неустойчивости системы отвечает специфическое изменение ряда параметров шумового поля данной системы, в частности, увеличение доли наиболее длиннопериодных собственных (в данном случае, как бы шумовых) колебаний системы. В элементарном изложении идея этого метода была ранее описана в [10], как эффект критического замедления, развивающийся, когда система теряет устойчивость. Заметим, что метод анализа шумового поля ([6–9] и др.), в частности, вариант его, описанный в [10] характеризуется весьма высокой степенью общности. Вариант метода [10] был реализован в [11] применительно к ряду геофизических систем и даже к изменчивости курсов акций. В [12] набор признаков, указывающих на развитие эффекта критического замедления, был выявлен при анализе обобщенной окрестности сильного землетрясения; амплитуда соответствующих аномалий растет по мере приближения момента обобщенного сильного землетрясения.

Для предварительной проверки возможности реализации данного подхода применительно к случаю потери устойчивости геосреды при добыче сланцевой нефти нами были рассмотрены

данные по величинам закачек при добыче сланцевой нефти и шумам GPS наблюдений в Оклахоме (США), области, известные активной добычей сланцевой нефти и высоким уровнем вызванной сейсмичности. Данные по положению скважин, закачек и объемам закачек загружались с сайта Oklahoma Corporation Commission, http://www.occeweb.com/og/ogdatafiles2.htm. Данные смещений земной поверхности, измеряемые средствами GPS, взяты с сайта Nevada Geodetic Laboratory по адресу: http://geodesy.unr.edu/NGLStationPages/RapidStationList.

В результате исследования связей между спектральными наклонами определяемого по данным GPS тремора земной поверхности и загрузками жидкости в регионах добычи сланцевой нефти была показана сильная пространственная корреляция между интенсивностью закачек и наклоном спектра GPS тремора. В области слабых загрузок увеличению объема закачек отвечает рост доли низкочастотных шумовых колебаний. При сильном же увеличении объемов закачек доминирует отрицательная корреляция величин закачек с наклоном спектра, что интерпретируется как уменьшение вклада низких частот и рост устойчивости системы.

Полученный авторами результат хорошо согласуется с представленными в работе [13] результатами анализа вызванной сейсмичности Оклахомы. В этой работе получено, что в случае слабой и умеренной антропогенной нагрузки наблюдается сильный рост числа слабых землетрясений. При высоких же величинах закачки происходит насыщение роста сейсмической активности. Наклон графика повторяемости Гутенберга–Рихтера в области более сильных сейсмических событий с ростом объемов закачки аномально увеличивается. Это означает резкое уменьшение доли числа более сильных землетрясений и, соответственно, уменьшение сейсмической опасности. Эти изменения можно интерпретировать как доминирование тенденции роста «неустойчивости» геофизической среды при слабых и умеренных закачках, и как уменьшение «неустойчивости» геофизической среды при сильных закачках. Последнее может обуславливаться сильным обводнением геосреды и снятием тектонических напряжений в области сильного обводнения. Напомним, что много ранее член-корреспондент РАН А.В. Николаев даже предлагал «разряжать» очаги сильных землетрясений, закачивая в них воду.

Как видно из вышесказанного, изменение слабой сейсмической активности в окрестности нагнетательных скважин при добыче сланцевых углеводородов традиционно используется для оценки текущей опасности вызванной сейсмичности, в частности для регулирования допустимых режимов закачки. Получение такой оценки сейсмической опасности, однако, зависит от накопления информации о текущем режиме сейсмичности. А относительно сильные события происходят редко и нерегулярно, что порождает опасность запаздывания принятия решений. Выявление качественного единообразия отклика среды на закачки по результатам анализа сейсмического режима и по результатам анализа спектра шумов GPS тремора указывает на принципиальную возможность мониторинга опасности вызванной сейсмичности по спектру шумов GPS тремора, что открывает перспективу создания метода мониторинга опасности вызванной сейсмичности, не требующего накопления данных об изменении сейсмического режима. На данный момент такая возможность показана на уровне сильного пространственного осреднения. В практическом смысле встает задача возможности переноса этого метода на уровень отдельных скважин и групп скважин.

Работа выполнена в рамках государственного задания Института физики Земли Российской академии наук (тема «Новые математические и аппаратурные методы изучения активных геодинамических процессов», № 122040600105-1) и государственного задания Института теории прогноза землетрясений и математической геофизики Российской академии наук.

Литература

1. *van Thienen-Visser K., Breunese J.N.* Induced seismicity of the Groningen gas field: History and recent developments // The Leading Edge. 2015. Vol. 34, No. 6. P. 664–671. https://doi.org/10.1190/tle34060664.1

2. *van der Baan K., Calixto F.J.* Human-induced seismicity and large-scale hydrocarbon production in the USA and Canada // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. 2017. Vol. 18, No. 7. P. 2467–2485. https://doi.org/10.1002/2017GC006915

3. *Krupnick A.J., Echarte I.* Induced seismicity impacts of unconventional oil and gas development: RFF Report, June 2017. Washington, DC: Resources for the Future, 2017. 30 p.

4. *Родкин М.В., Нго Т.Л., Рукавишникова Т.А., Фунг Т.Т.Х.* Вызванная сейсмичность при добыче нефти и газа – обзор // Триггерные эффекты в геосистемах: Материалы V Международной конференции. М.: ТорусПресс, 2019. С. 98–103. https://doi.org/10.26006/IDG.2019.5.34095

5. *Пунанова С.А., Родкин М.В.* Геоэкологические риски при освоении сланцевых углеводородных ресурсов // Геология нефти и газа. 2022. № 1. С. 109–118. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-1-109-118

6. *Lyubushin A.* Prognostic properties of low-frequency seismic noise // Natural Science. 2012. Vol. 4, No. 8A. P. 659–666. https://doi.org/10.4236/ns.2012.428087

7. *Любушин А.А.* Прогноз Великого Японского землетрясения // Природа. 2012. № 8(1164). С. 23–33.

8. *Филатов Д.М., Любушин А.А.* Оценка сейсмической опасности Японских островов на основе фрактального анализа временных рядов GPS // Физика Земли. 2017. № 4. С. 55–66. https://doi.org/10.7868/S0002333717040032

9. *Lyubushin A.* Global coherence of GPS-measured high-frequency surface tremor motions // GPS Solutions. 2018. Vol. 22, No. 4. P. 116. https://doi.org/10.1007/s10291-018-0781-3

10. *Haken H.* Synergetics. Berlin: Springer, 1978. 355 p. https://doi.org/10.1007/978-3-642-96469-5

11. *Родкин М.В., Слеппев А.С., Родкин М.М.* Возможный подход к оценке и прогнозу изменений устойчивости геосистем по изменениям характера шумовых колебаний // Синергетика геосистем: Материалы симпозиума. М.: Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, 2007. С. 32–36.

12. *Rodkin M.V.* Patterns of seismicity found in the generalized vicinity of a strong earthquake: Agreement with common scenarios of instability development // Geophysical Monograph Series. 2012. Vol. 196. P. 27–39. https://doi.org/10.1029/2011GM001060

13. *Vorobieva I., Shebalin P., Narteau C.* Condition of occurrence of large man-made earthquakes in the zone of oil production, Oklahoma // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. 2020. Vol. 56, No. 6. P. 911–919. https://doi.org/10.1134/S10693513200601309

Оценка по микробиальным биомаркерам феномена притока в резервуары многопластовых месторождений углеводородных флюидов из более глубоких горизонтов

Чудецкий М.Ю.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: chudetsky@mail.ru

Аннотация. Распределение хемофоссилий-биомаркеров, которые синтезируют микроорганизмы в нефтяных залежах, позволяет реконструировать особенности питания и метаболизма сообществ этих организмов. По результатам такой биореконструкции можно выделить несколько подземных микробиоценозов с различными типами питания, в том числе питания на основе флюидотрофии. Эти данные, в свою очередь, можно использовать в качестве индикаторов происходящего притока углеводородов в нефтяные резервуары из более глубоких горизонтов.
Ключевые слова: микроорганизмы, бактерии, археи, биомаркеры, хемофоссилии.

Бактерии и археи в многопластовых месторождениях углеводородов и молекулярные следы жизнедеятельности этих микроорганизмов в химическом составе нефтей. Полвека исследований в органической геохимии позволили собрать богатейшие базы данных по сотням сложных органических молекул в природных углеводородах. Значительное количество этих молекул относится к биомаркерам или, как их иначе называют, хемофоссилиями. По этим молекулам можно уверенно отождествлять характерные месторождения и зрелость нефтей. Большие усилия традиционно направлены на использование биомаркеров для прослеживания первичных материнских источников углеводородных скоплений. Вместе с тем некоторые из этих хемофосилии несут и особую информацию, касающуюся жизнедеятельности микроорганизмов непосредственно в нефтяных резервуарах. Эти специфические организмы – обитатели подземной биосферы – относятся таксонам бактерий и архей.

В лабораторных экспериментах, проведенных сотрудниками РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина изучалась способность микроорганизмов синтезировать вещества – предшественники углеводородов нефти [1, 2]. Эти эксперименты наглядно показали, что биомасса бактерий и архей может быть и источником углеводородов нефти, и источником хемофоссилий биомаркеров из нефти извлекаемых.

У организмов подземной биосферы развиваются адаптации к существованию при повышенных температурах – термофильность и гипертермофильность. В нефтях из отмершей биомассы прокариот в наибольших количествах накапливаются липиды, из которых состоят мембраны клеток этих организмов. Эти липиды синтезируются в значительных количествах и могут быть определены при хроматографических анализах нефтей. Археи (или архебактерии) достигают гипертермофильности мембран, синтезируя длинноцепочечные изопреновые углеводороды – фитаны и дифитаны. В отличие от архебактерий у эубактерий (бактерий в узком смысле) термостойкость мембран повышается другим способом. У эубактерий имеются ферменты (полициклазы), осуществляющие синтез полициклических изопренанов типа бактериогопанов. Присутствие полициклических изопренанов в мембранах эубактерий повышает термоустойчивость их мембран, но посредством иных, чем у архебактерий биохимических особенностей [3]. По этим критериям молекулярные следы, оставленные этими двумя сообщества микроорганизмов в нефти, четко различаются.

Биомаркеры, как индикаторы притока в резервуары месторождений углеводородных флюидов из более глубоких горизонтов. Микробиоценоз бактерий, окисляющих углеводороды в пластах где, происходит поступление окислителей – наиболее хорошо изучен. Он характеризуется новообразованием биомаркеров смешенного эу- архебактериального типа с последовательной биодеградацией нестойких к биопотреблению молекул. Значимым является гипсометрически более глубокий, слабо изученный чисто архебактериальный биоценоз. Жизнедеятельность этих микроорганизмов обусловлена поступлением неравновесного углеводородного флюида с более глубоких горизонтов. Это сообщество сингенетично формированию и заполнению углеводородной залежи. С затуханием притока флюида в залежи организмы флюидотрофы переходят в состояние анабиоза.

В соответствии с моделью распространения, глубинных подземных архебактериальных сообществ [4] геохимическими следами развития такого микробиоценоза являются нефти $А^2$– по терминологии А.А. Петрова [5]. В месторождениях Южного Каспия (Дуванный-море) нефти $А^2$ встречены до глубин в три с половиной километра, что соответствует температурному градиенту, ограничивающему распространение микроорганизмов гипертермофилов в глубину. Нефти типа $А^2$ найдены в кайнозойских и в мезозойских отложениях [6] на глубинах от 3500 до 500 м (менее глубокие, чем нефти $А^1$ и более глубокие, чем нефти $Б^1$ и $Б^2$). Характерным примером нефтей $А^2$ являются нефти из месторождений: Западной Сибири, залегающие на глубинах от 2500 до 1500 м (Соленинское – 2408 м, Новопортовское – 1828 м, Самотлор, пласт АВ2 – 1777 м);

Жизнедеятельность архебактериального микробиоценоза под залежами с нефтями $А^2$ является важным индикатором продолжающегося активного поступления углеводородных флюидов с больших глубин. Предсказания, сделанные согласно предлагаемой модели для пластов, располагающихся глубже горизонта с нефтями $А^2$ для нефтей Западной Сибири, подтвердились в работах микробиологов: 1) посевы аборигенных микроорганизмов, проведенные в лаборатории Бонч-Осмаловской показали присутствие активного архебактериального сообщества микроорганизмов на предполагаемой глубине под нефтями $А^2$ [7]. Секвенирование метагенома из скважин Западной Сибири выявило резкое различие сообществ микроорганизмов-бактерий окислителей нефти и микроорганизмов-архей геофлюидотрофов [8]. Повышенное содержание в нефтяных резервуарах линейных изопреноидов, особенно тяжелее С20 (от фитана до сестеризопреноидов и выше), признак жизнедеятельности флюидотрофного микробиоценоза, а эти данные, в свою очередь, можно использовать в качестве индикаторов наличия притока углеводородов в нефтяные резервуары из более глубоких горизонтов.

То, что источником хемофосилий в нефтях могут служить микроорганизмы подземной биосферы, позволяет объяснить важный феномен биомаркеров. Изотопный состав биомаркеров и изотопный состава основного «тела» нефти имеют закономерное соответствие. Такое соответствие необъяснимо, если предполагать чужеродность биомаркеров и нефти, но логично объясняется синтезом биомаркеров микроорганизмами «in situ» из исходного флюида [9]. Изотопная метка может быть использована для разграничения хемофоссилий – остатков наземных организмов, и хемофоссилий – остатков микроорганизмов подземной биосферы.

Предлагаемая методика использования микроорганизмов как индикаторов в поиске нефти возрождает на новом этапе те идеи, которые, предлагались в прошлом веке А.А. Обориным и Е.В. Стадником [10], но на том этапе развития микробиологии и геохимии они не смогли принести практической пользы.

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. *Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В.* и др. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот. Сообщение 1. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы архей *Thermoplasma* sp // Нефтехимия. 2018. Т. 58, № 2. С. 137–141. https://doi.org/10.7868/S0028242118020041

2. *Гордадзе Г.Н., Пошибаева А.Р., Гируц М.В.* и др. Образование углеводородов нефти из биомассы прокариот сообщение 2. Образование нефтяных углеводородов-биомаркеров из биомассы бактерий *Geobacillus jurassicus*, выделенных из нефти // Нефтехимия. 2018. Т. 58, № 6. С. 657–664. https://doi.org/10.1134/S0028242118060035

3. *Чудецкий М.Ю.* Особенности геохимии нефтяных залежей, необъяснимые без учета жизнедеятельности микроорганизмов подземной биосферы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). С. 42. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art42

4. *Chudetsky M.* Microbial transformations of deep hydrocarbon–water flows // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2010. Vol. 74, No. 12, Suppl. P. A180. https://doi.org/10.1016/j.gca.2010.04.028

5. *Петров Ал.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 264 с.

6. *Чудецкий М.Ю.* Хронологическая смена биомаркеров в залежах углеводородов и эволюционное развитие микроорганизмов подземной биосферы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 8. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art8

7. *Бонч-Осмоловская Е.А.* Высокотемпературные глубинные микробиальные сообщества возможный аналог древнейших экосистем // Проблемы происхождения жизни: Сб. науч. тр. М.: ПИН РАН, 2009. С. 202–212.

8. *Кадников В.В., Франк Ю.А., Марданов А.В.* Вариабельность состава микробного сообщества резервуара подземных термальных вод в Западной Сибири // Микробиология. 2017. Т. 86, № 6. С. 739–747. https://doi.org/10.7868/S0026365617060088

9. *Чудецкий М.Ю.* Изотопный состав изопреноидных хемофоссилий в нефтях и его генетическая интерпретация // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 8. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art8

10. *Оборин А.А., Стадник Е.В.* Нефтегазопоисковая геомикробиология. Екатеринбург: УрО РАН, 1996. 408 с.

Геотоксикологическая оценка углеводородного сырья

Якуцени С.П.[1,2]
1 – ООО «Геолэкспертиза», РФ, 105064, г. Москва, ул. Садовая-Черногрязская, д. 13/3, корп. 1
2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
E-mail: spyakutseni@gmail.com

В 1973 году 62,3% всех топливно-энергетических потребностей мира обеспечивались нефтью и газом. В 2019 году, несмотря на все усилия по внедрению «зеленой энергетики» эта доля составляла 54,1%. Объем промышленной добычи и потребления углеводородов неуклонно растет. И, вероятно, после энергетического кризиса 2021–2022 гг. вновь возрастет. Расширяются области промышленного использования: транспорт, полимерная промышленность, нефтегазовая химия, металлургия и пр. [1, 2].

Рост добычи углеводородов (УВ) в мире, в первую очередь нефти, не компенсируется приростом запасов. Истощается качественная часть УВ ресурсов. Включаются в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти часто обогащенные токсическими примесями. Меняются технологические параметры, увеличиваются финансовые затраты на природоохранные мероприятия при освоении нефтегазовых ресурсов.

Вынужденный переход к широкомасштабному освоению практически всех доступных видов УВ, вплоть до сланцевой нефти, усиливает негативное воздействие на окружающую среду и здоровье человека, в первую очередь в индустриально-развитых густонаселенных регионах мира с большим энергопотреблением.

В европейской части России в остаточном фонде нефтяных ресурсов преобладает нефть с повышенной и высокой плотностью, обогащенная потенциально токсичными элементами (ПТЭ). Изучение и учет уровней природной и технологической обогащенности нефтяного и газового сырья ПТЭ способно предотвратить или уменьшить негативное воздействие на окружающую природную среду. Наличие информации о составе и содержании примесей-биотоксикантов в нефтегазовом сырье – необходимое и достаточное условие для разработки и применения защитных мер на стадии выбора технологий добычи, переработки и утилизации нефти и газа.

В работе представлены методы решения классической геотоксикологической задачи применительно к полному циклу добычи и использования углеводородов. Разработана и применена методика учета и анализа разнородной информации о примесях токсикантов в УВ.

Биологические организмы, обитающие в естественной природной среде, не создали за время эволюционного развития механизмов защиты от чуждых биосфере повышенных концентраций солей металлов и других ПТЭ массово поступающих в XX–XXI веке в биосферу. Токсиканты поступают вместе с добываемыми из недр нефтью и газом. Причем при высокотемпературном воздействии в процессе переработки и утилизации углеводородного сырья примеси переходят в свободную элементную форму. В результате в поверхностной среде возникают несвойственные ей биологические контакты, со всеми вытекающими негативными последствиями.

Литература

1. World Energy & Climate Statistics // Enerdata. https://yearbook.enerdata.net (Дата обращения 03.10.2022).
2. Key World Energy Statistics 2021: Statistics Report, September 2021. Paris: International Energy Agency, 2021. 80 p. https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021 (Дата обращения 03.10.2022).

Структурная организация геологических образований

Казанкова Э.Р.*, Корнилова Н.В.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *Elvira.kazankova@mail.ru, **nataliakornilova@rambler.ru

Аннотация. Геологическая среда иерархически устроена и пространственно структурирована. Целью работы является установление закономерности распределения геологических структур в полях напряжений на взаимных геометрических и динамических соотношениях.
Ключевые слова: Геологическая структура, нелинейная геодинамика, поле напряжений, спиралевидно-скручивающее движение, самоорганизация геологического пространства, напряженно-деформированное состояние.

Развитие фундаментальной и прикладной геотектоники имеет многовековую историю. Механические и физико-химические движения геологических тел с перетоком энергии и вещества создают структуры, в которых изменяются состав, состояние, свойства, временные и пространственные соотношения между собой [1].

На планетарном уровне все системы могут рассматриваться как глобальные системы центрально-симметричных зон тангенциальных сжатий и растяжений литосферы. Деформации, кольцевые деструктивные зоны сменяются в определенных ритмах в пространстве и подобны для всех систем Земли. Самоорганизующиеся во всех геосферах, ведущие центры и реверберераторы, находятся в состояниях, различающихся только дискретным количеством энергии, то есть энергетическими уровнями и обладают определенной устойчивостью [2, 3]. Время формирования структур охватывает многие миллионы лет, а следы их остаются в земной коре и наблюдаются на космических снимках и в результатах геофизических исследований.

Эволюция Земли и ее геологическая история – это упорядоченное и закономерное поведение вещества самой планеты.

В качестве примера можно привести данные Г.Ф. Макаренко о проявлении глобальных импульсов – вспышек базальтового магматизма, образующего одновременно в разных областях планеты, далеко отстающих друг от друга, огромные плащеобразные покровы.

Геодинамические обстановки сменяют друг друга во времени. Деформация осуществляется путем самосогласованных структурных перестроек на разных структурных уровнях. В таких системах возникает синхронизация движений во времени и пространстве. В геологических разрезах временные и пространственные координаты физически и геометрически связаны. Геометрия в физике определяется структурой физической реальности [4]. В результате, в трехмерном пространстве, образуется универсальная безразмерная сеть полей напряжений, которая представляет собой основу, силовой каркас на любых расстояниях [2, 3]. Геометрически сеть, совершенно гармоничная и, полностью голографичная в каждом своем фрагменте. Геодинамические обстановки сменяют друг друга во времени. В пределах каждой элементарной обстановки существуют поля напряжений более высокого ранга. В этих условиях энергия может подниматься и опускаться соответственно по восходящему и нисходящему направлению векторов поля напряжений.

Основа исследований авторов – структурно-геодинамический анализ неустойчивого состояния геолого-геофизической среды, по методу, разработанному Н.Н. Сигачевой о

спиралевидно-скручивающем движении масс Земли, когда разномасштабные и разноуровневые пространственно-временные структуры возникают при несовпадении поступательного смещения масс Земли (твердых, жидких и газообразных) с ее вращением [5] (рис. 1).

Рис. 1. Модель спирально-вихревого механизма самоорганизации геологического пространства [5]

Структуры, в соответствии с их напряженно-деформированным состоянием, представляют собой вложенные друг в друга эллипсоидные сегменты, идентичные ранжированию геологической среды на подвижные блоки. Структуры такого типа встречаются повсеместно [6, 7] (рис. 2).

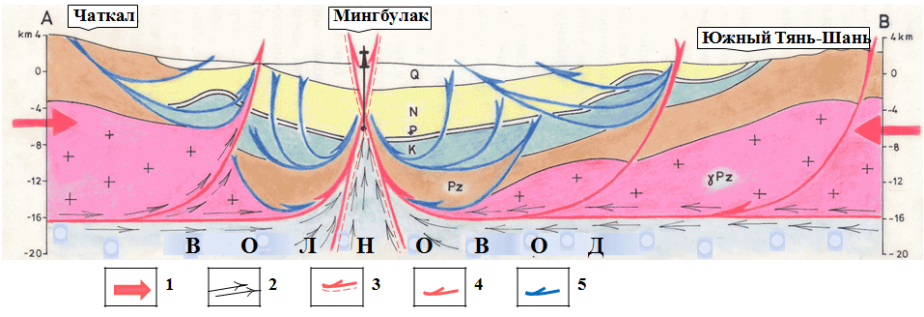


Рис. 2. Геолого-геодинамический разрез через Мингбулакское нефтяное месторождение (Ферганская впадина) 1 – направление регионального сжатия; 2 – направление миграции флюидов; Эллипсоидные разломы, ограничивающие: 3 – Чаткальский и Южно-Тянь-Шаньский сегменты, 4 – вложенные в них сегменты, 5 – пластины и блоки тектоно-гравитационного оседания [5, 6]

При интерпретации поля напряжений установлено, что отдельные территории Восточно-Европейской платформы приурочены к зонам перехода областей сжатия к областям растяжения, причем процессы сжатия и растяжения происходят одновременно. Наблюдающиеся иногда антитетические подвороты осей складок свидетельствуют о механизме вращения вокруг

вертикальной оси, что подтверждается исследованиями, проведенными на Калужской кольцевой структуре, Невском, Касимовском, Кущевском и других поднятиях.

При изучении строения Калужской кольцевой структуры было установлено, что сама структура находится под действием на нее главных векторов поля напряжений с глубины 180 и с высоты 120 км [8]. При таких условиях волна главного среднего напряжения закручивается по спирали, т.е. «вьюном». По мнению А.Т. Филиппова, такой тип волны представляет собой спиральный солитон [9]. В осадочном чехле, сдвиг горных масс приводит к образованию складок волочения, а в скважинах наблюдается неоднократное повторение разреза (рис. 3).

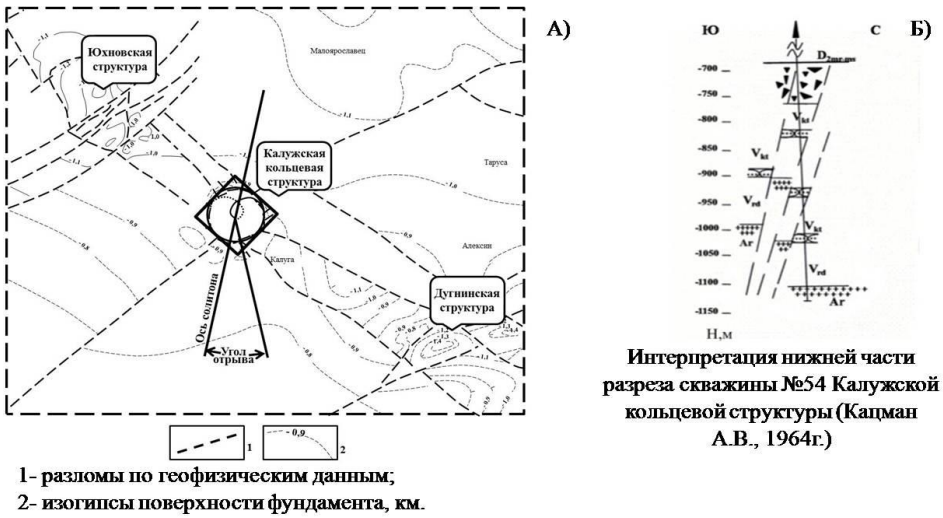


Рис. 3. Калужская кольцевая структура: А – Карта-схема расположения Калужской кольцевой структуры в Калужско-Бельской тектонической зоне, Б – Разрез скважины № 54 [8]

Неотвратимость многих изменений окружающей среды имеет строгую пространственно-событийную привязку, которая проявляется в виде различных геологических особенностей. При системном геологическом исследовании осадочных нефтегазоносных разрезов отдельных территорий было установлено, что углеводородонасыщенные разрезы представляют собой согласованные, соподчиненные толщи с иерархической структурой. Примером может служить Кущевская структура (Краснодарский край), см. рис. 4.

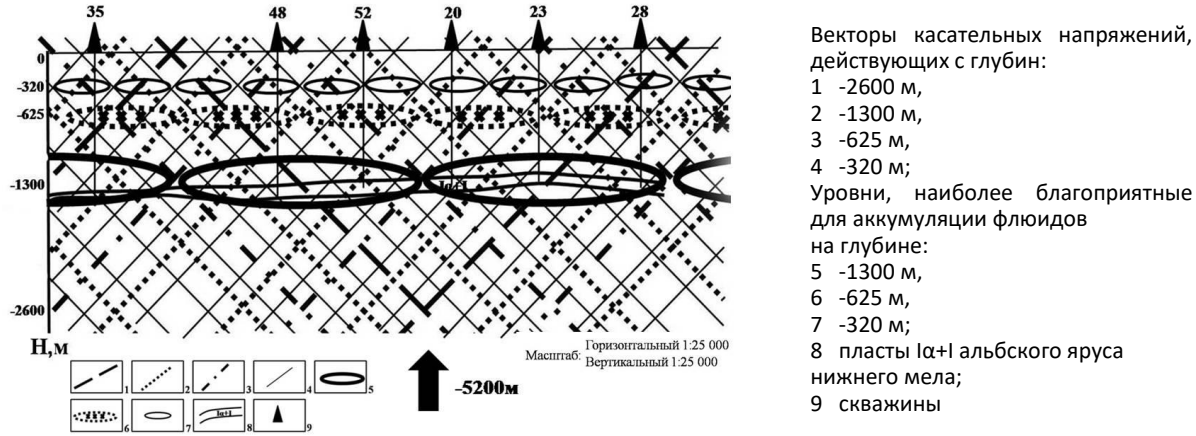


Рис. 4. Двумерная схематическая структура поля напряжений Кущевского поднятия (Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В., 2022)

Установленные закономерности формирования геологических структур в полях напряжений разных рангов позволяют установить взаимозависимость геологических структур, выявить динамику их связей, а также определить вероятные направления естественной миграции и прогнозировать скопления углеводородов. Учитывая возможность подземных утечек и межпластовых перетоков газа, вызванных природными факторами, модель деформированной многопорядково структурированной геологической среды в полях напряжений может использоваться для прогнозирования участков локализации флюидов в процессе разработки залежей и эксплуатации подземных хранилищ газа.

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. *Гусев Г.С., Межеловский Н.В., Гущин А.В.* и др. Тектонический кодекс России. М.: ГЕОКАРТ, ГЕОС, 2016. 240 с.

2. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Структурно-геодинамический метод выявления закономерностей геологического строения (на примере объектов нефтегазового комплекса). Естественные и технические науки. 2021. № 10(161). С. 131–139.

3. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В*. Формирование геологических структур с позиции нелинейной геодинамики // Научные перспективы XXI века. Достижения и перспективы нового столетия: XIII Международная научно-практическая конференция. № 6(13). Ч. 4. Новосибирск: Международный Научный Институт «Educatio», 2015. С. 24–29.

4. *Шипов Г.И.* Теория физического вакуума. М.: Наука, 1996. 450 с.

5. *Sigacheva N.N., Sheinkman A.L.* Spiral-twisting motion – a mechanism of self-organization of geological space // Comptes rendus of the XXI General Assembly of the International Union of Geodesy and Geophysics, Boulder, Colorado, USA, 2–14 July 1995. P. A393.

6. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.* Нефтегазоносность больших глубин с позиции ротационной тектоники (геодинамический аспект) // От эмпирического обобщения к научному прогнозу: к созданию методологии прогнозирования нефтегазоносности и количественной оценки ресурсного потенциала недр: Тез. докл. 8-х Кудрявцевских Чтений – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. М.: ЦГЭ, 2020. С. 5.

7. Ротационные процессы в геологии и физике / Отв. ред. Е.Е. Милановский. М.: КомКнига, 2007. 528 с.

8. *Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В*. Калужская кольцевая структура – результат самоорганизации геологического пространства // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. №1(11). С. 6. http://oilgasjournal.ru/vol_11/kazankova.html (Дата обращения 02.11.2022).

9. *Филиппов А.Т.* Многоликий солитон. М.: Наука, 1990. 288 с.

Особенности непрерывного развития Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом ротационного фактора

Соколова Н.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: sona@ipng.ru

Аннотация. Статья посвящена изучению развития Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом непрерывной геодинамики. Показаны современные процессы, связанные с вращением Земли вокруг своей оси и способствующие формированию в рассматриваемом регионе мощной зоны аккумуляции углеводородов. Новая информация позволит учитывать особенности современных процессов сноса и аккумуляции земного вещества при создании нефтегазовых технологий (адаптированных к природным процессам дегазации Земли, деградации вечной мерзлоты), а также методов сокращения естественных потерь нефти и газа.
Ключевые слова: непрерывная геодинамика, ротационный фактор, транзитный тальвег, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, дегазация Земли.

К настоящему времени накоплена уникальная обширная информация о развитии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в ходе геологического времени и о проявлении процессов дегазации Земли. Однако этой информации недостаточно для разработки современных прогрессивных технологий нового типа, способных оптимизировать нефтегазовый комплекс, улучшить состояние земель в условиях деградации многолетней мерзлоты, а также выявить дополнительные источники энергии.

Еще в 1959 г. в работе [1] отмечалось, что современные климатические условия способствуют интенсивной деградации вечной мерзлоты в Западной Сибири. Такой вывод подкреплялся целым рядом геоморфологических и геологических наблюдений.

Деградация вечной мерзлоты активизирует процессы сноса и аккумуляции земного вещества [2]. Это приводит к авариям и повреждениям нефтяной и газовой инфраструктуры. По статистике число таких аварий и повреждений на газо- и нефтепроводах в Западной Сибири с конца прошлого века значительно увеличилось [3].

Несмотря на правильные прогнозные данные и последующие многочисленные факты проявления негативных процессов (в том числе разрушений объектов нефтегазового комплекса), связанных с деградацией вечной мерзлоты, до сих пор не исследуются естественные потери углеводородов (УВ) в условиях непрерывной геодинамики, усиления уплотнения вещества к центру Земли и вращения ее вокруг своей оси. В настоящее время продолжает бытовать мнение, что Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция – это достаточно консервативное образование, она сформировалась сотни млн лет тому назад и современные природные изменения ее можно не учитывать. Изменения запасов УВ в режиме реального времени связываются в основном с антропогенным фактором. Такие представления оторваны от действительности.

Целью настоящей работы является отражение особенностей изменений процессов сноса и аккумуляции земного вещества в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции при вращении планеты вокруг своей оси, которые можно использовать для оптимизации развития нефтегазового комплекса.

На рис. 1 показаны дополнительные непрерывные спиральные движения данной провинции (на тысячи км в течение суток), наложенные на вращение нашей планеты вокруг Солнца. Такие дополнительные движения не могут не влиять на характер гидро- и литодинамических потоков разного ранга. В работе [2] отмечается, что с суточными и сезонными ритмами изменений тепла и света находятся в прямой зависимости изменения температуры грунтов, почв, водных бассейнов, воздуха и других объектов.

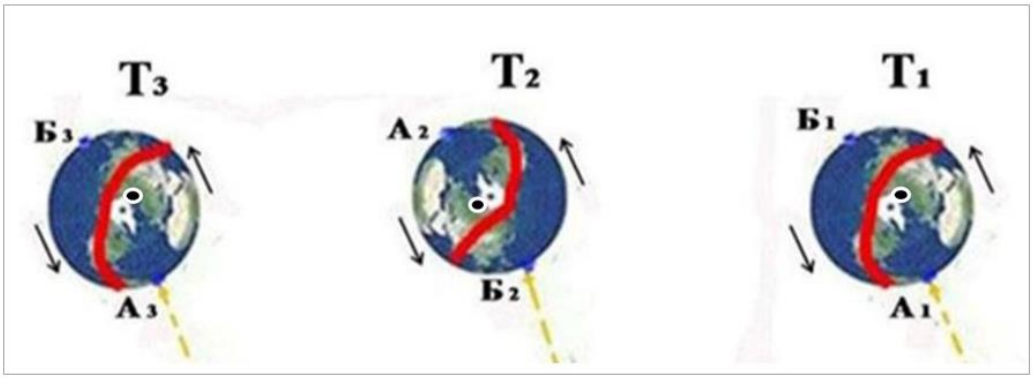


Рис. 1. Два противоположных режима развития Земли
$T_1 – T_2$ (в течение 12 часов) и $T_2 – T_3$ (следующие 12 часов) в ходе вращения Земли вокруг своей оси (вид сверху, направление вращения показано стрелками), с использованием данных [4–6].

Красная линия – граница между двумя самыми крупными на земной поверхности литодинамическими бассейнами (атлантическим и тихоокеанским); местоположения базисов денудации: $А_1$, $А_2$, $А_3$ (во впадине Пуэрто-Рико), $Б_1$, $Б_2$, $Б_3$ (в Марианской впадине) и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (см. внемасштабный знак – черный кружок)

В силу действия глобальных процессов усиления денудации и аккумуляции на земной поверхности по факту функционируют всего два литодинамических бассейна–воронки (атлантический и тихоокеанский), определяющие сферы влияния двух крупнейших узлов гидро- и литодинамических потоков на планете – во впадинах Пуэрто-Рико и Марианской (с местными базисами денудации -9218 м и -10863 м, соответственно). Данные узлы размещаются в зонах двух самых крупных притоков Течения Западных Ветров (ТЗВ), окаймляющего Антарктиду. Максимальная глубина действия отмеченной глобальной системы потоков до 11 км [4–6]. Рассматриваемая Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция развивается в атлантическом литодинамическом бассейне и зависит от динамики взаимодействия двух противоположных атлантического и тихоокеанского притоков ТЗВ (см. рис. 1).

Согласно [4] в течение суток прослеживаются два очень разных режима функционирования Земли. При первом режиме атлантический приток ТЗВ, который был наиболее сильным в 12 часов дня (по местному времени Пуэрто-Рико), начинает ослабевать, а тихоокеанский – усиливаться. И в 24 часа (по местному времени Пуэрто-Рико) атлантический приток становится самым слабым, а тихоокеанский – самым сильным. При втором режиме (после 24 часов) тихоокеанский приток начинает ослабевать, а атлантический – усиливаться.

Такая особенность развития глобальных процессов сноса и аккумуляции на земной поверхности влияет и на дренирование территории рассматриваемой провинции. Причем, исходя из глубин, на которых здесь открыты месторождения УВ, она целиком находится в зоне влияния крупнейших притоков ТЗВ.

Условия дренажа рассматриваемой провинции и ее соответствующей «проекции» (на земной поверхности) отличаются. Западно-Сибирская равнина в целом развивается как единая крупная внутриплатформенная впадина. Это отражает и расчлененный рельеф поверхности фундамента, наиболее пониженные участки которого приурочены к центральной части депрессии [2]. На земной поверхности развитие данной территории определяют (рис. 2) сфера действия узлов (1 и 2) транзитных тальвегов определенного ранга (в узле 1 соединяются реки Обь и Енисей) и фрактальная структура (область денудации), оконтуренная транзитными тальвегами в руслах рек Енисей, Иртыш, Обь (участок меридионального простирания) и связующих их притоков [4, 6, 7]. Внутри последней развивается бассейн Оби (с участком широтного простирания). Такие особенности рельефа центральной части Западной Сибири – глубокая депрессия на поверхности фундамента и проецируемая фрактальная положительная структура на земной поверхности – характерны для второго режима функционирования Земли, когда Евразия, Африка и Австралия оказываются в условиях сжатия с северо-востока на юго-запад.

Моделирование показывает, что при наличии двух глобальных режимов функционирования нашей планеты в течение суток территория Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеет свои местные особенности дренирования. В 12 часов дня по местному времени (для данной территории) здесь отмечается максимум притока вещества в недра (к центру депрессии) и на земной поверхности в реки Обь и Енисей (и минимум оттока из них). С 12 до 18 часов усиливается дренаж территории в сторону Атлантики (активизируются Енисей, участки Иртыша, Оби, имеющие западную составляющую движения вещества.

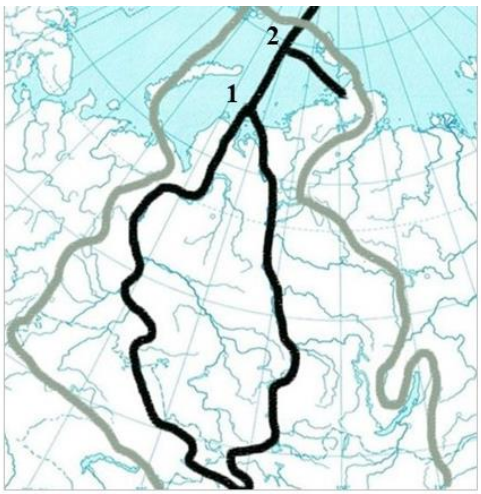


Рис. 2. Границы литодинамического бассейна (серые линии) на земной поверхности (сфера влияния узлов (1 и 2) транзитных тальвегов (черные линии), в пределах которого в недрах развивается Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (с использованием данных [4, 6, 7])

С 18 до 24 часов (при активизации тихоокеанского притока ТЗВ) усиливается дренаж в сторону котловины Северного Ледовитого океана (СЛО). С 0 до 6 часов утра активно развиваются процессы дилатансии и сброса вещества в сторону Тихого океана, усиливаются процессы дегазации Земли. С 6 часов утра до 12 часов дня осуществляется максимальный сброс земного вещества в Западно-Сибирский литодинамический бассейн (в том числе с севера на юг), при этом дренаж территории минимален. Именно процессы дегазации Земли и сброса земного вещества в депрессию (с 12 часов ночи до 12 часов дня) способствуют закачке земного вещества и формированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Одновременно процессы дренирования рассматриваемой территории (с 12 часов дня до 12 часов ночи) не способствуют накоплению УВ в ее пределах. Необходимо отметить, что результирующие направления дренажа на земной поверхности и глубоких горизонтах совпадают.

Согласно [6] атлантический приток ТЗВ сильнее, чем тихоокеанский. Эти данные и материалы космической съемки отражают четкие признаки современного ослабления гидро- и литодинамичеких потоков в котловину СЛО и усиление стока в Байдарацкую губу, которая развивается в системе активного дренажа в Атлантический океан. Это может негативно отразиться на депонирующей способности Западно-Сибирского литодинамического бассейна. Ситуацию усугубляют процессы деградации вечной мерзлоты. Поэтому необходимо сделать так, чтобы природные процессы дренирования рассматриваемой территории с 12 часов дня до 12 часов ночи не истощали бы здесь запасы УВ. Наряду с разработкой соответствующей нефтегазовой технологии целесообразно усилить отбор нефти и газа с 12 до 18 часов в северной части провинции, так как в этот период будет максимум естественных потерь УВ. Отбор нефти и газа пока не должен быть максимальным с 18 до 24 часов, в это время еще формируется депо УВ в котловине СЛО. Затем в другое время суток (с 6 часов утра до 12 часов дня) они идут уже оттуда в недра рассматриваемой провинции. Целесообразно оптимизировать добычу УВ-сырья при активизации процессов дегазации Земли (способствующих более активной деградации вечной мерзлоты), чтобы не допустить экологической катастрофы и возникновения очагов самовозгорания торфяников. Отмеченные выше технологические проблемы требуют отдельного более детального рассмотрения.

При вращении Земли вокруг своей оси меняются условия естественного дренажа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на разных горизонтах. Информацию о таких изменениях необходимо учитывать при разработке месторождений нефти и газа, создании новых нефтегазовых технологий, предупреждающих естественные потери УВ и возможные разрушения объектов нефтегазового комплекса.

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. *Земцов А.А.* Реликтовая мерзлота в Западно-Сибирской низменности // Ледниковый период на территории Европейской части СССР и Сибири: Сб. ст. / Под ред. К.К. Маркова, А.И. Попова. М.: Изд-во МГУ, 1959. С.331–334.

2. *Орлов В.И.* Динамическая география. М.: Научный мир, 2006. 594 с.

3. Добыча газа и нефти может пострадать из-за глобального потепления // НИУ ВШЭ. Новости. 2015. 5 декабря. https://www.hse.ru/news/188171760.html (Дата обращения 01.09.2022).

4. *Соколова Н.В.* Значение ротационного фактора в непрерывной геодинамике // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2022. № 6-1(69). С. 90–99. https://doi.org/10.24412/2500-1000-2022-6-1-90-99

5. Создана самая точная плоская карта Земли. Посмотрите на нее // Hi-Tech Mail.ru: Новости высоких технологий. 2021. 21 февраля. https://hi-tech.mail.ru/news/53064-sozdana-samaya-tochnaya-ploskaya-karta-zemli-posmotrite-na-nee/ (Дата обращения 11 мая 2022).

6. Атлас мира / Под ред. А.Н. Баранова. М.: Главное управление геодезии и картографии МВД СССР, 1954. 282 с.

7. Контурная карта России // ВикиФото. https://wikifoto.ru/ (Дата обращения 01.09.2022).

Результаты обработки данных сейсмологического мониторинга Южно-Мангышлакского региона нефтедобычи Западного Казахстана

Ковачев С.А.*, Крылов А.А.
Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН,
РФ, 117997, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 36
E-mail: *kovachev@ocean.ru

Аннотация. В 2009–2010 гг. Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН выполнял сейсмологический мониторинг в районе нефтегазовых месторождений Южного Мангышлака. Использовались автономные сейсмографы института океанологии РАН. За период с декабря 2010 г. по март 2011 г. приборами зарегистрированы многочисленные землетрясения с очагами в районе Восточного Кавказа, Ирана, Пакистана и Туркменистана. Зарегистрировано также сильное землетрясение техногенной природы с очагом в районе месторождения Тенгиз и его форшок. Кроме того определены координаты очагов и магнитуды микроземлетрясений, приуроченных к нефтегазовым месторождениям Южного Мангышлака.
Ключевые слова: Южный Мангышлак, сейсмологический мониторинг, техногенное землетрясение, микроземлетрясение.

Южный Мангышлак – один из важнейших регионов нефтедобычи Западного Казахстана. Здесь в юрско-меловых отложениях открыты и разрабатываются такие месторождения, как Узень, Жетыбай, Тенге, Тасбулат, Дунга и др. В рассматриваемой зоне до недавнего времени отсутствовали инструментально зарегистрированные сейсмические события, как тектонической (естественной) природы, так и техногенной, связанные с интенсивной откачкой нефти и газа. В конце 2010 г. – начале 2011 г. сейсмологический мониторинг Южно-Мангышлакского региона нефтедобычи Западного Казахстана проводился с помощью трех автономных сейсмических станций конструкции института океанологии (ИО) РАН. Описание аппаратуры и методики подготовки и установки приборов приводятся в [1–4]. Станции были установлены в районе Актау в трех точках. Их положение показано на рис. 1.

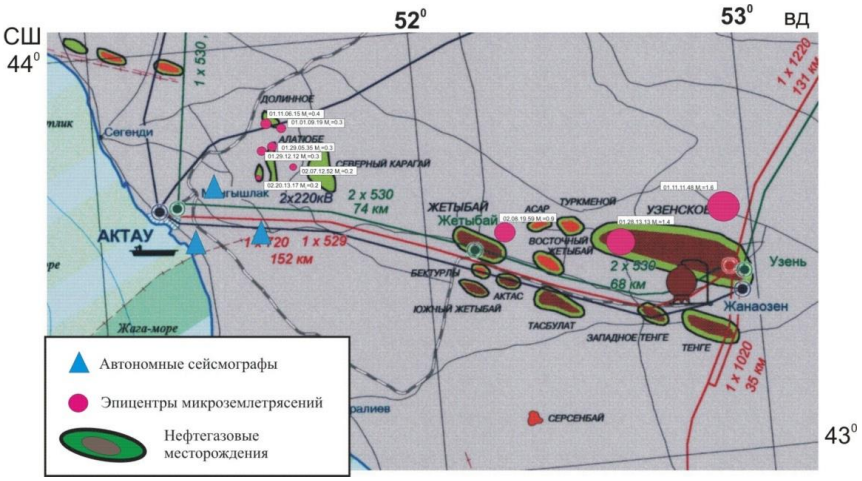


Рис. 1. Положение автономных сейсмических станций и эпицентров микроземлетрясений в районе Актау, полученное по данным сейсмологического мониторинга в период: декабрь 2010 г. – март 2011 г.

Анализ сейсмологической информации, полученной в результате этого эксперимента, сводился к поиску сигналов от землетрясений на фоне многочисленных помех автотранспорта, которые по целому ряду признаков близки к параметрам сигналов от реальных землетрясений (форма записи, частотный состав, амплитуда и др.).

В результате выполненного поиска за 75 суток записи удалось обнаружить сигналы от 55 землетрясений, диапазон магнитуд которых находился в пределах от 1 до 7 по шкале Рихтера, а диапазон эпицентральных расстояний от нескольких км до нескольких тысяч км. В частности, было зарегистрировано сильнейшее землетрясение эпицентром на территории Пакистана, произошедшее 18 января 2011 года с магнитудой $M_w = 7$.

Ощутимые землетрясения, как тектонической, так и техногенной природы в районах разработки нефтегазовых месторождений зачастую предваряются форшоками, т. е. более слабыми, чем основной толчок сейсмическими событиями, но взаимосвязанные с ним. Это подтверждает опыт сейсмологического мониторинга, проводившегося ИО РАН в районе Актау в декабре 2010 г. – марте 2011 г.

По данным сейсмологической службы Республики Казахстан 21 февраля 2011 года в 15 час. 3 мин. по времени Астаны (в 9 час. 3 мин. по GMT) на территории Западного Казахстана произошло землетрясение. Координаты эпицентра: 46,21 градуса северной широты 52,90 градуса восточной долготы (магнитуда 3,1, энергетический класс 8,3). Это землетрясение интересно тем, что произошло вблизи месторождения Тенгиз и имело, видимо, техногенную природу; землетрясения тектонической природы в этом районе не отмечались. Сейсмограмма этого сейсмического события, полученная сейсмической станцией ИО РАН, установленной в районе Актау, приводится на рис. 2.

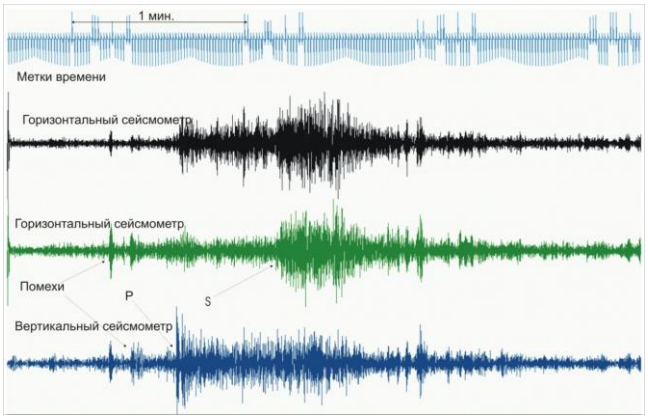


Рис. 2. Землетрясение с эпицентром в районе месторождения Тенгиз, зарегистрированное сейсмографом АСС-4, установленным вблизи Актау

До основного сейсмического толчка 21 февраля с эпицентром в районе месторождения Тенгиз на записях сейсмографов ИО РАН был обнаружен сейсмический сигнал, параметры которого (разность времен прихода поперечных и продольных волн, направление на источник, частотный состав и др.) близки к параметрам сигнала от вышеупомянутого техногенного землетрясения. Это сейсмическое событие имело магнитуду $M_L = 1{,}6$ (по данным ИО РАН). В бюллетенях ГС РАН и сейсмической службы Казахстана оно не указывается. Очень возможно, что обнаруженный сейсмический сигнал является форшоком ощутимого техногенного землетрясения 21 февраля с эпицентром в районе Тенгиза.

Приведенный пример показывает принципиальную возможность обнаружения предвестников сильных техногенных землетрясений в виде форшоков также и в районе месторождений Южного Мангышлака с помощью сейсмологического мониторинга.

За период наблюдений приборами были записаны также многочисленные землетрясения с эпицентрами в районе Восточного Кавказа, магнитудный диапазон которых находится в интервале от 2,8 до 4,5, но только часть из них вошла в оперативный бюллетень Геофизической службы РАН.

Поиск локальных землетрясений на записях автономных сейсмографов был весьма затруднен наличием интенсивных помех от автотранспорта и малыми величинами полезного сигнала. В результате тщательного анализа сейсмологической информации удалось обнаружить сигналы 9-ти слабых землетрясений, по времени совпадающие на всех трех приборах (пример сейсмограммы приводится на рис. 3). Их можно рассматривать, как местные землетрясения района Южного Мангышлака.

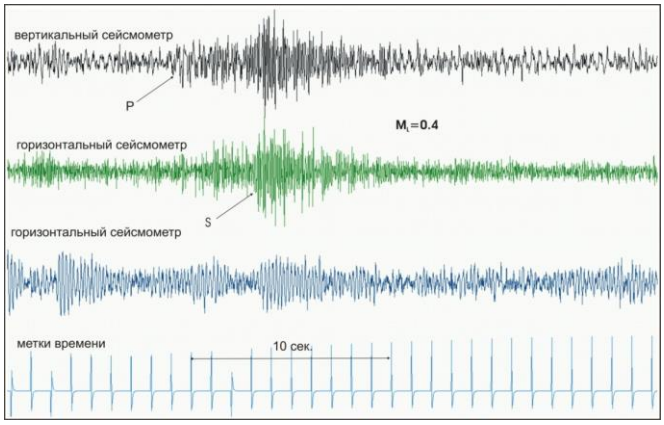


Рис. 3. Сейсмограмма микроземлетрясения, произошедшего 11 января 2011 г. в 06 час. 15 мин. по Гринвичу с магнитудой M_L = 0,4, полученная в точке ACC5

Для расчета магнитуд землетрясений было решено использовать длительность записи сигналов (τ). Эта методика была разработана Е. Бистричани [5] и широко используется в международной сейсмологической практике [6].

Коэффициенты соотношения между M_L и τ вида:

$M_L = 3{,}24\tau - 3{,}84$,

где τ – длительность коды сигнала землетрясения, т. е. время между приходом первого вступления продольной волны и время, когда амплитуда коды не более чем в 1,5 раз превышает амплитуду фонового сейсмического шума. Это соотношение было получено в результате серии экспериментов с донными сейсмографами в районе о. Крит в Эгейском море [4].

Коэффициенты полученного соотношения оказались весьма близкими к постоянным в соотношениях, полученных другими исследователями в различных районах мирового океана [7, 8].

Локальные магнитуды (M_L) всех 9 землетрясений Южного Мангышлака оказались относительно небольшими (0,2–1,6), при таких магнитудах эти землетрясения надо рассматривать как микроземлетрясения, они не могут ощущаться людьми и, тем более, вызвать какие-либо разрушения даже непосредственно над их очагами.

Координаты эпицентров, глубины очагов и магнитуды местных землетрясений определялись с помощью программы HYPO-71 [6].

Выводы. В результате сейсмологического мониторинга Южного Мангышлака, который проводился в 2010–2011 гг. с использованием 3 автономных сейсмографов ИО РАН, были получены сейсмические записи 55 землетрясений в широком магнитудном диапазоне (0,2–7) и в диапазоне эпицентральных расстояний от нескольких километров до нескольких тысяч километров.

Станциями зарегистрированы сигналы от достаточно сильного ощутимого землетрясения (M = 4,3) и его форшока (M = 1,6), произошедшего в районе месторождения Тенгиз и имевшего, по-видимому, техногенную природу.

Кроме того, на полученных записях за весь период регистрации, удалось обнаружить сигналы от 9 местных микроземлетрясений (M_L = 0,2–1,6), очаги которых приурочены к месторождениям Долинское, Алатюбе, Северный Карагай и Узенское (см. рис. 1). Возможно, отмеченная сейсмографами микросейсмическая активность связана с нефтедобычей на месторождениях Южного Мангышлака.

Работа выполнена по Государственному заданию № 0128-2021-0004 и при поддержке РФФИ (Грант № 18-05-01018).

Литература

1. *Ковачев С.А., Казьмин В.Г., Кузин И.П., Лобковский Л.И.* Новые данные о мантийной сейсмичности Среднего Каспия и их геологическая интерпретация // Геотектоника. 2009. № 3. С. 30–44.

2. *Ковачев С.А., Кузин И.П., Лобковский Л.И.* Морские сейсмологические наблюдения в районе Центральных Курил перед катастрофическими землетрясениями в ноябре 2006 г. (*M* = 8.3) и январе 2007 г. (*M* = 8.1) // Физика Земли. 2009. № 9. С. 48–65.

3. *Лобковский Л.И., Мерклин Л.Р., Ковачев С.А.* и др. Основные направления и предварительные результаты исследований на научно-исследовательском судне «Рифт» в Каспийском море (апрель–май 2006 г.) // Океанология. 2007. Т. 47, № 5. С. 795–800.

4. *Соловьев С.Л., Ферри М., Кузин И.П., Ковачев С.А.* Сейсмичность земной коры юго-восточной части Тирренского моря (по результатам совместных донных и наземных сейсмологических наблюдений) // Доклады АН СССР. 1989. Т. 305, № 6. С. 1339–1343.

5. *Biszrichany E.* A new method for determination of the magnitude earthquake // Geofizikai közlemények. 1958. Vol. 7, No. 2.

6. *Lee W.H.K., Lahr J.C.* HYPO-71 (Revised): A computer program for determing hypocenter, magnitude and first motion pattern of local earthquake: Open-File Report No. 75-311. Washington, DC: United States Geological Survey, 1975. 113 p. https://doi.org/10.3133/ofr75311

7. *Соловьев С.Л., Ковачев С.А.* Определение магнитуд микроземлетрясений по донным сейсмологическим наблюдениям // Физика Земли. 1996. № 5. С. 26–30.

8. *Soloviev S.L., Kovachev S.A.* On the determination of local magnitudes of near earthquakes from OBS observations // Acta Geophysica Polonica. 1994. Vol. XLII, No. 4. P. 273–280.

Оценка ресурсной базы месторождений нефти и газа

Баренбаум А.А.*, Шиловский А.П.**
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *azary@mail.ru, **ashilovsky08@gmail.com

Аннотация. В настоящее время выбор оптимальной схемы освоения нефтегазовых месторождений строится на оценке их углеводородного потенциала. Этот потенциал считают ограниченным, и в ходе эксплуатации месторождений он уменьшается. Открытие пополнения запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях, а также возможность перевода этих месторождений в режим «неиссякаемой» добычи углеводородов ставит пред разработчиками ряд новых задач. Главная из них – контроль углеводородного потенциала залежей нефти и газа месторождений и поддержания его на максимально высоком уровне. На основе фундаментальных научных открытий, сделанных российскими учеными на протяжении последних 40 лет, нами обсуждается система мер, повышающих эффективность эксплуатации месторождений нефти и газа в условиях восстановления запасов углеводородов при разработке.
Ключевые слова: углеводородный потенциал, пополнение запасов месторождений, биосферная концепция нефтегазообразования.

Существующая практика определения ресурсного потенциала месторождений нефти и газа постулирует неизменность, во всяком случае, в масштабе геологического времени, количества углеводородов в залежах. Это утверждение опирается на выводы органической гипотезы происхождения нефти и газа, согласно которым углеводородный потенциал нефтегазовых месторождений ограничен. Вместе с тем за последние десятилетия российскими учеными установлены многочисленные факты пополнения нефтегазовых залежей как в процессе разработки месторождений ([1–4] и др.), так и после завершения их эксплуатации [5].

Неоспоримым в настоящее время становится заключение российской науки [6], что углеводороды нефти и газа – это неуничтожимые полезные ископаемые нашей планеты, пополняемые в эксплуатируемых месторождениях. В основе этого вывода лежат работы отечественных ученых – геологов и нефтяников ([7–14] и др.), которые позволили решить вопрос происхождения нефти и газа, поставленный в геологии более 200 лет назад. Данное решение явилось следствием трех фундаментальных научных открытий, сделанных российскими учеными на протяжении последних 40 лет:

– Во-первых, открытия ранее неизвестного механохимического механизма образования углеводородов непосредственно в осадочной толще под действием естественных сейсмических и тектонических полей [9].

– Во-вторых, установление самого явления пополнения промышленных залежей углеводородов в ходе их эксплуатации [1].

– И, в-третьих, создания биосферной концепции нефтегазообразования [15], выявившей участие в процессах нефтегазообразовании биосферного цикла круговорота углерода через земную поверхность, который ранее не принимали во внимание ни геологи, ни климатологи.

На основании открытий российских ученых данная концепция обобщила известные органическую и минеральную гипотезу происхождения нефти и газа, обеспечив баланс круговоротов углерода, воды и кислорода в биосфере с учетом процессов нефтегазообразования в недрах и современной хозяйственной деятельности людей.

Биосферная концепция теоретически объяснила явление пополнения нефти и газа в эксплуатируемых месторождениях и установила характерное время этого процесса в 30–40 лет. Поэтому за время освоения месторождений нефти и газа, занимающего несколько десятков лет, углеводородный потенциал залежей в той или иной мере восстанавливается [16].

Из вышесказанного следует, что существующая практика оценки начальных, оперативных и/или остаточных запасов углеводородов в залежах, которая сегодня лежит в основе эффективной системы разработки нефтегазовых месторождений, оказывается неприемлемой, поскольку не учитывает восполнение углеводородов в залежах в процессе эксплуатации месторождений.

Важным следствием биосферной концепции является заключение, что на нефтегазовых месторождениях можно реализовать режим разработки, при котором отбор углеводородов компенсируется их естественным восполнением в эксплуатируемых залежах. В этом случае, подтвердившемся на практике, происходит постоянное восстановление углеводородного потенциала залежей нефти и газа, что позволяет превратить месторождения в «неиссякаемые» источники углеводородного сырья.

Очевидно, что такая эффективная ресурсосберегающая система разработки месторождений нефти и газа требует контроля текущих емкостных свойств залежей углеводородов с целью поддержания их при эксплуатации в равновесном состоянии. Реализация равновесного режима отбора углеводородов не возможна без соответствующего научного обоснования, которое для каждой залежи носит свой индивидуальный характер. Поэтому перед разработчиками будет стоять задача максимально интенсифицировать восстановление углеводородного потенциала залежей нефти и газа, превращая месторождения в «неиссякаемые» источники углеводородного сырья.

Новые взгляды на нефть и газ, как на «неуничтожимые» энергоносители, потребление которых не окажет существенного влияния на потепление климата планеты, очевидно, требуют серьезного анализа и пересмотра всей сложившейся сегодня в мире системы хозяйствования [17, 18]. Уже сегодня понятно, что при этом должны обязательно соблюдаться определенные условия, а именно:

– строгий контроль технологий разработки месторождений методами гидроразрыва пласта, с целью максимального сохранения естественных ловушек нефти и газа;

– извлечение из недр углеводородов в количестве, не превышающем объемов их поступления в залежи;

– продуманную логистику, при которой углеводороды потребляются в пределах тех же гидрологических (нефтегазоносных) бассейнов, где добываются. Следует стремиться, что бы производимый при этом объем CO_2 в максимально полном объеме возвращать в недра.

Практика транспортировки нефти и газа за тысячи километров от мест добычи уже сегодня привела к смещению основных скоплений углеводородов на шельф Мирового океана [16], где они отлагаются главным образом в виде аквамаринных газогидратов, порождая новые проблемы.

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), 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. *Соколов Б.А., Гусева А.Н.* О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1993. № 3. С. 48–56.

2. *Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М.* Влияние флюидного режима кристаллического фундамента Татарского свода на регенерацию запасов Ромашкинского месторождения // Новые идеи в науках о Земле: Тез. докл. IV Международной конференции. М.: МГГА, 1999. Т. 1. С. 264.

3. *Смирнова М.Н*. Возможность современного формирования залежей нефти и газа // Новые идеи в науках о Земле: Тез. докл. IV Международной конференции. М.: МГГА 1999. Т. 1. С. 272.

4. *Аширов К.Б, Боргест Т.М., Карев А.Л.* Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского НЦ РАН. 2000. Т. 2, № 1. С. 166–173.

5. *Муслимов Р.Х., Глумов Н.Ф., Плотникова И.Н*. и др. Нефтегазовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа. 2004. № S. С. 43–49.

6. *Баренбаум А.А.* Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 4. С.34-39. https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.34-39

7. *Молчанов В.И.* Опыты по синтезу углеводородов при тонком измельчении минеральных веществ в воде // Доклады АН СССР. 1967. Т. 174, № 5. С. 1185–1187.

8. *Молчанов В.И., Павлов А.Л., Гонцов А.А.* Экспериментальные исследования образования углеводородов из твердого органического вещества // Доклады АН СССР. 1969. Т.189, № 2. С. 397–399.

9. *Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И.* Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры: Диплом на открытие № 326. Приоритет открытия – 21.апреля 1982 г. Заявка № ОТ-10572 от 21.04.1982 // Открытия, изобретения. 1987. Бюл. № 35. С. 3.

10. *Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И., Кузнецов О.Л.* Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск: Наука, 1985. 224 с.

11. *Черский Н.В., Царев В.П.* Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры // Доклады АН СССР. 1984. Т. 279, № 3. С. 730–735.

12. *Черский Н.В., Мельников В.П., Царев В.П.* Явление генерации углеводородов из предельно окисленных соединений углерода и воды // Доклады АН СССР. 1986. Т. 288, № 1. С. 201–204.

13. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А.* и др. Природный геосинтез углеводородов и его следствия // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Доклады IV Международного научного симпозиума. М: ВНИИнефть, 2013. Т. 2. С. 130–135.

14. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А.* и др. Геосинтез в проблеме происхождения нефти и газа // Передовые технологии разработки, повышения нефтеотдачи месторождений и исследования скважин (отечественный и мировой опыт): Труды VIII Международного технологического симпозиума. М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2013. С. 43–46.

15. *Баренбаум А.А.* Решение проблемы нефти и газа на основе биосферной концепции нефтегазообразования // Уральский геологический журнал. 2013. №2(92). С. 3–27.

16. *Баренбаум А.А., Шиловский А.П., Шиловская Т.И.* Современное нефтегазообразование // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. Материалы Международной научной конференции. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2006. С. 34–38.

17. *Мартынов В., Кучеров В., Бессель В., Лопатин А.* Неорганический синтез нефти как фактор устойчивого развития глобальной энергетики// Энергетическая политика. 2022. № 1(167). С. 20–29. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_1167_20

18. Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н.А. Иванова. М.; СПб.: Нестор-История, 2019. 540 с.

СЕКЦИЯ:
Водород как альтернативный вид энергетического сырья

Водород в газах подземных вод Северо-Востока России: особенности распространения и перспективы открытия его скоплений

Глотов В.Е.*, Глотова Л.П.**
Северо-Восточный комплексный научно-исследовательский институт
Дальневосточного отделения РАН, РФ, 685000, г. Магадан, ул. Портовая, д. 16
E-mail: *geoecol@neisri.ru; **glotova@neisri.ru

Аннотация. В докладе представлены данные о распространении водорода в азотных термальных источниках и в осадочном чехле нефтегазоносных бассейнов с целью предварительной оценки перспектив возможного выявления его месторождений в земных недрах на Северо-Востоке России. Для сравнительной оценки приведены сведения о газах термальных источников Монголии и Восточной Камчатки. Показано, что содержание водорода в подземных водах более 0,1% объемн. случаются редко. Наибольшие значения водорода отмечены в скважинах Анадырского и Западно-Камчатского осадочных бассейнов – до 47,18% объемн. Концентрация водорода не коррелируется с компонентами газовой смеси и химического состава воды. С учетом высокой миграционной активности водорода сделан вывод, что водород постоянно поступает в подземные воды из локализованных источников. Характерно, что этими скважинами вскрыт осадочный чехол, сложенный терригенными мезо-кайнозойскими отложениями, переслаивающимися с пластами основных и ультраосновных вулканитов (базальтов, долеритов), которые играют роль газоупорных покрышек. Следовательно, бассейны, осадочные чехлы которых включают пласты вулканитов, перспективны для сохранения значительных скоплений водорода.
Ключевые слова: Северо-Восток России, водород, нефтегазоносные бассейны, осадочный чехол, вулканиты, выявление скоплений.

В географическом отношении Северо-Восток России является полуостровом, омываемым морями Северного Ледовитого и Тихого океанов. На его площади, составляющей около 1,5 млн км^2, представлены Охотский и Омолонский кратонные террейны и орогенные области: мезозойские – Охотско-Корякский, Яно-Колымский, Олойско-Чукотский; раннемеловой Корякский и кайнозойские – Сахалино-Камчатский и Восточный районы Камчатки. Развиты коллизионные плутонические пояса – Колымский и Чукотский; наложенные надсубдукционные магматические покровы Охотско-Чукотского и Олойского вулкано-плутонических поясов (поздняя юра, ранний мел) – Корякско-Камчатский (олигоцен-миоцен) и Восточно-Камчатский (плейстоцен, голоцен). Проявлены магматические покровы трансформных континентальных окраин: Охотско-Чукотский (поздний мел – палеоцен), Корякско-Камчатский (палеоцен – средний эоцен) [1].

Цель работы – выявить признаки возможного наличия в недрах региона промышленных скоплений водорода.

Для достижения цели были изучены газы термальных источников Охотско-Чукотского вулкано-плутонического пояса – всего 20 проявлений с температурой воды до 92 °С. На остальной площади региона термальные источники не выявлены. Вода в источниках хлоридная гидрокарбонатно-хлоридная натриево-кальциевая, минерализация от 1–5 до 34,3 г/дм^3. В единичных источниках вода гидрокарбонатная или сульфатно-гидрокарбонатная натриевая,

кальциево-натриевая. В составе свободно выделяющегося и растворенного газа преобладает азот (до 100% объемн.), в виде примесей содержится CO_2 и CH_4. Содержание водорода 0,01% объемн. и менее [2]. Для сравнительной оценки отметим, что на камчатских термальных полях в газопаровых смесях с температурой более 96 °С водород часто отсутствует или его содержание не превышает 0,1% объемн. Он обнаруживается только на локальных участках термальных полей. Так, в Кошелевских парогидротермах только в 3-х пробах из 10-ти на западном участке Нижнекошелевского поля содержание водорода превышало 0,5% объемн., достигая 3,54% объемн. [3]. При этом каких-либо корреляционных связей с содержанием других газов или с компонентами химического состава воды не усматривалось.

Для выявления генезиса водорода в термальных источниках приведем сведения по центральной Монголии, геологическое строение которой, в определенной степени, сходно с Северо-Востоком России. По данным многолетних режимных наблюдений, на участках проявлений азотных источников выявлено, что только в одном из них (Шаргалжуут), имеющим температуру 92 °С, в единственной точке термального поля содержание водорода в выделяющемся газе составило 37,49% объемн. В остальных точках водород отсутствовал [4]. Корреляционных связей содержания водорода с другими компонентами газовой смеси не выявлено.

Данные о составе свободно выделяющегося газа в незамерзающих источниках Момо-Зырянской впадины (междуречье верховьев рек Колыма и Индигирка) показывают, что только в одном из 11 опробованных источников содержание водорода составило 0,44% объемн. В этой пробе содержание метана 72,15% объемн. [5]. В других водоисточниках содержание водорода чаще всего меньше чувствительности анализа.

В наиболее изученных осадочных бассейнах (ОБ) с доказанной нефтегазоносностью на Северо-Востоке России из большинства проб газа, отобранных при испытаниях вскрытых газовых объектов, обращают на себя внимание единичные случаи аномально высоких (более 1% объемн.) содержаний водорода. Данные приведены в табл. 1.

Таблица 1

Состав газа из осадочного чехла Анадырского и Западно-Камчатского ОБ (данные Анадырской и Камчатской нефтеразведочных экспедиций)

Структура, интервал опробования, состав пород	Содержание компонентов газовой пробы, % объемн.						
	H_2	N_2	CO_2	CH_n	C_nH_{2n+2}	He	Ac
Анадырский ОБ, Западно-озерная площадь, скв. 15, 2778–2810 м; катаклаз аргиллиты K_2	3,708	7,625	1,48	78,38	4,2	0,015	0,06
Там же, Собольковская площадь, скв. 5, 1842–1828 м; песчаники, алевролиты N_2	1,42	19,2	0,35	68,66	5,8	н/об.	н/об.
Там же, Профильная площадь, скв. 8, 455–471 м; перемятые аргиллиты Pg_{2-3}	3,04	12,8	0,19	71,16	н/об.	н/опр.	н/опр.
Там же; скв 8; 1043–1085 м; аргиллиты, песчаники; K_2	7,25	22,68	0,6	69,43	н/об.	н/опр.	н/опр.
Западно-Камчатский ОБ, Троянская площадь, скв. 1, 1688–1696 м; песчаники, алевролиты; K_2	47,18	49,3	3,5	0,02	-	-	-
Там же, Верхне-Низкон площадь, ИП-2, 774–760 м; N_1	6,6	16,2	0	77,09	0,1	-	-

Примечания: н/об. – не обнаружен; н/опр. – не определялось

Обратим внимание, что все повышенные содержания водорода связаны с пластами долеритов или базальтов. Участие вулканогенных образований в сложении осадочного чехла показано ранее В.В. Ивановым [6].

В совокупности изложенные данные позволяют обоснованно предположить, что в недрах вулканогенных покровов и подстилающих их террейнах нет скоплений водорода, поэтому он отсутствует в газах, растворенных в воде термальных источников. Исключение составляют термальные поля современных вулканических построек, однако существование скоплений водорода в области современного вулканизма нуждается в дополнительных исследованиях.

Вместе с тем, в осадочных бассейнах есть условия для формирования ловушек водорода под вулканогенными покровами, что показывают редкие пробы газа, отобранные при испытаниях скважин. Следовательно, ранее считавшееся негативным для оценки нефтегазоносности широкое распространение вулканогенных слоев в составе осадочного чехла ОБ реально может служить показателем возможной перспективности на залежи водорода.

Литература

1. Геодинамика, магматизм и металлогения Востока России: В 2 кн. / Под. ред. А.И. Ханчука. Владивосток: Дальнаука, 2006. Кн. 1. 572 с.

2. Гидрогеология СССР. Т. 26. Северо-Восток СССР / Под ред. О.Н. Толстихина. М.: Недра, 1972. 297 с.

3. *Вакин Е.А., Декусар З.Б., Сережников А.И., Спиченкова М.В.* Гидротермы Кошелевского вулканогенного массива // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки: Сб. ст. / Отв. ред. В.М. Сугробов. М.: Недра, 1976. С. 58–86.

4. *Писарский Б. И., Ганчимэг Д.* Газовый состав подземных минеральных вод Монголии. Иркутск: Ин-т земной коры СО РАН, 2007. 106 с.

5. *Косолапов А.И. Мокшанцев К.Б., Черский Н.В.* Перспективы Момо-Зырянской впадины и Приморского прогиба на нефть и газ // Материалы Всесоюзного совещания по оценке нефтегазоносности восточной части территории Якутии. М.: Недра, 1968. С. 301–307.

6. *Иванов В.В.* Осадочные бассейны Северо-Востока Азии (сравнительный нефтегазогеологический анализ). М.: Наука, 1985. 198 с.

Зоны дегазации природного водорода на востоке Сибирской платформы

Исаев В.П.[1]*, Пастухов Н.П.[2]**
1 – Иркутский государственный университет, РФ, 664003 г. Иркутск, ул. Карла Маркса, д. 1
2 – ООО ПГК «Сибгеоком», РФ, 664082, г. Иркутск, Университетский мкр., д. 83, оф. 115
E-mail: *sibgeo@sibanalyt.ru, **sibgeo@sibanalyt.ru

Аннотация: Проведение в восточной части Сибирской платформы геохимических исследований показало наличие зон дегазации природного водорода, которые повсеместно фиксируются в осадочном чехле и кристаллическом фундаменте. Масштабы и интенсивность глубинных флюидных потоков, включая природный водород, соизмеримо с дебитами природных газов на нефтегазовых месторождениях. Но в отличие от последних, природный водород является возобновляемым источником энергоресурсов, запасы которого в недрах Земли неисчерпаемы. В результате многолетних исследований различных типов газов на Сибирской платформе выделены зоны глубинной дегазации водорода в активных тектонических структурах: Байкальская рифтовая зона, Предпатомский и Предверхоянский прогибы и др. К потенциально перспективным районам отнесены окраинные зоны и потенциально возможные территории распространения траппов и кимберлитовых полей. Выполнена прогнозная оценка масштабов и интенсивности дегазации природного водорода в различных структурно-тектонических условиях востока Сибирской платформы.
Ключевые слова: зоны дегазации, природный водород, поиск и разведка водорода.

В связи со снижением спроса на углеводородное сырье и стремлением крупных экономик мира выйти на нулевой глобальный уровень выброса парниковых газов к 2050 году согласно Парижскому соглашению по климату в настоящее время все больше развитых стран стремятся к использованию экологически чистого водородного топлива как в промышленности, так и в энергетике.

Россия также стремится поучаствовать в создании зарождающегося водородного рынка. Премьер-министр России Михаил Мишустин 22 октября 2020 г. утвердил план мероприятий по развитию водородной энергетики в РФ до 2024 года, даны указания по разработке концепции развития водородной энергетики и подготовке предложений по стимулированию водородных проектов и технологий.

По результатам наземных и скважинных геохимических исследований, проводимых в восточной части Сибирской платформы установлено непрерывное и обильное «газовое дыхание» недр Земли. Потенциал природного, или как его называют «белого», водорода в недрах Земли до настоящего времени не оценивался в достаточной степени из-за представлений о распространении в природе в низких концентрациях, в следствие чего до недавнего времени не привлекал внимание широкого круга исследователей.

Прецедент обнаружения природного водорода отмечен в районе поселка Боуракебоугоу в Республике Мали, где в ходе бурения гидрогеологической скважины случайно открыли скопление природного водорода. Производственными изысканиями занялась канадская компания «Hydroma» (ранее «Petroma»). Газ, добываемый из этой скважины, почти на 96% состоит из водорода, что позволило прямо на месте наладить его сжигание в газовой турбине и тем самым организовать выработку электричества для небольшого поселения. В ходе работ в 2017–2019 гг. завершено

строительство 24 скважин с общим метражем бурения 6953 м. По результатам работ на глубинах от 30–135 м до 1125–1500 м идентифицировано пять крупных продуктивных резервуаров с водородом, приуроченных к карбонатным коллекторам, перекрытых долеритовыми толщами [1].

Проведение в течение 50 лет на территории Сибирской платформы геолого-геохимических исследований для поисков нефти и газа показало наличие потоков природного водорода в различных регионах, которые повсеместно фиксируются в осадочном чехле и кристаллических породах в свободном, растворенном и сорбированном видах. Масштабы и интенсивность глубинных флюидных потоков, включая природный водород, составляет десятки и более тысяч кубических метров в сутки. Так дебит водорода в кимберлитовой трубке «Удачная» (скв. 42, глубина 366 м, содержание $H_2 \sim 50\%$) достигал 100 тыс. $м^3$/сут, что соизмеримо с дебитами природных газов на некоторых месторождениях. В отличие от последних природный водород является возобновляемым источником энергоресурсов, запасы которого в недрах Земли неисчерпаемы.

Для обнаружения и изучения водородоносности недр на Сибирской платформе наиболее эффективными являются прямые геохимические методы, которые в комплексе с геофизическими исследованиями хорошо зарекомендовали себя при прогнозе и оценке нефтегазоносности и открытии нефтегазовых месторождений в сложных геологических и климатических условиях Восточной Сибири.

В результате обработки архивных и современных результатов геохимических проб различных газов в пределах восточной части Сибирской платформы выделены зоны глубинной дегазации природного водорода с разной степенью перспективности:

– перспективные (Байкальская рифтовая зона (БРЗ), южное Приангарье, Предпатомский и Предверхоянский прогибы и др.);

– потенциально перспективные (рифтовые зоны платформы);

– потенциально возможные (зоны распространения траппов, кимберлитовых трубок и др.).

С целью оценки ресурсов природного водорода в очагах дегазации и скоплениях в подземных резервуарах на примере юга Сибирской платформы произведен ориентировочный расчет масштабов и интенсивности дегазации природного водорода. Так на территории БРЗ наблюдается интенсивная дегазация глубинных флюидов, в том числе водорода, приуроченная к зонам активных глубинных разломов – Главного Саянского и Южно-Байкальского и их пересечениям [2]. Наиболее изученной в этом отношении является территория Усть-Селенгинской депрессии, расположенная на восточном берегу оз. Байкал и выбранная в качестве эталонного объекта. Перспективными для обнаружения водорода являются межгорные впадины «байкальского» типа, расположенные на территории Бурятии – Баргузинская, Гусиноозерская, Еравнинская и др. Активные водородные потоки также обнаружены в южном Прибайкалье – в Муринско-Выдринской и Тункинской впадинах, а также на многих участках в акватории оз. Байкал, наиболее интенсивный из которых находится в районе м. Нижнее Изголовье п-ова Святой Нос [3]. Так, на участке водной поверхности площадью 5–6 $м^2$ за час ориентировочно выделяется около 20,0 $м^3$ водорода (при среднем содержании H_2 – 40 %об.), что в сутки составляет 480 $м^3$.

Первоочередными задачами при оценке водородоносности недр востока Сибирской платформы являются:

– районирование территории по перспективам водородоносности, масштабам и интенсивности водородной дегазации недр;

– создание опытного полигона по изучению и мониторингу водородной дегазации недр, оценки масштабов и интенсивности разгрузки природного водорода;

– проведение полевых натурных геохимических исследований на перспективных для обнаружения природного водорода территориях;

– разработка методики поисков и разведки глубинных потоков и резервуаров (коллекторов) природного водорода на примере активных и перспективных в отношении водородонасыщенности тектонических зон;

– физико-химическое моделирование взаимодействия потоков глубинных флюидов с природным водородом, пластовыми водами, породами и газами литосферы;

– разработка поисковых критериев обнаружения глубинных водородных потоков и их диагностика комплексом геофизических и геохимических методов;

– поисковое и разведочное бурение в пределах водородоносного объекта с пробной добычей природного водорода;

– разработка программы по утилизации природного водорода и строительству пилотного завода по производству, хранению и транспортировке водорода и использованию в различных отраслях промышленности и транспорта.

По материалам зарубежных компаний в последние годы интерес к поискам природного водорода резко возрос. Активно проводятся научные и методические исследования в США, Канаде, Франции, Бразилии, Австралии. Планируются поисковые работы по обнаружению природного водорода в Южной Корее, Китае, Монголии, Малайзии и на Ближнем Востоке. Опытно-промышленная добыча природного водорода производится в республике Мали, Бразилии и США.

В России пока все усилия направлены на производство «зеленого» водорода и практически не рассматривается тема поисков и разведки природного, ископаемого водорода, ресурсы которого в недрах России неисчерпаемы.

Литература

1. Our history // Hydroma. https://hydroma.ca/about-us-our-history/ (Дата обращения 02.11.2022).

2. *Исаев В.П.* Перспективы нефтегазоносности межгорных впадин Бурятии. Новосибирск: Академическое изд-во «ГЕО», 2016. 163 с.

3. *Iakovlev D. V., Isaev V. P., Petrov V.V.* et al. Hydrogen-carbon dioxide anomaly within the boundaries of the “Holy Nose” ring ice structure formation (Svyatoy Nos Peninsula) // Limnology and Freshwater Biology. 2020. No. 4. P. 847–848. https://doi.org/10.31951/2658-3518-2020-A-4-847

Воронежская антеклиза – пилотный полигон геологической парадигмы водородной энергетики России

Симонов А.П.
Научно-техническая автономная некоммерческая организация
«Центр водородных энергетических технологий» (НТ АНО «ЦВЭТ»),
РФ, 127018, г. Москва, 3-й проезд Марьиной Рощи, д. 40, корп. 6, стр. 1
E-mail: aps12@inbox.ru

Аннотация. Центральное Черноземье в пределах Воронежской антеклизы является классическим регионом развития циркумментов – кольцевых структур, выделяющихся в рельефе внешним кольцевым валом, довольно крутым внутренним склоном и плоским днищем. Циркумменты, как природные объекты, характеризуются рядом особенностей строения и развития, которые не были известны до недавнего времени. Они отличаются высокой скоростью формирования; повышенными концентрациями самородных, благородных, редких и редкоземельных элементов; ураганными концентрациями радона и водорода в подпочвенном воздухе по сравнению с фоном; уникальными подводящими низкоскоростными каналами с глубины 15–17 км и более. Для поисков и оценки перспектив циркумментов на природный водород предлагается комплекс сравнительно недорогих, маневренных, экологически безопасных методов исследований. Работы выполняются в определенной, взаимно дополняющей последовательности.
Ключевые слова: Центральное Черноземье, Воронежская антеклиза, кольцевые структуры, циркумменты, каналы дегазации, радон, водород, поиски и оценка, комплекс исследований.

В различных физико-географических условиях территории России выделяются кольцевые формы рельефа, имеющие самые разные названия: степные блюдца, колки, осиновые и березовые кусты, яруги, поды, западины, воронки и др. В научной литературе для них предложено название «циркумменты» (от латинского «circum - вокруг, кругом, и «mentum» – возвышать, выделять) [1]. Название наиболее точно отражает главные морфологические особенности строения циркумментов: наличие внешнего кольцевого вала, пологого внутреннего склона и плоского днища.

Диаметр циркумментов – от первых десятков метров до первых километров, угол склона – не более 2-3º, глубина днища – первые метры (редко до 6-10 м, в отдельных случаях – до 25 м). Особенностью днища является кольцевое зональное распределение кислотно-щелочного (pH) и окислительно-восстановительного (Eh) потенциалов почвы. Следствием является аналогичное кольцевое зональное распределение растительности, среди которой доминируют хвощи – представители наиболее древних и неприхотливых растений. Различают сухие и заболоченные циркумменты, погруженные участки последних обычно заняты круглыми озерами.

Воронежская антеклиза в центральном черноземном районе России является классическим регионом развития циркумментов [1]. О происхождении циркумментов выдвигались самые разные гипотезы, однако ни одна из них не является общепризнанной. Эти гипотезы подразделяются на три группы: экзогенные, эндогенные и импактные. Соответственно, главным процессом формирования циркумментов в первой из них считается суффозия (от лат. suffosio – вымывание) – вынос мелких частиц почвы с последующим ее проседанием; во второй – эксгаляция (от лат. exhalation – выдох) – преобразование почв восходящими глубинными флюидами; в третьей – ударный метаморфизм (от лат. impaction – столкновение, шок) – ударное воздействие на земную поверхность в результате высокоскоростного падения на Землю метеоритов.

Начиная с классической работы В.В. Докучаева, причиной формирования циркумментов считаются экзогенные факторы (суффозионные и просадочные явления, карст, оттаивание погребенных льдов прошлых ледниковых эпох и др.), «но при инициации эндогенными силами на поднятиях разного ранга» [1]. Эти структуры «воспользовались, и до сих пор довольствуются,

теми, уже готовыми, блюдцами, ложбинками и западинами, которые остались после ледника, и только больше заболотили их» [2].

Эксгаляционное происхождение циркумментов связывается с воздействием на породы фундамента и осадочного чехла глубинных энергогенерирующих очагов [3] или эндогенного водорода [4–6].

Свидетельством импактного происхождения циркумментов считается наличие в разрезах четвертичных отложений «вулканических пеплов» и элементов-индикаторов, характерных для метеоритов (иридий, осмий, рений, платина, золото, никель, сера, фосфор и др.) [7].

В условиях перехода мировой цивилизации к водородной энергетике особый интерес представляют результаты исследований циркумментов методами радонометрии [1, 8] микросейсмического зондирования [9] и водородометрии [4, 5, 10].

Средние значения объемной активности радона в циркумментах Воронежской и Липецкой областей обнаруживают отчетливую зональность распределения на различных их геоморфологических элементах: на плоском днище – 642, на склоне кольцевого вала – 1 578, на кольцевом валу – 2 025 Бк/м^3 [11].

Для сравнения, согласно нормам радиационной безопасности для РФ (НРБ-99/2009) предельно допустимое значение эквивалентной равновесной объемной активности для эксплуатируемых жилых зданий составляет 200 Бк/м^3, для проектируемых – 100 Бк/м^3.

При этом среднее значение мощности эквивалентной дозы гамма-излучения на открытой местности территории Воронежской области в июне 2022 года регистрировалось на уровне среднемноголетних значений – 0,12 мк Зв/ч, в городском округе Воронежа – 0,10 мк Зв/ч [12].

Аналогичным образом, радиационный фон в августе 2019 года на территории Липецкой области полностью соответствовал средним многолетним значениям и составлял 10–12 мкР/час, на территории Липецка – в пределах 7-13 мкР/час [13].

Несмотря на столь очевидные проявления потоков глубинного вещества и энергии в циркумментах, они рассматривались как исключительно экзогенные просадочные образования, «но при инициации эндогенными силами на поднятиях разного ранга», возникающих в зонах сочленения крупных блоков земной коры «как центры дислокаций в очаговых разуплотнениях над растущими поднятиями» [1].

Возможность использования в интернете высокоразрешающих космических снимков Google Earth Pro позволила В.Н. Ларину в начале 90-х гг. открыть ранее неизвестное явление дегазации водорода в центральном черноземном районе Русской плиты [4]. В основе открытия и дистанционного метода поиска проявлений водородной дегазации лежит представление о разрушающем воздействии на органоминеральный состав горных пород и почвенно-растительного слоя потоков молекулярного водорода, дегазирующего из земных недр [6].

К настоящему времени проявления водородной дегазации, дешифрируемые по космическим снимкам, широко известны в Северной Африке, Бразилии, Австралии и Европе. В Республике Мали (Северная Африка) открыто первое в мире месторождение природного водорода [14]. В циркумментах Бразилии проводится комплексный мониторинг дегазации природного водорода [15]. В Австралии районы плотной концентрации циркумментов являются объектами лицензирования с целью поисков и разведки природного водорода [16]. В Европе циркумменты являются объектами разработки первой в мире комплексной методики поисков природного водорода [17].

В обзорной статье Н.В. Ларина и др. [5] приведены результаты исследований циркумментов методами микросейсмического зондирования и водородометрии на территории Московской, Липецкой и Воронежской областей. Наиболее изученными этими методами являются циркумменты озер Мокрое и Подовое в окрестностях г. Борисоглебска Воронежской области. Толщина юрско-меловых терригенных и девонских карбонатных отложений в районе циркумментов составляет около 400 м. Фундамент представлен архейско-протерозойскими кристаллическими сланцами, насыщенных интрузиями гранитов, перидотитов, серпентинитов, габбро [18] (рис. 1).

Максимальные измеренные концентрации водорода в подпочвенном воздухе циркумментов достигали 1 800-2 000 ppm (оз. Подовое), 5 500-8 000 ppm (Веревское), 6 500 ppm (оз. Мокрое),

12 500 ppm (Яхрома). Распределение концентраций водорода по профилям водородометрии, как правило, аналогично распределению концентраций радона: увеличивается от центра циркумментов к его кольцевому валу. Используя закон Фика, связывающий объем газа с градиентом его концентрации, авторы [5] оценили плотность потока водорода в циркумментах, который составил от 3 750–4 830 м^3/сут. (озеро Подовое) до 21 000-27 000 м^3/сут. (Веревское) с площади 1 км^2.

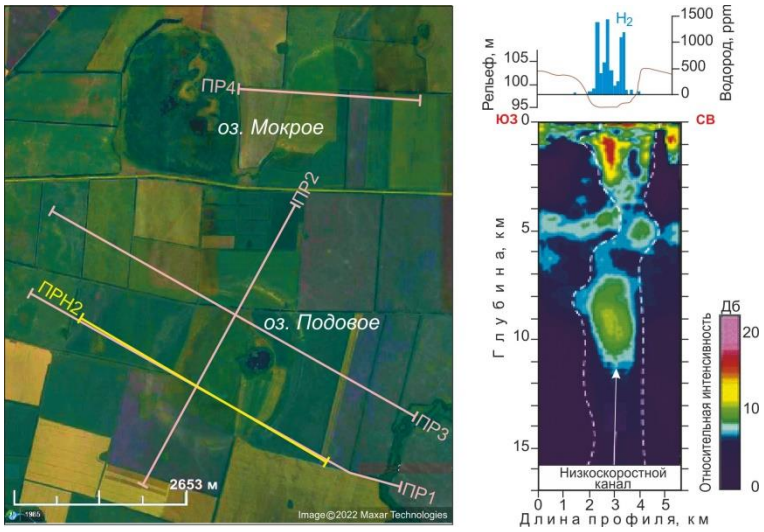


Рис. 1. Космический снимок и глубинное строение циркумментов котловин озер Мокрое и Подовое в районе г. Борисоглебска Воронежской области по данным микросейсмического зондирования и водородометрии ([11] по данным [9, 10]) Физическая основа – фрагмент космического снимка Google Earth Pro, обзор с высоты 13,25 км, дата съемки 09.05.2020 г. Овальные контуры на снимке – геоморфологические контуры циркумментов (кольцевой вал) котловин озер Мокрое и Подовое. ПР1, 2, 3, 4 – профили микросейсмического зондирования, ПРН2 – профиль водородометрии.

Столь высокая плотность потока водорода не может быть обеспечена микробиологическими процессами его генерации в почвах. Тем более такой объем водорода не может быть обеспечен поглощением его почвами из атмосферного воздуха, концентрация водорода в котором ничтожно мала и составляет всего 0,55 ppm. Аномально высокая концентрация природного водорода в подпочвенном воздухе может быть связана только с его глубинной дегазацией [11] по каналам дегазации, выявленных под циркумментами методом микросейсмического зондирования [9].

Таким образом, циркументы характеризуются рядом особенностей строения и развития, которые не были известны до недавнего времени. Они отличаются высокой скоростью формирования [4–6]; повышенными концентрациями самородных, благородных, редких и редкоземельных элементов [7]; аномально высокими концентрациями радона [1, 8] и водорода [4–6, 10] в подпочвенном воздухе по сравнению с фоном; уникальными подводящими низкоскоростными каналами с глубины 15-17 км и более [9].

Вероятно, в силу убежденности в исключительно экзогенном просадочном происхождении циркумментов замеры в них объемной активности радона не сопровождались измерением концентраций водорода [1, 8]. Аналогичным образом, акцент на эндогенном происхождении циркумментов исключал необходимость измерения в них концентраций радона в процессе водородометрии [4–6, 10].

Анализ рассмотренных выше особенностей циркумментов позволяет предложить комплекс сравнительно недорогих, маневренных, экологически безопасных методов поиска связанных с ними каналов дегазации и оценки их перспектив для добычи природного водорода [11].

Физической основой дистанционного метода поиска циркумментов является значительное осветление гумусового горизонта почвы, деградация растительности, формирование кольцеобразных просадок грунта (западин) под действием потоков природного водорода. Величина коэффициента оптического отражения по сравнению с фоновыми почвами увеличивается почти вдвое, благодаря чему циркумменты хорошо дешифрируются на космических снимках [4, 6].

Наиболее ярко выраженные циркумменты передаются для подтверждения бесконтактным методом атмосферно-электрического и водород-радонового мониторинга. Физическим основанием этого метода являются экспериментально установленные количественные связи

между концентрациями водорода, метана, радона и атмосферного электрического поля [19].

Циркумменты, выявленные с помощью атмосферно-электрического и водород-радонового мониторинга, передаются для изучения их глубинного строения методами микросейсмического зондирования (МСЗ) и высокоточной электроразведки с измерением параметра вызванной поляризации (ВРЭ-ВП). Наличие каналов повышенной дегазации водорода неизбежно должно сказаться на акустических и геоэлектрических свойствах разреза циркумментов.

Физическим основанием метода МСЗ является регистрация поверхностных сейсмических волн Релея, источником которых являются естественные шумы Земли (шум ветра, волнение воды, колебания атмосферного давления и т.д.). Метод эффективен для выделения вертикальных неоднородностей среды (разломов, трубок взрыва, каналов дегазации и др.) [9].

Физическим основанием метода ВРЭ-ВП являются весьма близкие значения диэлектрической проницаемости водорода и природного газа (1,00026 и 1,001-1,015, соответственно). Малая мощность осадочного чехла Воронежской антеклизы (не более 500-900 м) исключает вероятность наличия в его разрезе залежей газа. Поэтому ожидаемый кольцевой характер геоэлектрических аномалий параметра вызванной поляризации будет являться однозначным свидетельством насыщения канала дегазации водородом [11].

Циркумменты, подготовленные комплексом этих методов, на заключительном этапе передаются под поисково-оценочное бурение. По результатам этого комплекса исследований дается обоснование точек заложения, глубины бурения и конструкций поисково-оценочных скважин [11].

В геологической парадигме водородной энергетики объектами изучения являются кольцевые структуры (циркумменты) и связанные с ними каналы концентрированной дегазации природного водорода. Покрышки имеют место (базальты, глины, эвапориты), однако, в силу высокой проницаемости и миграционной способности водорода роль их не так важна. Что касается источника водорода, то в геологической литературе известны десятки возможных химических реакций его генерации в земных недрах [16].

Из них в качестве наиболее вероятных и эффективных считаются только три реакции. Первая из них связана с участием подземных вод в серпентинизации основных и ультраосновных пород (гидратация); вторая – с разложением подземных вод под действием ионизирующего радиоактивного излучения (радиолиз); третья – с дегазацией эндогенного водорода по глубинным каналам дегазации. В фундаменте и осадочном чехле Воронежской антеклизы имеет место возможность реализации всех трех наиболее вероятных реакций генерации природного водорода.

Во-первых, фундамент антеклизы насыщен интрузиями основных и ультраосновных пород. Траппы габбро-долеритов новогольского комплекса (возраст 1 805±5 млн. лет) фиксируют начало формирования платформенного этапа развития антеклизы [18]. В осадочном чехле Хоперского блока (восточный блок антеклизы) отмечено проявление девонского базальтового вулканизма в зонах Шумилинско-Новохоперского и Лосевско-Мамонского глубинных разломов [20].

Во-вторых, в фундаменте Воронежской антеклизы известно более 150 непромышленных рудных проявлений урана, из которых более 70% расположены в пределах Курской магнитной аномалии (Курский блок) [20]. Толща нижнепротерозойских черных сланцев воронцовской серии в фундаменте Хоперского блока антеклизы, района наиболее высокой плотности циркумментов, обогащена ураном [21, 22]. В осадочном чехле Воронежского потенциально урановорудного района выделяются две урановосные зоны: Мамонская в отложениях верхнего девона и Белгородско-Кантемировская в каменноугольных отложениях. Зоны отличаются наличием признаков грунтово-пластового окисления и высокого восстановительного потенциала рудовмещающих отложений. На поверхности окисленных песков зафиксированы радиоактивные аномалии до 70 мкР/ч. Интенсивность некоторых аномалий составляет 500–1000 мкР/ч [23].

В зоне Новохоперского глубинного разломы в пробах почвы и воды около устьев старых буровых скважин, пробуренных в 70-80-х гг. прошлого века, обнаружены аномально высокие значения объемной активности радона (до 15 000 Бк/м^3) [8]. Аналогичные значительные превышения этого показателя (до 13 000 Бк/м^3) отмечены на ряде участков режимных наблюдений в Новохоперском, Павловском, Новоусманском, Грязинском, Усманском, Добринском районах Воронежской и Липецкой областей [1].

В-третьих, по данным микросейсмического зондирования, с циркумментами в районах их высокой плотности связаны низкоскоростные каналы дегазации в породах фундамента и осадочного чехла [9] (см. рис. 1). Ливенский и Лосево-Мамонский глубинные разломы, ограничивающие район развития черных сланцев воронцовской серии, являются хорошими проводящими зонами. Величина кажущегося сопротивления в зонах этих разломов составляет n-n*10 Ом*м на фоне 1000-2000 Ом*м вмещающих пород [22]. Траппы в пределах Шумилинско-Новохоперского и Лосевско-Мамонского глубинных разломов, образующие крупные поля базальтовых покровов мощностью до 45 м, являются потенциальными ловушками для природного водорода. Наряду с туфовыми трубками взрыва и базальтовыми траппами в пределах Хоперского блока антеклизы выявлены длительно действовавшие вулканы центрального типа [20].

В силу высокой проницаемости и миграционной способности природного водорода в геологической парадигме водородной энергетики важны не статические ресурсы водорода в ловушках, а динамика (т.е. поток) его абиогенной генерации. Отсюда, высокая плотность циркумментов является признаком активности и хорошей проницаемости связанных с ними каналов дегазации водорода, больших объемов его генерации в недрах Воронежской антеклизы.

Ураганные концентрации водорода в почвенном воздухе циркумментов (от 1 500 до 7 000 ppm), в тысячи раз превышающие возможности его биохимической генерации в почвах и фоновые значения в атмосферном воздухе (0,5 ppm), подтверждают вывод [16] об ошеломляющих масштабах абиогенной генерации природного водорода в земных недрах. В этой связи, на первый план в добыче природного водорода в районах высокой плотности циркумментов выходит задача обоснования способов его улавливания в каналах дегазации.

По мнению авторов программной статьи [24], «поверхность несогласия докембрия и фанерозоя (Воронежской антеклизы – А.С.) является транспортной системой и основной мегаловушкой, но «дырявой» из-за множества циркумментов, через которые значительная часть водорода теряется». Поэтому, «чем выше продуктивность циркуммента, тем сильнее «истощение» залежи. В этой связи на первый план по своей значимости выходят положительные структуры второго и третьего порядков, представляющие крылья антеклизы» [24, 10].

Для сведения, к числу газотранспортных систем первого порядка авторы [24] относят Лосевскую палеопротерозойскую шовную зону, «сшивающую» Курский и Хоперский блоки Воронежской антеклизы; второго порядка – Белгород-Михайловскую и Тим-Ястребовскую протерозойские палеорифтовые структуры, осложняющие строение антеклизы; третьего порядка – рифейские авлакогены (Пачелмский, Оршанский, Днепрово-Донецкий, в меньшей степени Саратовско-Волгоградский), ограничивающие антеклизу.

В силу неглубокого залегания фундамента Воронежской антеклизы (от 0 до 900 м максимум) его тектоническое, структурно-формационное и минерагеническое строение с достаточной степенью детальности обеспечено материалами Государственных геологических карт второго и третьего поколений (М 1:1 000 000 и 1:200 000), составленных по данным аэрогеофизических съемок (гравиметрия, магнитометрия, гамма-спектроскопия) и глубокого бурения [20]. В этой связи, предложения [24] по выбору пилотных лицензионных участков для геологического доизучения фундамента и поисков природного водорода на флангах полей циркумментов Воронежской и Липецкой областей, а тем более на периклинали Воронежской антеклизы, т.е. на территориях, не имеющих признаков активной дегазации природного водорода, контрпродуктивны.

На заре своего развития нефтяная геология начиналась с изучения и разведки поверхностных нефтегазопроявлений. Аналогичным образом, изучение районов высокой плотности циркумментов и связанных с ними каналов интенсивной дегазации водорода в пределах Воронежской антеклизы можно и нужно проводить комплексом рекомендованных выше взаимно дополняющих дистанционных, геохимических и «легких» геофизических методов [11].

Литература

1. *Ильяш Д.В.* Циркуммент-но-морфологический анализ и его применение в эколого-геологических исследованиях: Автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук. Воронеж, 2014. 23 с.

2. *Докучаев В.В.* Наши степи прежде и теперь. Издание в пользу пострадавших от неурожая. СПб., 1892. 128 с.

3. *Ваганов В.И., Иванкин П.Ф., Кропоткин П.Н.* и др. Взрывные кольцевые структуры щитов и платформ. М.: Недра, 1985. 200 с.
4. *Ларин В.Н.* Обнаружена дегазация водорода в центральных районах Русской платформы // Hydrogen Future. 2007. 26 февраля. http://hydrogen-future.com/list-c-phenomen/2-page-id-6.html (Дата обращения 02.11.2022).
5. *Larin N., Zgonnik V., Rodina S.* et al. Natural molecular hydrogen seepage associated with surficial, rounded depressions on the European craton in Russia // Natural Resources Research. 2015. Vol. 24, No. 3. P. 369–383. https://doi.org/10.1007/s11053-014-9257-5
6. *Суханова Н.И., Ларин Н.В., Кирюшин А.В.* Влияние потока эндогенного водорода на химические свойства почв // Геополитика и экогеодинамика регионов. 2014. Т. 10, Вып.1. С. 214–220.
7. *Жабин А.В., Дубков А.А., Золотарева Г.С., Кузнецов Ю.А.* Импактиты в четвертичных отложениях Воронежской антеклизы // Недра Поволжья и Прикаспия. 2020. Вып. 102. С. 39–52. https://doi.org/10.24411/1997-8316-2020-11023
8. *Косинова И.И., Ильяш В.В., Разиньков Н.Д.* Новохоперская геоактивная зона – ее проявления в прошлом и настоящем // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. Геология. 2015. № 4. С. 167–170.
9. *Горбатиков А.В.* Результаты микросейсмического зондирования на участке Борисоглебск // Отчет о научно-исследовательской работе в рамках фундаментальных исследований Президиума РАН № 14 за 2009 год. Раздел 1.3.1. Оценка перспектив выявления промышленных скоплений эндогенного водорода в литосфере. М.: Российская академия наук, 2009. С. 57–72. http://hydrogen-future.com/images/Raport1.3.1.pdf (Дата обращения 02.11.2022).
10. *Ларин В.Н., Ларин Н.В.* Методика и результаты водородометрии на участке Борисоглебск // Отчет о научно-исследовательской работе в рамках фундаментальных исследований Президиума РАН № 14 за 2009 год. Раздел 1.3.1. Оценка перспектив выявления промышленных скоплений эндогенного водорода в литосфере. М.: Российская академия наук, 2009. С. 48–57. http://hydrogen-future.com/images/Raport1.3.1.pdf (Дата обращения 02.11.2022).
11. *Симонов А.П.* Геологическая парадигма водородной энергетики России. М., 2022. https://cloud.mail.ru/stock/y3tG518KApv7HJKqDRsJ9QR6 (Дата обращения 02.11.2022)
12. Результаты мониторинга за гамма-излучением на открытой местности в разрезе административных территорий Воронежской области // Управление Федеральной служб по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Воронежской области. https://36.rospotrebnadzor.ru/news/24741 (Дата обращения 02.11.2022)
13. Радиационный фон в Липецкой области // Московский комсомолец – Черноземье. 2019. 26 августа. https://chr.mk.ru/social/2019/08/26/radiacionnyy-fon-v-lipeckoy-oblasti.html (Дата обращения 02.11.2022).
14. *Prinzhofer A., Tahara Cissé C.S., Diallo A.B.* Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // International Journal of Hydrogen Energy. 2018.Vol. 43, No. 42. P. 19315–19326. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193
15. *Prinzhofer A., Moretti I., Francolin J.* et al. Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example fa Brazilian H_2-emitting structure // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 12. P. 5676–5685. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119
16. *Boreham C.J., Edwards D.S., Czado K.* et al. Hydrogen in Australian natural gas: occurrences, sources and resources // The APPEA Journal. 2021. Vol. 61, No. 1. P. 163–191. https://doi.org/10.1071/AJ20044
17. *Lefeuvre N., Truche L., Donzé F.-V.* et al. Native H_2 exploration in the western Pyrenean foothills. 2021. Vol. 22, No. 8. P. e2021GC009917. https://doi.org/10.1029/2021GC009917
18. *Шевырев Л.Т., Савко А.Д., Шишов А.В.* Эволюция тектонической структуры Воронежской антеклизы и ее эндогенный рудогенез // Труды научно-исследовательского института геологии Воронежского государственного университета. 2004. Вып. 25. С. 1–191.
19. *Шулейкин В.Н.* Количественное исследование связей водорода, метана, радона и атмосферного электрического поля // Геофизические процессы и биосфера. 2018. Т. 18, № 1. С. 30–44. https://doi.org/10.21455/GPB2018.1-2
20. *Ахмедов А. М., Клюев Н. К., Наумкин А.Н.* и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Центрально-Европейская. Лист M-37 – Воронеж. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2011. 255 с.
21. *Савко К.А., Самсонов А.В., Н. С. Базиков Н.С.* Метатерригенные породы воронцовской серии Воронежского кристаллического массива: геохимия, особенности формирования и источники сноса // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. Геология. 2011.№ 1. С. 70–94.
22. *Куликов В.А., Яковлев А.Г., Гребнев В.П., Корявко А.И.* Применение АМТЗ на Воронежской антеклизе для выяснения площадей, перспективных на урановые руды // Записки Горного института. 2005. Т. 162. С. 37–41.
23. *Грушевой Г.В., Миронов Ю.Б., Иванова Т.А.* Урановосность чехла Русской плиты // Региональная геология и металлогения. 2007. № 32. С. 28–39.
24. *Ненахов В. М., Полеванов В. П., Жабин А.В.* и др. Воронежской антеклизы на обнаружение природного водорода // Вестник Воронежского государственного университета. Сер. Геология. 2022. № 2. С. 4–18. https://doi.org/10.17308/geology.2022.2/9275

The origin and occurrence of natural hydrogen

WANG Lu[1]*, JIN Zhijun[1,2]
1 – Institute of Energy, Peking University, Beijing, China
2 – Sinopec Exploration and Development Research Institute, Beijing, China
E-mail: *1901110610@pku.edu.cn

Keywords: natural hydrogen, occurrence, sustainable resource exploration, Mali.

With the advent of the era of carbon neutrality, hydrogen energy, as a sustainable clean energy, is favored by many countries in the world. Hydrogen production from fossil energy will emit carbon dioxide, while the cost of hydrogen production from water electrolysis is high. If hydrogen can be naturally produced and stored underground like oil and gas, it will greatly reduce the cost of hydrogen utilization. Therefore, it is very important to understand the generation, distribution and main occurrence of natural hydrogen for the exploration of natural hydrogen.

Hydrogen is colorless, odorless and highly volatile, it escaped geologists' attention for many years until 1970, when scientists exploring the "Black chimney" of the Atlantic Ridge accidentally discovered hydrogen-rich hydrothermal fluid. It is also being found on land. Hydrogen in the continental region is widely distributed in Russia, North Carolina and Brazil. Abnormal distribution of hydrogen has also been found in some volcanic areas, such as Zambales in the Philippines, Nanao metamorphic rocks and granites [1]. In addition, high hydrogen content has also been found in petroleum basins, the hydrogen content in Kansas gas field of the United States is up to 40% [2], and the hydrogen well found in Mali is up to 97% [3].

At present, the generation mechanism of hydrogen has not been concluded, but it is generally believed that there are mainly the following: serpentinite water-rock reaction, radiant water decomposition, fault friction, magmatic degassing, mantle degassing, etc. [4].

The occurrence state of hydrogen can be divided into free state, adsorbed state and inclusion. Free hydrogen refers to the hydrogen that can migrate freely in the pores or cracks of rocks (or strata), and is one of the main forms of natural hydrogen. Different geological environments, the measured free hydrogen content is different, with a wide range of variation, the lowest hydrogen content is only a single digit, and the highest content can reach more than 90%. The researchers found that the flow of hydrogen through an aqueous porous medium is ten times less than that through pure water. The obstruction of hydrogen diffusion by saturated water sediments may be related to the van der Waals radius [5]. Hydrogen was found to be a major component in the inclusion of Phillips Zambales' olivine sample [6]. In addition, the inclusions in Oman samples are rich in hydrogen [7].

Hydrogen plays a crucial role in the energy transition, and finding natural hydrogen is a new world frontier. The global understanding of "natural hydrogen system" is still at an early stage, and further research should be conducted on hydrogen source, migration, enrichment and cap layer to prevent hydrogen from escaping, so as to strive for early utilization of natural hydrogen.

References

1. *Abrajano T.A., Sturchio N.C., Kennedy B.M.* et al. Geochemistry of reduced gas related to serpentinization of the Zambales ophiolite, Philippines // Applied Geochemistry. 1990. Vol. 5, No. 5–6. P. 625–630. https://doi.org/10.1016/0883-2927(90)90060-I

2. *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

3. *Prinzhofer A., Cissé C.S. T., Diallo A.B.* Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali) // International Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 42. P. 19315–19326. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193

4. *Klein F., Tarnas J.D., Bach W.* Abiotic sources of molecular hydrogen on Earth // Elements. 2020. Vol. 16, No. 1. P. 19–24. https://doi.org/10.2138/gselements.16.1.19

5. *Vacquand C., Deville E., Beaumont V.* et al. Reduced gas seepages in ophiolitic complexes: evidences for multiple origins of the H_2-CH_4-N_2 gas mixtures // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2018. Vol. 223. P. 437–461. https://doi.org/10.1016/j.gca.2017.12.018

6. *Grozeva N.G., Klein F., Seewald J.S., Sylva S.P.* Chemical and isotopic analyses of hydrocarbon-bearing fluid inclusions in olivine-rich rocks // Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. 2020. Vol. 378, No. 2165. P. 20180431. https://doi.org/10.1098/rsta.2018.0431

7. *Zgonnik V., Beaumont V., Larin N.* et al. Diffused flow of molecular hydrogen through the Western Hajar mountains, Northern Oman // Arabian Journal of Geosciences 2019. Vol. 12, No. 3. P. 71. https://doi.org/10.1007/s12517-019-4242-2

Оперативный контроль содержания водорода и метана в приповерхностных слоях грунта

Шулейкин В.Н.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
shvn1947@yandex.ru

Аннотация. На основе физических связей водорода, метана, радона и объемного заряда приземного воздуха доказана атмосферно-электрическая природа поворота Г-образной рамки в зоне реверсивного электродного эффекта. Впервые предлагается комплексное использование атмосферно-электрических измерений и Г-образной рамки для оперативного выявления мест повышенного сброса в атмосферу водорода и метана.
Ключевые слова: приземное атмосферное электричество, водород, метан, Г-образная рамка.

Исторически сложилось так, что наблюдениями за приземным атмосферным электричества занималась метеослужба, что и привело к названию научного направления, но … Объемный заряд приземного воздуха обязан своим происхождением ионизации почвенного радона, который выносится в атмосферу двумя летучими газами – водородом и метаном [1]. Содержание ионизатора на первых метрах грунта минимум на 2 порядка больше его концентрации в атмосфере [2, 3]. Это значит, что изменение объемной активности радона грунта всего на 1% приведет минимум к 50% изменению объемного заряда – атмосферного электрического поля (АЭП). Другими словами, элементы приземного атмосферного электричества крайне чувствительны к изменениям плотности водорода и метана, что и использовалось при бесконтактном контроле с поверхности Земли углеводородных скоплений и динамики их разработки [1].

Согласно установленным связям, объемная активность радона атмосферы Rn(a) связана с объемной активностью радона грунта Rn соотношением:

$$Rn(a) = A_1 + Rn\times(B_1\times CH_4 + C_1\times H_2) \quad (1)$$

Анализ 72 проб почвенного воздуха, отобранных на Щелковском, Калужском, Северо-Ставропольском ПХГ и на оползне у х. Усть-Невинский, на содержание водорода и метана с достоверностью $R^2 = 0.92$ привел к выражению

$$CH_4 = 15{,}83\times\exp[1{,}675\,Ln(H_2)] \quad [об.\%], \quad (2)$$

где значения водорода H_2 нормированы на 1 об%. С учетом установленной связи (2) на Северо-Ставропольском ПХГ выражение (1) запишется в виде

$$Rn(a) = A_2 + Rn\times B_2\times CH_4 \quad (3)$$
$$Rn(a) = A_3 + Rn\times C_2\times H_2 \quad (4)$$

В частности, по данным лабораторного анализа проб почвенного воздуха на содержание водорода и метана на 37 наблюдательных пикетах Северо-Ставропольского ПХГ и данным

измерений радона почвенного и атмосферного воздуха на тех же пикетах выражения (3) и (4) запишутся в виде:

$$Rn(a) = 4921{,}4Rn \times CH_4 + 0{,}13 , \qquad R^2 = 0{,}88$$
$$Rn(a) = 318{,}71Rn \times H_2 + 0{,}054 , \qquad R^2 = 0.88$$

В ходе измерений АЭП и радона атмосферного воздуха на 800 км Северо-Ставропольского ПХГ (26 профилей с шагом 500 м) на каждом профиле исследовалась корреляция регистрируемых параметров. На 26 профилях коэффициенты корреляции k(Rn;E) = 0,71–0,92, что позволяет утверждать, что АЭП задается динамикой водорода и метана практически с той же высокой достоверностью.

Исследования последних лет доказали атмосферно-электрическую природу поворота Г-образной рамки [4]. Из-за повышенной скорости ионизации приземного воздуха [5], за счет роста выноса газами-носителями почвенного радона над отрицательно заряженной поверхностью земли [6, 7] образуется слой отрицательного объемного заряда. При аппаратурном контроле этого явления наблюдается спад АЭП. При внесении в этот слой Г-образной рамки, с отрицательным зарядом, равным по плотности заряду земли, возникают силы расталкивания, усиливаемые рычагом, плечи которого – отношение расстояния от точки приложения сил к горизонтальному колену до оси вращения и радиус вертикального колена. В результате происходит поворот рамки, которому препятствует возвращающая сила тяжести [8]

$$F(P) = P \times \sin\alpha \times \sin\beta ,$$

где P – вес горизонтального колена рамки, α – угол наклона горизонтального колена, β – угол поворота рамки. Единая физическая причина, приводящая к спаду АЭП из-за повышенной плотности отрицательного объемного заряда приземного воздуха и к возникновению сил расталкивания, связывает АЭП и угол поворота между собой $k(E;\beta) = -0{,}91$, $k[E,F(P)] = -0{,}89$ [4]. Установленные причинные связи спада АЭП и поворота Г-образной рамки позволяют перевести регистрируемые углы в понятные физические величины напряженности поля.

Возможность регистрации зон повышенного сброса в атмосферу водорода и метана позволяет перейти к рекомендациям по использованию АЭП-мониторинга и измерений с использованием Г-образной рамки для исследования кольцевых структур – циркумментов, каналов дегазации природного водорода.

До настоящего времени для контроля концентрации водорода на цикрумменте использовались датчики с пониженной чувствительностью разработки и изготовления МИФИ [9, 10]. В штатном режиме эксплуатации измерительных инструментов регистрация идет непрерывно и предусматривает свободное протекание исследуемого воздушного потока в рабочей камере чувствительного элемента. Использование датчика в последовательных измерениях от пикета к пикету предусматривало 3 операции: закачка в рабочий объем датчика пробы почвенного воздуха для измерения содержания водорода грунта, H_2; прокачка рабочего объема атмосферным воздухом и определение концентрации водорода в атмосфере $H_2(a)$; искомый результат лежит в разности этих концентраций $H_2 – H_2(a)$.

Судя по графикам и гистограммам содержания водорода на цикломментах [11] измерения ставились на 3–5 наблюдательных пикетах с использованием нескольких датчиков, прошедших предварительную проверку на идентичность. На сегодняшний день имеется информация о точечных концентрациях водорода по площади циркуммента. Для получения информации о площадном распределении водорода по всему цикломменту воспользуемся возможностями АЭП-мониторинга в комплексе с измерениями Г-образной рамкой.

На первом этапе работ на поверхности циркуммента проводятся рекогносцировочные работы с Г-образной рамкой. Причина их проведения связана с необходимостью выбора чувствительности измерительного инструмента – длины, веса, площади, наклона горизонтального колена, радиуса вертикального колена, при которых угол поворота рамки не превышает информационной шкалы $\beta = 90°$. Если в работе [4] подобная процедура проводилась для повышения чувствительности, в текущей ситуации чувствительность рамки необходимо понизить.

На следующем этапе, на дне циркуммента непрерывно регистрируется АЭП с измерительным инструментом, установленном на колесной тележке или санях-волокушах с синхронной регистрацией координат контролируемых пикетов. На 10–12 пикетах с экстремальными значениями поля, положение которых маркируется, регистрируется угол поворота рамки установленной чувствительности. По парам полученных значений вводится аппроксимация, переводящая измеренные углы в напряженность АЭП – $E = f(\beta)$. Для повышения достоверности и представительности окончательного результата необходимо заложить дополнительные наблюдательные профили между маркированными пикетами с минимальными и максимальными значениями АЭП с использованием Г-образной рамки.

Для получения площадной информации на цикрумменте в единицах концентрации водорода на третьем этапе работы на выделенных 10–12 пикетах с экстремальными значениями поля необходимо провести отбор образцов почвенного воздуха. Оптимально это сделать шнековым пробозаборником с оперативным контролем водорода и забором образцов для лабораторного анализа. Точность лабораторного определения водорода на порядок больше точности его оперативного контроля датчиками [9, 10]. Наличие данных напряженности АЭП на выделенных пикетах позволит вывести аппроксимационную кривую, связывающую водород с АЭП, – $H_2 = f(E)$. В образованную после шнека скважину следует опустить пробозаборный колокол с выведенным на поверхность шлангом для последующих измерений содержания водорода. Полученная информация позволит построить на циркумменте площадную картину распределения водорода и АЭП; при необходимости повторять измерения и оценивать ее динамику.

Наконец на последнем этапе исследований целесообразно заложить несколько кольцевых и радиальных АЭП профилей вокруг циркуммента. Наличие канала повышенной дегазации водорода неизбежно должно сказаться на режиме воздухообмена почва-атмосферы на окружающей аномальную зону территории.

В ходе АЭП мониторинга одного из профилей на территории куста нагнетательных скважин Щелковского ПХГ у нескольких пикетах был зарегистрирован спад поля до отрицательных значений – избыточный вынос метана; через 4 месяца в зоне этих пикетов произошел аварийный выброс горючего газа. Позднее атмосферно-электрические наблюдения периодически проводились для контроля разгрузочных мероприятий в зоне аварийного газопроявления; тот же АЭП мониторинг позволил контролировать отбор нефтепродуктов, попавших в верховодку и

грунтовые воды. Несколько месяцев назад на трубопроводе у х. Усть-Невинский была авария, которой можно было бы избежать при периодическом АЭП мониторинге линии газопровода или прохода с Г-образной рамкой в труднодоступных местах.

Проведение АЭП-профильных измерений с фиксацией координат наблюдательных пикетов в комплексе с контролем объемного заряда приземного воздуха Г-образной рамкой и наблюдениями концентрации водорода в экстремальных точках позволит построить площадную картину распределения водорода по циркумменту. Оперативность проведения повторных измерений с минимальными трудозатратами открывает возможность отслеживать временную динамику изменений плотности водорода в канале дегазации. Исследование многопрофильных изменений АЭП вокруг циркуммента расширит физические представления образования такого уникального природного явления, как канал дегазации природного водорода.

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. *Shuleikin V.N.* Geology, geodynamics, and atmospheric electricity. Newcastle, UK: Cambridge Scholars Publishing, 2020. 155 p.
2. *Сисигина Т.И.* Измерения эксхаляции радона с поверхности горных пород// Вопросы ядерной метеорологии: Сб. ст. / Под ред. И.Л. Кароля, С.Г. Малахова. М.: Госатомиздат, 1962. С. 104–111.
3. *Сисигина Т.И.* Эксхаляция радона с поверхности нескольких типов почв Европейской части СССР и Казахстана // Радиоактивные изотопы в атмосфере и их использование в метеорологии: Науч. конференция по ядерной метеорологии. М.: Атомиздат, 1965. С. 40–48.
4. *Шулейкин В.Н., Щукин Г.Г.* К объяснению эффекта поведения рамки в приземном электрическом поле // Метеорология и гидрология 2022. № 6. С. 106–110. https://doi.org/10.52002/0130-2906-2022-6-106-110
5. *Редин А.А.* Математическое моделирование электродинамических процессов в приземном слое в условиях аэрозольного загрязнения атмосферы: Автореф. дис. … канд. физ.-мат. наук. Таганрог, 2011. 19 с.
6. *Тверской П.Н.* Курс метеорологии. Л.: Гидрометиздат, 1951. 887 с.
7. *Кашлева Л.В.* Атмосферное электричество: Учеб. пособие. СПб.: РГГМУ, 2008. 116 с.
8. *Кибиткин В.В.* Измерение границ поля источника биолокационным методом // Биофизический метод. Современные исследования: Материалы Международного симпозиума. М.: МНТО РЭС им. А.С. Попова, 2008. С 32–39.
9. *Николаев И.Н., Литвинов А.В.* Методика измерений малых концентраций H_2 и H_2S над поверхностью воды // Измерительная техника. 2004. № 5. С. 59–61.
10. *Николаев И.Н., Литвинов А.В., Халфин Т.М.* Автоматизированные газоанализаторы водорода в диапазоне объемных концентраций 10^{-6}–1,0% // Измерительная техника. 2004. № 7. С. 54–56.
11. *Симонов А.П.* Геологическая парадигма водородной энергетики России // https://cloud.mail.ru/stock/y3tG518KApv7HJKqDRsJ9QR6 (Дата обращения 02.09.2022).

Водородная энергетика. Проблемы переходного периода

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 рассмотрены основные достоинства и недостатки водорода как альтернативного источника энергетического сырья, дана его физико-химическая характеристика и описаны другие параметры, приведено сравнение с традиционным топливом.
Ключевые слова: водород, альтернативная энергетика, химические свойства водорода, парниковый эффект, транспортировка водорода, водородная энергетика.

Водородная энергетика все чаще поднимается в темах многих исследований в сфере топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Переход с традиционных нефти, газа и угля на водород является одним из векторов развития мирового ТЭК, но у водорода как сырья имеется не только ряд достоинств, которые описаны в многочисленных научных трудах, но и весомые, на данный момент не имеющие решения проблемы, которые также следует иметь в виду при внедрении водорода в производственные циклы. Для выделения сильных и слабых сторон использования водорода в топливно-энергетической отрасли необходимо рассмотреть его отдельные характеристики.

Следует начать с физико-химических свойств водорода как источника получения энергии.

Во-первых, удельная теплота сгорания водорода в несколько раз превышает удельную теплоту сгорания углеводородных топлив. Удельная теплота сгорания метана равна около 50 МДж/кг, а удельная теплота сгорания водорода равна 140 МДж/кг, что является достоинством водорода на фоне других видов топлив.

Во-вторых, следует обратить внимание на то, что при сжигании водорода не образуется один из основных парниковых газов – углекислый газ (при сжигании природного газа образуется).

Водород имеет низкий показатель вязкости, что способствует его транспортировке по трубам. Водород можно хранить и в жидком, и в газообразном состоянии долгое время [1].

Далее следует перейти непосредственно к недостаткам водородной энергетики.

Если природный газ встречается на Земле в чистом виде и залегает на извлекаемой глубине, то водород возможно получить только химическими методами из различных соединений, например, газификацией угля, электролизом воды и т. д. Большая часть из этих процессов обходится гораздо дороже и сырьем для них является то же самое природное топливо.

Следующий аспект – это транспортировка водородного топлива, для сжижения водопроводного топлива требуется в разы больше энергии, чем для получения сжиженного природного газа, так как эти вещества различаются по температуре кипения, что увеличивает стоимость производства водородного топлива.

Наиболее эффективной технологией получения водорода является паровой риформинг природного газа, но при этом выделяется углекислый газ и технология сопровождается большими дополнительными расходами энергии и сырья, а производство водорода на основе возобновляемых источников энергии в три раза дороже других способов [2].

Сравнивая эффективность использования метана и водорода, возможно сделать вывод о том, что кубометр метана содержит энергии в 3 раз больше чем в энергии водорода, что накладывает дополнительные затраты на транспорт и изменения в технологии доставки, перестройку трубопроводной инфраструктуры.

Крайне существенным недостатком использования водорода в энергетике является то, что при сгорании водорода используют не чистый кислород, а атмосферный воздух, при этом в атмосферу выделяется оксид азота, обладающий высокой парниковой активностью и токсичным действием.

Подводя итог, следует сказать, что именно полный переход на водородную энергетику при современном развитии технологий нерентабелен и не реализуем в полной мере, так как не хватает ни производственных мощностей, ни достаточно развитой инфраструктуры, ТЭК не готов для такого кардинального перехода, но использование водорода для более конкретных целей и в локальных масштабах реально и эффективно.

Литература

1. *Белый Ю.И., Терегулов Т.Р.* Водородная энергетика: преимущества и недостатки // Вестник науки и образования. 2016. № 12(24). С. 8–10.

2. *Арутюнов В.С., Стрекова Л.Н.* Потенциал водородной энергетики и возможные следствия ее реализации // Нефтегазохимия. 2021. № 1–2. С. 8–11. https://doi.org/10.24412/2310-8266-2021-1-2-8-11

Прогноз гидрохимических и микробиологических процессов, сопутствующих совместному хранению водорода и метана в подземных условиях

Абукова Л.А.*, Сафарова Е.А., Филиппова Д.С.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *abukova@ipng.ru

Аннотация. Рассматривается совокупность процессов, определяющих гидрохимические и микробиологические условия хранения водорода с метаном в подземных условиях. Обоснованы ведущие механизмы реакционных потерь водорода при взаимодействии с породообразующими минералами, органическим веществом и поровыми водами глинистых пород. Прогнозируется ухудшение экранирующих и изоляционных свойств пород-покрышек за счет потерь влажности и снижения количественного содержания органического вещества и реакционноспособных породообразующих окислов.
Ключевые слова: водород, углекислый газ, бактериальные сообщества, геосреды, коррозийные эффекты оборудования, подземное хранение водород-метановых смесей, терригенные резервуары истощенных месторождений газа.

Введение. В современном мире растет интерес к водородной энергетике: программы по развитию водородных технологий успешно реализуются многими индустриально развитыми государствами, соответственно ведутся исследования по реакции геологической среды на хранение чистого водорода и водород-метановых смесей [1, 2]. В настоящее время одним из вызовов энергетической безопасности для Российской Федерации является изменение структуры спроса на энергоресурсы, включая замещение углеводородов другими видами энергетического сырья, в том числе водородом. Экологизация энергетики – одна из ключевых позиций нового технологического уклада – предполагает существенное расширение сфер использования водорода как накопителя энергии, энергоносителя и химического реагента. Россия всегда имела лидирующие позиции на рынке энергоносителей, где выступала в качестве одного из крупнейших поставщиков нефти, газа и угля в мире. Однако к настоящему времени при сохранении веса на рынке нефтепродуктов, наша страна должна сформировать репутацию России как поставщика водорода. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р утверждена «дорожная карта» по развитию водородной энергетики в РФ до 2024 г., которая включает ряд позиций, прямо относящихся к проблеме хранения водорода.

Актуальность постановки темы предопределена как физико-химической природой развития конкурирующих за водород и активных в водной среде бактериологических сообществ (ацетогены, метаногены и др.), так и негативными следствиями, возникающими при взаимодействии метана, водорода, пластовых и конденсационных вод и микробиологических популяций.

Методика и материалы работ: (а) отбор проб пластовых вод на подземном хранилище газа (ПХГ), (б) экспериментальное моделирование геохимической активности поровых вод из аргиллитов (скв. 10, объединенная проба из двух интервалов отбора 700–900 м, J3v, Таловское месторождение газа, Куриловско-Новоузенская зона поднятий, Прикаспийский бассейн) в режиме циклических нагрузок, характерных для закачки и отбора газа на ПХГ; (в) определение состава

бактериального сообщества в пробах пластовой воды трех ПХГ, расположенных в водоносных горизонтах.

Результаты работы

1. Прогноз геохимических последствий взаимодействия водорода с породообразующими минералами глинистых пород-покрышек. Экспериментально выявлены основные механизмы реакционных потерь водорода при взаимодействии поровых вод с породообразующими минералами глинистых пород-покрышек [3, 4]. На основании проведенных экспериментов установлено, что наибольшие изменения в породах-покрышках и коллекторах происходят при максимальных компрессионных-декомпрессионных нагрузках в диапазонах пластовых давлений 15–20 МПа и температур 35–40 °С [5]. Последствием превышения этих нагрузок является снижение: а) влагонасыщенности пород до критической величины остаточной влажности, приближенной к значениям максимальной молекулярной влагоемкости (рис. 1), что может привести к ухудшению экранирующих свойств пород-покрышек; б) содержания органического вещества и массы породообразующих окислов, особенно CaO, SO_3, Fe_2O_3, MnO, что может способствовать нарушению изоляционных свойств пород-покрышек; в) объема поровых вод в глинистых породах, что увеличивает их насыщенность карбонатом кальция, создает риски выпадения карбонатного цемента в поровом пространстве и может приводить к изменению емкостно-фильтрационных параметров пород-коллекторов.

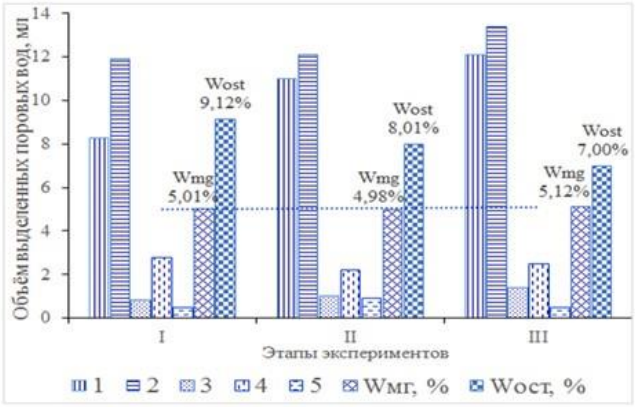


Рис. 1. Изменение объемов поровых вод аргиллитов (мл) под воздействием последовательных циклических нагрузок (1, 2, 3, 4, 5) и изменение остаточной влажности (Wost., %) на фоне максимальной гигроскопичности (Wmg, %)

2. Изучение бактериального сообщества на подземных хранилищах газа, расположенных в водоносных горизонтах. Научные исследования в области бактериологической деятельности подземных вод на объектах хранения углеводородного газа имеют недолгую историю [5, 6]. Впервые проведенный авторами анализ микробиологических сообществ на трех ПХГ, расположенных в водоносных комплексах Московского гидрогеологического бассейна, в целом обнаружил более 100 родов бактерий и архей, потенциально способных использовать молекулярный водород в энергетическом метаболизме как в анаэробных условиях, так и аэробно. Определен состав микробного сообщества в пробах пластовой воды из Щелковского, Калужского и Касимовского ПХГ, в частности, установлена высокая представленность бактерий родов *Methylococcus, Methylobacterium, Bacteroides* и *Thioalkalispira-Sulfurivermis* (рис. 1) в пробах пластовой воды Щелковского и Касимовского ПХГ, рода *Marinobacter* – в пробах пластовой воды Калужского ПХГ. Сделан вывод о том, что метанол, используемый в технических целях, может

служить субстратом как для аэробных, так и для анаэробных микроорганизмов (метаногены, сульфатредукторы). При наличии сульфат-иона в пластовой воде или вмещающих породах возможна активация процесса сульфатредукции, приводящая к коррозии стального оборудования [7].

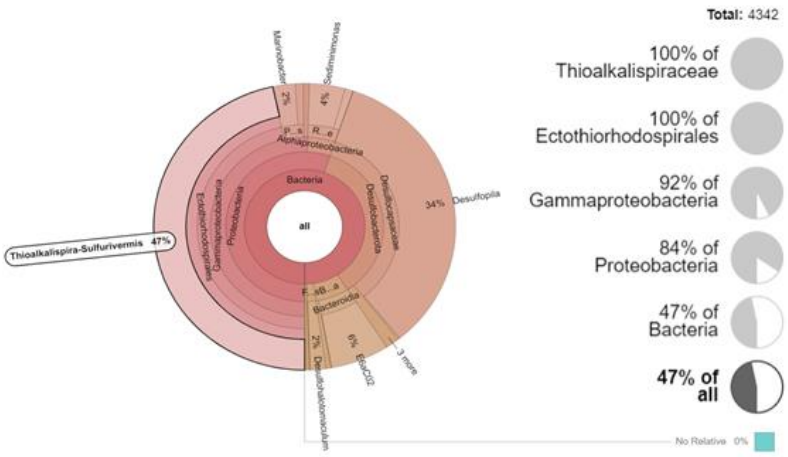


Рис. 2. Преобладание сульфатредуцирующей популяции микроорганизмов в исследованной пробе пластовой воды Щелковского ПХГ

3. Основные гидрохимические процессы, вызывающие потери хранимого водорода и возникновение коррозийных эффектов. В работе показано, что реакции, приводящие к потере водорода, достаточно разнообразны; часть из них идет с участием гидрокарбонат-иона воды – основного аниона конденсационных вод. Так, в результате метаногенеза реализуется реакция превращения водорода в метан и при взаимодействии водорода с диоксидом углерода:

$$HCO_3^- + 4H_2 \rightarrow_{(\text{метаногенез})} CH_4 + H_2O \quad (1)$$

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow_{(\text{метаногенез})} CH_4 + 2H_2O \quad (2)$$

Следствие реакций (1) – (2) В.П. Исаевым названо «антагонизмом метана и водорода» [8].

Важную роль для сохранности водорода в подземном хранилище играют также гидрохимические процессы, связанные с изменением фильтрационно-емкостных свойств вмещающих пород за счет их взаимодействия с водородсодержащим газом. В первую очередь, это касается карбонатов кальция, которые весьма часто присутствуют в терригенных отложениях в виде цементирующего материала. При растворении солей органических кислот образуются CO_2, ионы угольной кислоты. Между ними устанавливается карбонатно-кальциевое равновесие, которое нарушается при изменении давления, температуры и увеличения кислотности водной среды. Снижение величины pH создает благоприятные условия для растворения карбоната кальция:

$$CaCO_3 + H^+ \leftrightarrow Ca^{2+} + HCO_3^- \quad (3)$$

Реакция обратима: при удалении CO_2 из раствора и увеличении величины pH возникают процессы, ведущие к осаждению $CaCO_3$. В первом случае следует ожидать улучшения фильтрационных свойств, формирования дополнительного пустотного пространства, а во втором – возможности развития вторичной карбонатизации, как следствие, снижения объемного пространства для хранения газа.

В условиях подземного хранения газообразного водорода в терригенных отложениях также возможно развитие абиотических процессов. Даже незначительная доля присутствия, например, водных силикатов железа в литологическом составе вмещающих пород и флюидоупорах подземного хранилища газа может нарушать равновесное состояние в этой системе. С участием водорода реакции окислительно-восстановительного характера способны привести к изменению состава пород, а дальнейшие процессы растворения и осаждения минеральных солей будут способствовать изменению их емкостно-фильтрационных свойств. Так проявляется реакционная способность водорода в восстановлении трехвалентного железа. Гематит, нередко присутствующий в терригенных песчано-глинистых отложениях в виде тонкодисперсных примесей, восстанавливает при воздействии водорода до магнетита.

Выводы. Хранение водорода с метаном может сопровождаться коррозией наземного и подземного оборудования, выпадением на инженерных конструкциях серных м карбонатных отложений, снижением объемов H_2. Установлено, что риски снижения объемов закачанного H_2 преимущественно должны быть связаны с (I) превращением H_2 в CH_4 и H_2S, (II) химическим взаимодействием H_2 с породообразующими минералами, сопровождающимися изменением фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств коллекторов и покрышек, (III) углекислотной и сульфатной коррозией металлических конструкций скважин. Названные эффекты будут усилены при увеличении влагосодержания газа и доли конденсационных вод, преобладании в резервуаре маломинерализованных вод гидрокарбонатно-натриевого типа с повышенными концентрациями CO_2 и органических кислот, развитии специфических микробиологических сообществ, типичных для строго анаэробиоза (водород является легко утилизируемым субстратом и используется как сульфатредуцирующими, так и метанобразующими микроорганизмами).

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. *Yekta A.E., Pichavant M., Audigane P*. Evaluation of geochemical reactivity of hydrogen in sandstone: Application to geological storage // Applied Geochemistry. 2018. Vol. 95. P. 182–194. https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2018.05.021

2. *Panfilov M.* Underground storage of hydrogen: in situ self-organisation and methane generation // Transport in Porous Media. 2010. Vol. 85, No. 3. P. 841–865. https://doi.org/10.1007/s11242-010-9595-7

3. *Абукова Л.А., Карцев А.А., Лашкевич В.С., Иванов В.Д. Механохимия* поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа // Генезис нефти и газа: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович. М.: ГЕОС, 2003. С. 5–7.

4. *Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П.* и др. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 18–22.

5. *Иванова А.Е., Борзенков И.А., Тарасов А.Л.* и др. Микробиологические исследования на объектах подземного газового хранилища в процессе закачки газа // Микробиология. 2007. Т. 76, № 4. С. 515–523.

6. *Тарасов А.Л., Борзенков И.А., Беляев С.С.* Исследование трофических связей анаэробных микроорганизмов из подземного хранилища газа в процессе утилизации метанола // Микробиология. 2011. Т. 80, № 2. С. 192–199.

7. *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

8. *Исаев В.П., Костюченкова Е.П., Павленко В.В.* Структура ореолов рассеяния газов над залежами углеводородов (на примере месторождений Иркутской области) // Геология нефти и газа. 1985. № 12. С. 47–51.

Потенциал России по хранению водорода в выработанных месторождениях нефти и газа и отложениях каменной соли

Фетисов В.Г.
Санкт-Петербургский горный университет,
РФ, 199106, г. Санкт-Петербург, 21 линия Васильевского острова, д. 2
E-mail: Fetisov_V@pers.spmi.ru

Аннотация. Исследование касается проблемы хранения водорода в выработанных месторождениях нефти и газа и отложениях каменной соли. Цель данной статьи – представить методологию оценки потенциала России по подземному хранению водорода. Представленный метод учитывает размер каверн, их глубину, влияние конвергенции и геологическое строение выбранных соляных куполов. Статистический анализ данных залежей каменной соли позволяет определить вероятность построения соляной структуры определенного объема и глубины в выбранных соляных куполах.
Ключевые слова: водород; подземное хранение; выработанное месторождение; соляная пещера; геологическое строение; относительная проницаемость.

Подземное хранение чистого водорода, в большом количестве произведенного электролизом с использованием электроэнергии АЭС, может оказаться экономически выгодным решением для различных пиковых сроков хранения. Выработанные месторождения нефти и газа, а тем более месторождения соляных куполов считаются оптимальным вариантом для хранения большого количества водорода, произведенного в промышленном масштабе [1, 2]. При этом нужно учитывать влияние гидрохимических условий на диффузионные потери водорода, его взаимодействие с породообразующими минералами [3, 4].

Правительство Российской Федерации для реализации «Дорожной карты» подготовило и утвердило стратегию развития водородной энергетики до 2024 года. Основная цель этой стратегии является развитие на основе современных технологий экспортно-ориентированную область водородной энергетики России [5, 6].

Водород предлагает искомое решение для обезуглероживания промышленных процессов и тех секторов экономики, где трудно добиться сокращения выбросов углекислого газа [7].

Пористые геологические структуры и каверны, построенные в формациях каменной соли [8] рассматриваются как перспективные подземные хранилища водорода. Месторождения каменной соли обычно встречаются во всем мире в виде пластовых образований или структур, поднятых галотектоническими процессами (рис. 1). Эти типы месторождений используются как хранилища углеводородного сырья.

При этом нужно учитывать, что при выборе выработанных месторождениях полезных ископаемых под хранение водорода рекомендуется отдавать предпочтение резервуарам с терригенными коллекторами, выдержанными флюидоупорами и без признаков современной тектонической дестабилизации [9, 10] для стабильности удержания в резервуаре водорода.

Методология оценки потенциала подземного хранения водорода в соляных куполах. Накопительные каверны в месторождениях каменной соли обычно сооружают в диапазоне глубин 500–1800 м. Учитывая сложное геологическое строение соляных куполов, для дальнейшего рассмотрения были взяты только те соляные купола, в которых кровля каменной соли залегает не

глубже 1500 м. Это увеличивает шансы обнаружить подходящий слой чистой каменной соли в дополнительном диапазоне глубин (1500–1800 м). Принятый критерий позволяет выбрать для дальнейшего анализа 10 соляных залежей. В табл. 1 представлены выбранные соленосные залежи с перспективой разработки подземного хранения водорода.

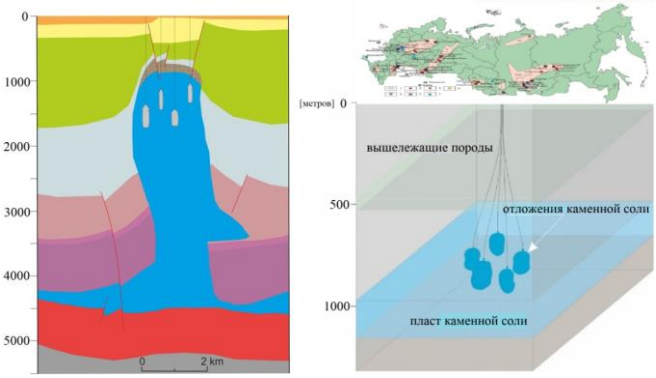


Рис. 1. Соляные каверны в соляных куполах и залегающих соляных образованиях

Таблица 1

Выбранные соляные залежи для оценки объемного хранения водорода

№	Соленосные залежи	Объем соляных резервуаров, тыс. м^3	Глубина соляного зеркала, м	Количество резервуаров, шт.
1	Волгоградская	115–350	1150	16
2	Калининградская	400	860	14
3	Тульская	350	950	8
4	Березниковская	300	420	29
5	Смоленская	350	840	11
6	Серпуховская	350	1000	6
7	Сереговская	500	300	14
8	Шедокская	400	990	6
9	Ангарская	300	950	8
10	Братская	200	100	9

Методика определения накопительного потенциала выбранных в соленосных бассейнах солевых куполов включает следующие этапы:

– оценка максимальной высоты соляной каверны в зависимости от ее глубины;

– оценка оптимальной глубины каверны для хранения;

– оценка влияния конвергенции на вместимость каверн для хранения водорода;

– статистический анализ, направленный на определение распределения и функции плотности вероятности глубины и объема накопительных каверн.

Определение коэффициентов оценки устойчивости конструктивных элементов камер подземного растворения с учетом горно-геологических условий их заложения [11], позволяющие обеспечивать безаварийность работы рассолопромысла на стадиях строительства, эксплуатации и вторичного использования горных выработок [12].

Теоретические основы оценки аккумулирующего потенциала соляных куполов. Две составляющие имеют решающее значение с точки зрения размера соляных куполов: 1) геологическая структура соляного купола, 2) геомеханическая стабильность и целостность каверн. Верхний предел высоты каверны по условию безопасности, которое необходимо выполнить для обеспечения целостности массива горных пород, определяется по формуле:

$$p_{\text{цем}} \leq h_{\text{цем}} \cdot g_h ,$$

где $p_{\text{цем}}$ – давление на глубине последнего зацементированного башмака обсадной колонны, $h_{\text{цем}}$ – глубина залегания последнего зацементированного башмака обсадной колонны, а g_{h} – допустимый градиент максимального давления хранения водорода.

Критическое значение p определяется в конце первой закачки каверны водородом. Давление на глубине последнего зацементированного башмака обсадной колонны соответствует давлению рассола в обсадной колонне минус давление столба водорода в каверне плюс гидравлическое сопротивление потока рассола.

$$p_{\text{цем}} = \rho_b g(h_{\text{цем}} + H) - \rho_{Hg} H + \Delta p_{\text{водор}} + p_h b H_h \Delta p_{\text{водор}} ,$$

где ρ – плотность рассола; g – стандартная плотность; ρ – плотность водорода; H – высота каверны, включая горловину и исключая отстойник и остаточный рассол.

Учитывая малую плотность водорода и малое гидравлическое сопротивление, высоту каверны можно смело аппроксимировать формулой:

$$H \leq h_{\text{цем}} \left(\frac{g_f}{g\rho_b} - 1\right) - \frac{p_h}{g\rho_b},$$

Различия между высотами соляных куполов, аппроксимируемыми по представленным формулам, и детальными оценками занижены примерно на 3,5% на глубине 500 м, на 11,5% – на глубине 1200 м и на 19,0% – на глубине1800 м.

На рис. 2 показана максимальная высота соленой каверны под хранение водорода в зависимости от глубины залегания последнего зацементированного башмака обсадной колонны. Максимальная высота соляной каверны для хранения водорода примерно на 30–40% ниже, чем у каверн для хранения природного газа.

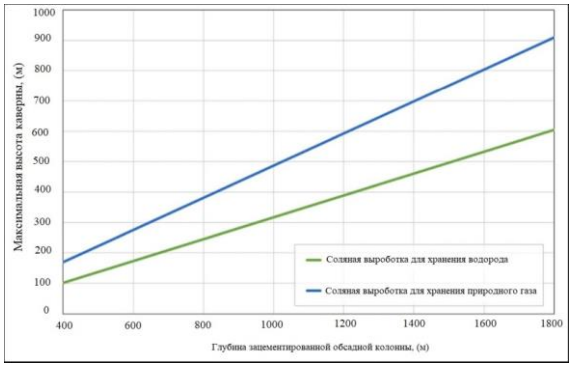


Рис. 2. Максимальная высота каверн хранения водорода в зависимости от глубины и метода расчета

Вывод. Это различие обусловлено значениями плотности для водорода и природного газа. Оценки показывают, что при консервативных предположениях на глубине 1000 м можно построить каверны с максимальной высотой 300 м, обеспечивающие большую вместимость водорода.

Литература

1. *Andersson J., Grönkvist S.* Large-scale storage of hydrogen // International Journal of Hydrogen Energy. 2019. Vol. 44, No. 23. P. 11901–11919. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.063

2. *Muhammed N.S., Haq B., Shehri D.A.* et al. A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 461–499, https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.12.002

3. *Абукова Л.А., Абрамова О.П.* Прогноз гидрогеохимических эффектов в глинистых флюидоупорах при подземном хранении водорода с метаном // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 1. С. 118–126. https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.13

4. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А*. Возможные гидрогеохимические эффекты в терригенных резервуарах подземного хранения водорода с метаном // Подземная гидросфера: Материалы XXIII Всероссийского совещания по подземным водам востока России с международным участием. Иркутск: Институт земной коры СО РАН, 2021. С. 449–453.

5. *Новак А.* Водород: энергия «чистого» будущего // Энергетическая политика. 2021. № 4(158). С. 6–11. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_4158_6

6. Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года: План мероприятий. Утвержден распоряжением Правительства РФ от 12.10.2020 № 2634-р. 19 с. http://static.government.ru/media/files/7b9bstNfV640nCkkAzCRJ9N8k7uhW8mY.pdf (Дата обращения 16.09.2022).

7. *Арутюнов В.С., Стрекова Л.Н.* Потенциал водородной энергетики и возможные следствия ее реализации // НефтеГазоХимия. 2021. № 1–2. С. 8–11. https://doi.org/10.24412/2310-8266-2021-1-2-8-11

8. *Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Гильмутдинов Т.Д.* Развитие подземных хранилищ газа в России и мире // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 5–6. С. 39–42. https://doi.org/10.24411/0131-4270-2019-10608

9. *Абрамова О.П., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А*. Надежность подземного хранения водорода совместно с метаном в терригенных геологических формациях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 62–76. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art8

10. *Боярко Г.Ю., Хатьков В.Ю*. Обзор современного состояния соляной промышленности России // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 5. С. 179–190. https://doi.org/10.18799/24131830/2021/5/3201

11. *Ковалев О. В., Мозер С. П*. Выбор и обоснование методов расчета параметров элементов массива при растворении соли в горно-геологических условиях отработки купольных месторождений // Записки Горного института. 2002. Т. 152, С. 78–81.

12. *Колоколова И.В., Коновалова И.Н.* Новые методические приемы выделения и картирования природных резервуаров для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 3–12. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art1

Получение водорода и углеродных наноматериалов из тяжелого нефтяного сырья

Синицин С.А.*, Шуляка С.Е.
Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева,
РФ, 125047, г. Москва, Миусская площадь, д. 9
E-mail: *sinitsin.s.a@muctr.ru

Аннотация. В настоящее время одним из распространенных и наиболее важных процессов современной нефтепереработки является процесс производства и очистки водорода. Установки производства водорода имеются на многих отечественных и практически на всех зарубежных нефтеперерабатывающих заводах. В разных отраслях водород используется и как основное сырье, и как вспомогательный материал, и как топливо. Предприятия нефтепереработки и нефтехимии потребляют до 50% получаемого водорода. Авторами предложен перспективный способ получения водорода, заключающийся в предварительном термолизе тяжелого нефтяного сырья с последующей каталитической конверсией парогазовых продуктов, который позволяет сократить затраты на производство водорода. Способ позволит увеличить глубину переработки сырья и расширить сырьевую базу нефтеперерабатывающих заводов.
Ключевые слова: водород, тяжелое нефтяное сырье, каталитическая конверсия, термолиз, инициированный крекинг.

В августе 2021 года распоряжением правительства РФ утверждена Концепция развития водородной энергетики в РФ. В правительстве полагают, что в зависимости от темпов декарбонизации мировой экономики и роста спроса на водород на международном рынке потенциальные объемы экспорта водорода из России могут составить до 200 тыс. т в 2024 году, 2–12 млн т в 2035 году и 15–50 млн т в 2050 году.

Существует условная градация водорода по цвету в зависимости от способа его производства и выделяемого углеродного следа. Наиболее «чистым» водородом считается «зеленый», он получается путем электролиза воды с использованием электроэнергии, выработанной из экологически чистых возобновляемых источников энергии. Есть также «голубой» водород – из природного газа. При его производстве побочный углекислый газ улавливается и хранится в специальных хранилищах. «Бирюзовый» водород получают в результате пиролиза метана. «Серым» считается водород, при получении которого углекислый газ выбрасывается в атмосферу. В настоящее время сырьем для получения более 75% всего водорода в мире является природный газ. Согласно данным «Газпром», для получения 1 $м^3$ водорода методом пиролиза метана требуется 0,7–3,3 кВт·ч, а электролиза – 2,5–8 кВт·ч, что втрое больше. По данным немецкой компании BASF, различие в энергоемкости этих технологий почти десятикратное. В обозримом будущем стоимость получаемого «зеленого» водорода не имеет тенденции к снижению.

Интенсивное развитие гидрогенизационных процессов переработки нефтяного сырья невозможно без достаточных ресурсов водорода. Углубление переработки нефти и увеличение единичной мощности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) привели к тому, что количество водорода, получаемого на НПЗ, давно не удовлетворяет потребности. Основное количество водорода на НПЗ получают в процессе каталитического риформинга, который в России обеспечивает только 50% потребности нефтеперерабатывающих заводов в водороде.

Удельный вес стоимости водорода в эксплуатационных затратах при гидрогенизационной обработке нефтяного сырья составляет 40–75%. Высокая стоимость водорода обусловлена большими капитальными вложениями и эксплуатационными затратами.

Проблема производства водорода на НПЗ решается получением его на специально построенных установках. Наиболее распространенным в настоящее время способом производства водорода является паровой риформинг. В качестве сырья на НПЗ используется углеводородный газ. В установке парового риформинга пар и природный газ подвергаются каталитическому крекингу при температурах около 850 °С. В результате образуется смесь водорода, оксида углерода и диоксида углерода. Получаемый совместно с водородом оксид углерода не имеет на НПЗ целенаправленного производственного применения. Часть оксида углерода конвертируется в CO_2 с водяным паром. Водород выделятся из конвертированного газа с помощью короткоцикловой безнагревной адсорбции, мембран или криогенных процессов.

На сегодняшний день на НПЗ России вырабатывается около 1 млн т в год водородсодержащего газа. Кроме того, на 7 заводах находятся в эксплуатации специализированные установки, на которых производят ~ 120 тыс. т водорода в год.

Как известно, запасы тяжелой и высоковязкой нефти составляют порядка 80% общемировых нефтяных ресурсов. По разведанным запасам тяжелой нефти Россия занимает третье место в мире после Канады и Венесуэлы. При этом в связи с выработкой месторождений легких и средних нефтей в России и растущим потреблением нефти и нефтепродуктов доля высоковязких тяжелых нефтей, вовлекаемых в переработку, будет неизбежно возрастать.

Значительная доля всей массы тяжелого нефтяного сырья (ТНС) приходится на так называемые тяжелые нефтяные остатки (ТНО) – это, как правило, нефтепродукты, которые не находят квалифицированного применения, и используются в качестве компонента котельного топлива, либо сырья для его производства. Поэтому увеличение эффективности переработки тяжелого нефтяного сырья в светлые нефтепродукты и сырье основного органического и нефтехимического синтеза является актуальной задачей для российской нефтепереработки.

В зависимости от оснащенности НПЗ вторичными процессами в качестве ТНО могут выступать:

– мазут – остаточная фракция атмосферной перегонки нефти;

– гудрон – кубовый продукт вакуумной перегонки мазута;

– тяжелый газойль каткрекинга;

– асфальт, образующийся при деасфальтизации гудрона, при наличии в структуре НПЗ масляного производства;

– экстракты селективной очистки масляных фракций.

В случае если НПЗ не располагает процессами для специализированной переработки ТНС, оно утилизируется как компоненты котельного топлива. Наличие в номенклатуре товарной продукции топочного мазута свидетельствует о низком уровне развития НПЗ, слабом использовании потенциала перерабатываемого сырья. Тяжелое нефтяное сырье гораздо выгоднее перерабатывать на НПЗ с получением дорогостоящего моторного топлива и смазочных масел. Такой подход особенно актуален в связи с тем, что доля тяжелой нефти в мировой нефтепереработке постоянно возрастает. Задача переработки ТНС имеет несколько решений:

– производство битума;

– процесс термодеструкции тяжелого нефтяного сырья;

– глубокий крекинг с максимальным выходом газов и дистиллятных фракций и минимальным выходом крекинг-остатка, в предельном случае это процессы коксования, максимально повышающие глубину переработки нефти;

– неглубокий крекинг с целью получения котельного топлива пониженной вязкости без применения дистиллятных разбавителей, этим процессом является висбрекинг, который частично способствует углублению переработки нефти.

Выбор рациональной технологии переработки ТНС является достаточно сложной задачей. Решение зависит от состава и свойств сырья, номенклатуры требуемых нефтепродуктов, доступности предлагаемых технологий, наличия оборудования, эффективности промышленных катализаторов, использования вторичного сырья и др.

Выбор термолиза в присутствии активирующих добавок обусловлен заметным снижением температуры в реакторе, возможностью варьирования глубины крекинга сырья, применением добавок получаемых на самом НПЗ, отсутствием отходов. В основу схемы переработки положена концепция комплексной безотходной технологии переработки ТНС с получением продуктов имеющих высокую добавленную стоимость. Известно, что продукты термического крекинга особенно сернистого тяжелого нефтяного сырья не находят применения без гидрооблагораживания. Исходя из этого, разработана схема переработки, позволяющая помимо светлых дистиллятов производить водород и утилизировать избыточный углерод сырья в виде малосернистого нефтяного кокса, пригодного к использованию в углеродной промышленности (рис. 1).

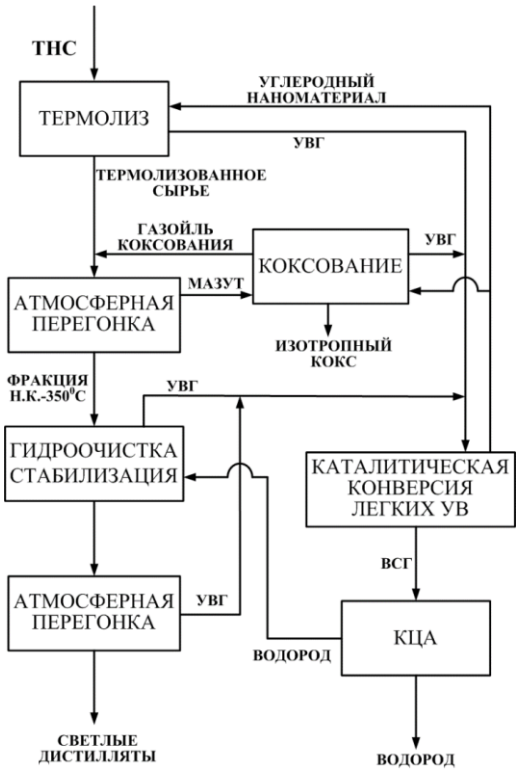


Рис. 1. Схема переработки ТНС без получения углеродного наноматериала в качестве товарного продукта. На схеме не показаны блоки сероочистки и утилизации H_2S

В предлагаемой схеме углеводородные газы используются для производства водорода, а

весь углеродный наноматериал, являющийся в данном случае побочным продуктом, используется в качестве активирующей добавки для интенсификации процессов термолиза и замедленного коксования нефтяного сырья. Эффект воздействия наноуглерода на ТНС изучен на примере мазутов и гудронов тяжелых нефтей, ТНО различного происхождения и природных нефтебитумов. Установлено, что наноуглерод оказывает активирующее воздействие на термическое превращение тяжелых нефтепродуктов. Ключевые стадии представленной схемы (см. рис. 1) были отработаны на лабораторных и пилотных установках. Полученные на пилотной установке данные убедительно доказывают перспективность предложенного авторами способа переработки тяжелого нефтяного сырья с получением в качестве товарных продуктов водорода и углеродного наноматериала.

На основе более чем двадцатилетнего опыта в сфере технологий переработки ТНС, авторами предложена схема глубокой переработки нефтяного сырья различного состава, основанная на инициированном термолизе. Разработанный РХТУ им. Д.И. Менделеева и проверенный на пилотных установках процесс имеет преимущества перед российскими и зарубежными аналогами:

– отсутствие стадий деасфальтизации и деметаллизации ТНС, так как содержащиеся в сырье асфальтены и металлы в процессе переработки осаждаются на углеродном наноматериале и концентрируются в мазуте;

– осуществление процесса без специальных дорогостоящих катализаторов и водорода;

– обессеривание жидких продуктов кокса на 50-60%;

– возможность использования простого в техническом исполнении оборудования традиционного термического крекинга нефтяных остатков.

Все это позволяет существенно снизить капитальные и эксплуатационные затраты на переработку тяжелого нефтяного сырья в моторные дистиллятные фракции, что делает его конкурентоспособным со многими современными процессами деструктивной переработки нефтяных остатков.

Оценка потенциала истощенных газовых залежей для создания подземных хранилищ водорода

Аникеев Д.П.*, Индрупский И.М., Аникеева Э.С.*****
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *anikeev@ogri.ru, **i-ind@ogri.ru, ***esanikeeva@ogri.ru

Ранее в статье [1] авторами была показана возможность компактного захоронения водорода совместно с метаном в водоносном пласте. Предложенная технология создания и контроля контуров подземного хранилища водорода (ПХВ) позволяла при выполнении технологических ограничений обеспечить достаточно полное извлечение закачанного водорода при его отборе. При этом необходимо создание постоянно-действующей сопутствующей системы закачки воды для контроля геометрии создаваемого хранилища водорода совместно с метаном.

Математические эксперименты показали, что без контролируемого нагнетания воды как на этапе создания хранилища, так и на этапе хранения водорода не удается обеспечить последующее достаточно полное его извлечение на поверхность за разумное время с технологически обоснованными затратами. Без создания дополнительного гидродинамического барьера происходит расформирование запасов водорода из-за его миграции от газонагнетательных скважин вдоль кровли пласта на большие расстояния. При этом на динамику продвижения водорода сильно влияют параметры водоносной системы, к которой приурочен пласт с формируемым ПХВ.

В данной работе исследованы вопросы создания ПХВ в истощенных газовых залежах. Такие объекты являются альтернативой водоносным пластам для создания ПХВ.

Если рассматривать истощенную газовую залежь как объект для создания ПХВ, то основные его отличия от ПХВ в водоносном пласте будут связаны с наличием истории разработки и инфраструктуры. К плюсам можно отнести:

– лучшую, как правило, изученность целевого пласта;

– наличие готовых к эксплуатации скважин для закачки и отбора газа;

– наличие наземной инфраструктуры;

Но существуют и минусы:

– наличие уже существующего фонда будет ограничивать дополнительные капитальные затраты, в том числе на бурение новых скважин;

– существующий фонд скважин может быть старым, иметь проблемы с герметичностью и быть малопригодным для интенсивной закачки и отбора газа. Фактические данные подтверждают наличие проблем с герметичностью скважин для целого ряда старых объектов [2];

– как правило, на газовых месторождениях существующая инфраструктура, связанная с обработкой пластовой воды, не рассчитана на использование воды в качестве агента поддержания пластового давления. Поэтому организация барьерной закачки потребует дополнительных усилий по модернизации наземного сегмента обустройства;

– неупругие деформации коллектора и покрышки в процессе предшествующего истощения залежи могут оказывать негативное влияние на производительность скважин и герметичность создаваемого ПХВ.

Помимо перечисленных плюсов и минусов, двоякую роль играют следующие факторы:

– наличие остаточных запасов углеводородного газа, который частично играет роль буферного газа, но смешивается с водородом, снижая его концентрацию в пласте;

– пониженное пластовое давление относительно гидростатического, что позволяет уменьшить затраты на компримирование нагнетаемого в хранилище газа, но ценой ограничения объема хранения и эффективности обратного извлечения водорода.

Для гидродинамических расчетов и оценки технологии создана секторная модель условной газовой залежи с характеристиками, схожими с сеноманскими отложениями. Для моделирования использован пакет RFD tNavigator. Поскольку на данном этапе не предполагалось воспроизведение разработки конкретного месторождения, рассмотрены несколько сценариев истощения модельного объекта. Модельный объект представляет собой небольшую газовую залежь в купольной структуре с подстилающей водой и неоднородным распределением свойств пласта. В центральной части купола расположены 3 куста по 5 вертикальных добывающих скважин в каждом (всего 15 скважин). Скважины для моделирования истощения в течение определенного срока работают на режиме заданного забойного давления с ограничением на максимальный дебит. Начальный темп отбора газа – 7,5 тыс. $м^3$/сут, начальное пластовое давление – 11,5 Мпа. Минимальное забойное давление составляет 4 МПа.

Рассмотрено два сценария жизненного цикла истощенного газового месторождения. Первый сценарий условно назовем «полным истощением», при котором отбор газа вертикальными скважинами в купольной части ведется до заведомо нерентабельных дебитов газа. При этом коэффициент извлечения газа (КИГ) по данным вариантам близок к 90%. Данный сценарий отражает принятую ранее концепцию оценки извлекаемых запасов крупных газовых месторождений, по которым ЦКР утверждала высокие КИГ (до 100%). Второй сценарий получил название режима «частичного истощения», который предполагает более короткий период истощения залежи с более высокими финальными дебитами газа. Вместе с тем, получаемые на конец истощения по второму сценарию дебиты газа, с точки зрения практики добычи, достаточно низкие.

В работе рассмотрены следующие эффекты: сравнение формы и динамики продвижения фронтов при закачке водород-метановой смеси; эффективность контроля формы создаваемого ПХВ; степень обратного извлечения газовых компонентов из ПХВ.

На основе математических экспериментов показано, что созданию компактного хранилища водорода в истощенной газовой залежи также способствует использование специализированных скважин для закачки воды. При этом создание ПХВ в истощенной газовой залежи требует меньших энергетических затрат, но по возможности обратного извлечения водорода оказывается менее эффективным, чем создание ПХВ в водоносном пласте. Кроме того, использование уже существующего фонда скважин снижает затраты, но повышает вероятность технических проблем при создании и эксплуатации ПХВ.

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. *Abukova L.A., Zakirov S.N., Anikeev D.P., Zakirov E.S.* Formation of an effective hydrogen storage in an aquifer and control of its parameters // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201999-MS. https://doi.org/10.2118/201999-MS

2. *Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Аникеева Э.С., Лысенко А.Д.* Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 15. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15

Актуальные проблемы улавливания и утилизации углекислого газа при производстве водорода из природного газа

Лугвищук Д.С.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, зд. 15, стр. 1
E-mail: D_Lugvishchuk@vniigaz.gapzrom.ru

Аннотация. В работе рассмотрены основные проблемы, связанные с улавливанием и утилизацией диоксида углерода в рамках процессов получения водорода из природного газа. Проведен анализ технологий паровой конверсии метана, пиролиза и электролиза с точки зрения их экологических и экономических характеристик. Выполнен расчет себестоимости водорода, получаемого за счет различных технологий в условиях реализации систем нормативного регулирования.
Ключевые слова: водородная энергетика, паровой риформинг метана, пиролиз метана, трансграничное углеродное регулирование, производство водорода, потенциал глобального потепления.

Проведение систематических работ по анализу существующих технологий утилизации/захоронения диоксида углерода и оценке уровня их готовности необходимо для выявления и снижения рисков, связанных с несвоевременным выполнением соответствующих проектов и программ, превышением выделенного на их реализацию бюджета. Среди актуальных проблем по улавливанию и утилизации диоксида углерода можно отметить следующие: доступность технологий улавливания, стоимость утилизации, нормативно-правовые вопросы.

Основные технологии улавливания с их преимуществами и недостатками рассмотрены в данной работе (основные параметры приведены в табл. 1).

В настоящее время существует множество процессов производства (химическая промышленность) и технологий, включающих захоронение диоксида углерода или его использование в качестве сырья. В рамках работы были рассмотрены 5 наиболее перспективных путей утилизации/захоронения диоксида углерода (табл. 2).

При рассмотрении существующих в мире мер поддержки проектов по утилизации/захоронению диоксида углерода можно выделить три основных механизма влияния государств на развитие данного сектора:

– введение льготного налогообложения для проектов позитивно влияющих на уменьшение выбросов ПГ;

– введение налогов на выбросы ПГ;

– введение системы торговли квотами на выбросы [1].

На основании проведенной работы можно сделать выводы о том, что потенциал использования диоксида углерода в настоящий момент не исчерпан. Основными преградами по реализации проектов утилизации диоксида углерода являются стоимость проектов и отсутствие норм правового регулирования данной отрасли.

Следует отметить, что отрасль по улавливанию и утилизации диоксида углерода может перерасти в отдельную и самостоятельную часть промышленности, если будет продолжаться поддержка подобных проектов. В настоящий момент в мире нет примеров реализации подобных проектов без финансовой поддержки государства.

Таблица 1

Уровень готовности и классификация технологий улавливания диоксида углерода

	Преимущества	Недостатки	Масштаб	Применение
Абсорбция	Скорость реакции Гибкость Высокая производительность	Коррозия оборудования Высокое потребление энергии	Промышленный	Очистка природного газа После сжигания на воздухе При получении синтез-газа
Адсорбция	Низкое потребление энергии Более низкая по сравнению с абсорбцией стоимость улавливания CO_2 Подходит для улавливания CO_2 в разбавленном потоке	Низкая производительность при работе с дымовыми газами	Пилотный	Очистка природного газа После сжигания на воздухе При получении синтез-газа
Мембранное разделение	Непрерывная устойчивая технология	Требуется много энергии при работе в процессах сжигания на воздухе	Промышленный/Пилотный (в зависимости от типа мембран)	Подходит при очистке природного газа и в процессах сжигания топлива в чистом кислороде
Жидкий или суперкритический CO_2 (Неразрывное улавливание CO_2)	Получение жидкого CO_2 не требует растворителей или других компонентов Может быть масштабировано	Требует огромное количество энергии	Экспериментальный	Подходит для газовых потоков с высокой концентрацией CO_2

Таблица 1

Матрица вариантов технологий утилизации/диоксида углерода

Применение диоксида углерода	Удельное потребление природного газа	Удельное потребление диоксида углерода	Рынки сбыта (отрасли использования) основного продукта
Синтез карбамида	0,4 т CH_4/т карбамида	0,73 т CO_2/т карбамида	Удобрения, органический синтез
Метанол	0,8 т CH_4/т метанола	1,37 т CO_2 на тонну метанола	Органический синтез, нефтедобыча
Синтетический метан	2 т CH_4/т синтетический CH_4	2,74 т CO_2/т. синтетического метана	Топливная энергетика
Повышение нефтеотдачи	-	От 0,3 до 0,6 т CO_2 /баррель	-
Захоронение в соляных кавернах	-	-	Захоронение диоксида углерода

Таким образом, снижение выбросов диоксида углерода важны во всех секторах экономики и промышленности. Согласно современным тенденциям, направленным на достижение «углеродной нейтральности», интерес к данному направлению будет только возрастать.

Литература

1. *Beck L.* The US Section 45Q Tax Credit for carbon oxide sequestration: an update. 6 p. https://www.globalccsinstitute.com/wp-ontent/uploads/2020/04/45Q_Brief_in_template_LLB.pdf (Дата обращения 02.11.2022).

Основы технологии депонирования углекислого газа с использованием ферромагнитных наночастиц и вращающегося электромагнитного поля при производстве водорода

Андреев С.Н.[1,2]*, Спиридонов Е.Н.[3], Спиридонов Н.И.[3], Абукова Л.А.[4]
1 – Московский физико-технический институт (НИУ),
РФ, 141701, Московская обл., г. Долгопрудный, Институтский пер., д. 9
2 – Московский педагогический государственный университет,
РФ, 119991, РФ, г. Москва, ул. Малая Пироговская, д. 1, стр. 1
3 – ООО «Максинвест», РФ, 119415, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 96, стр. 1, оф. 14
4 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *andreev_stepan@mail.ru

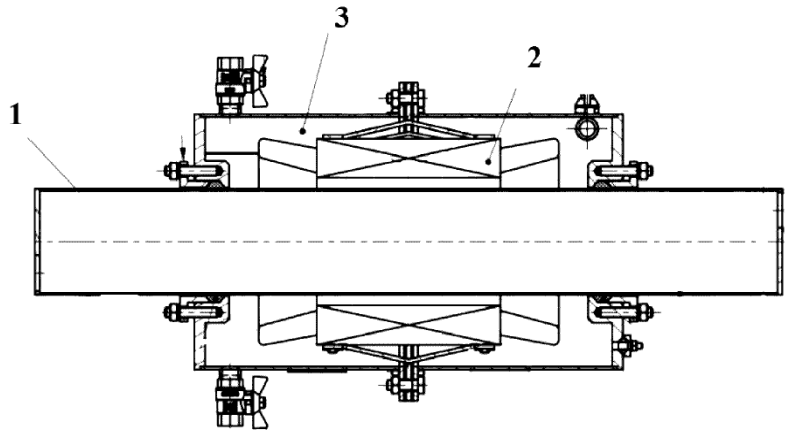
Аннотация. Разработана инновационная технология, позволяющая осуществлять эффективное депонирование углекислого газа при производстве водорода. Технология основана на воздействии вращающегося электромагнитного поля высокой мощности и находящихся в рабочей зоне аппарата ферромагнитных наночастиц на воду с растворенным в ней углекислым газом. Основой технологии является сконструированный и изготовленный нами модуль «electromagnetic process activator», в основе работы которого лежит принцип превращения энергии электромагнитного поля в другие виды энергии.
Ключевые слова: водород, декарбонизация, депонирование углекислого газва, электромагнитное поле, ферромагнитные наночастицы.

Добыча нефти и ее переработка для России в ближайшие 10–15 лет есть и остается одним из основных направлений экономики. Именно по этой причине бизнес, связанный с добычей и переработкой нефти в России, является устойчивым и рентабельным направлением производства. При этом поиск новых энергоносителей становится мировым трендом. Производство водорода тесно связано с задачами декарбонизации производств и депонированием климатически активных газов, в первую очередь, CO_2. С введением трансграничного углеродного налога рентабельность многих производств, в первую очередь, водорода, может оказаться под угрозой. В связи с этим необходимо предпринимать превентивные меры по снижению выбросов CO_2 в производственном цикле и/или внедрять эффективные технологии депонирования углекислого газа.

Нами разработана инновационная технология депонирования углекислого газа при помощи аппаратов формирования пространственного поляризованного электромагнитного воздействия вращающимися электромагнитными полями на воду с растворенным в ней CO_2.

Основой технологии является сконструированный и изготовленный авторами модуль «electromagnetic process activator» (EPA), в основе работы которого лежит принцип превращения энергии электромагнитного поля в другие виды энергии [1]. Схема EPA показана на рис. 1. Рабочая камера EPA диаметром 90 мм размещена в индукторе вращающегося электромагнитного поля. В рабочей камере EPA помещаются цилиндрические ферромагнитные элементы (иглы) в виде цилиндров диаметром 1 мм и длиной 5 мм в количестве нескольких сотен штук (общей массой до 0,5 кг) и дистиллированная вода с растворенным в ней углекислым газом. Индуктор вращающегося электромагнитного поля с системой охлаждения подключается к трехфазной промышленной сети переменного тока напряжением 380/220 В, частотой 50 Гц, обеспечивая скорость вращения электромагнитного поля 3000 оборотов в минуту. Ферромагнитные элементы

совершают колебательно-вращательные движения в воде, испытывая многочисленные столкновения друг с другом. В моменты соударения намагниченных игл возникают многочисленные плазменные разряды, сопровождающиеся значительным повышением температуры и давления в окружающей жидкости.



1 – рабочая камера;
2 – индуктор вращающегося электромагнитного поля;
3 – система охлаждения

Рис. 1. Схема модуля «electromagnetic process activator»

В предлагаемой технологии используется отработанная методика получения ферромагнитной жидкости – коллоидного раствора мелкодисперсного нанопорошка магнетита Fe_3O_4 в дистиллированной воде, возникающего в процессе работы EPA. Главные преимущества наночастиц магнетита – низкая восприимчивость к окислению, высокие магнитные свойства и низкая стоимость. С уменьшением размера частиц магнетита до однодоменного уровня (менее нескольких десятков нм) они приобретают свойство суперпарамагнетизма. Суперпарамагнитные частицы при удалении магнитного поля полностью теряют намагниченность, то есть возвращаются в исходное состояние и могут быть легко ресуспензированы в растворе. С энергетической точки зрения уменьшение размеров частицы приводит к возрастанию доли поверхностной энергии в ее химическом потенциале, что делает ее способной выступать в качестве эффективного катализатора мобилизации CO_2. Большие перспективы катализа наночастицами связаны с двумя обстоятельствами. Во-первых, при уменьшении размера частиц все большая доля атомов оказывается на поверхности и все меньшая – в объеме, поэтому катализатор, состоящий из наночастиц, обладает большой удельной поверхностью и может быть очень активным в гетерогенных реакциях. Во-вторых, многие свойства наночастиц зависят от их размера, поэтому, изменяя последний, можно управлять не только активностью, но и селективностью нанокатализатора.

Из многочисленного набора процессов, происходящих в рабочей камере EPA, наполненной водой с растворенным углекислым газом и ферромагнитными элементами, одним из основных является процесс электрофизической и электрохимической активации воды во вращающемся электромагнитном поле с механохимической обработкой ферромагнитными элементами. Кроме того, вода является источником радикалов *O, *OH, *H. В результате воздействия в реакторе происходит расщепление воды по схеме: H_2O = *OH+*H. Энергия разрыва связи, HO–H равна 465 кДж/моль, что выше энергии разрыва связи H–H (435 кДж/моль). Радикалы кислорода и

наиболее долгоживущий гидроксил-радикал, наряду с электромагнитным воздействием, запускают реакции расщепления растворенного углекислого газа с одновременным синтезом углеводородов. Одновременно за счет атомарного водорода осуществляются реакции гидрирования, в т.ч. низкомолекулярных соединений в момент их образования.

В результате растворенный в воде углекислый газ преобразуется, в основном, в углеродсодержащие соединения, находящиеся в агрегатном состоянии конденсированной среды. То есть в процессе обработки происходит увеличение плотности углеродсодержащего вещества примерно на три порядка. Это открывает возможность создания эффективной технологии по депонированию углекислого газа в промышленных масштабах.

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. *Andreev S.N., Bazhenov V.P., Spiridonov E.N., Spiridonov N.I.* Application of ferromagnetic nanoparticles and rotating electromagnetic fields for oil desulfurization // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012017. https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012017

СЕКЦИЯ:
Инновационные технологии поисков и освоения нефтегазовых ресурсов в нетрадиционных объектах осадочных бассейнов

Необходимость перестройки деятельности нефтегазового комплекса страны в ответ на западные санкции

Шустер В.Л.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: tshuster@mail.ru

Аннотация. В результате санкционного давления на Россию западным блоком стран-недоброжелателей возникла необходимость внести изменения в хозяйственную деятельность, в том числе, и в стратегию развития нефтегазового комплекса.
Предлагаются подходы к решению задач, позволяющих сохранить приоритетное положение России на мировом энергетическом рынке в условиях санкций. Это кардинальное изменение экспортного потока углеводородов с западного (европейского) на восточное (азиатское) направление. Укрепление существующих и создание новых транспортных путей. Создание новых объемов нефтегазовых ресурсов и запасов для обеспечения конкурентных цен на мировом рынке энергоносителей.
Ключевые слова: нефть, газ, санкции, направление экспорта энергоресурсов, нефтегазопроводы, северный морской путь, крупные месторождения, запасы нефти и газа.

В условиях резкого обострения геополитической обстановки и мощного санкционного давления западным блоком стран-недоброжелателей на экономику нашей страны возникла необходимость существенной перестройки хозяйственной деятельности, включая стратегию одного из ключевых элементов экономики – нефтегазового комплекса страны.

Предпринимаемые западным блоком стран в последние годы дискриминационные меры по ограничению торговли энергоносителями (торговля квотами по выбросам CO_2, механизмы регулирования отчетности о выбросах и поглощениях парниковых газов и многие другие) против России после февраля 2022 года резко ужесточились. Это решения Евросоюза об отказе от экспорта угля из России (август 2022 г.), частичное ограничение экспорта нефти и газа уже сегодня и полный отказ в течение двух лет.

Эти решения уже привели к существенному снижению показателей экономики и к понижению уровня жизни населения стран, объявивших санкции России, и это негативное влияние будет только нарастать.

В то же время, санкции отрицательно сказались на экспорте нефти и газа из России. По мнению министра финансов Антона Силуанова в 2022 году при негативном сценарии годовая добыча нефти может быть снижена на 17 млн т, но экспортная выручка не упадет при сегодняшних ценах на нефть.

Вклад нефтегазового комплекса в последние десятки лет в государственный бюджет страны составлял в среднем 40%. Значительная часть этого вклада приходится на экспорт нефти, газа и других энергоносителей, в том числе, на европейский экспорт нефти приходилось 29% от общего импорта 476 млн т в эти страны, газа – около 40%.

Совершенно очевидно, что предстоит (и уже началась) существенная перестройка стратегии нефтегазового комплекса страны. Каковы ответы на возникшие вызовы и каковы пути и подходы к решению текущих и последующих задач?

Первоочередная задача – переориентация экспорта углеводородов с западного (европейского) на восточное (азиатское) направление. Эта задача успешно решается на Государственном уровне по межправительственным соглашениям по укреплению и развитию экономических отношений с Китаем, Индией, Индонезией, Вьетнамом и другими странами.

Только за последние месяцы товарооборот с Китаем увеличился на 40%, в том числе, увеличился и экспорт нефти. На 15–20% может увеличиться в ближайшие годы экспорт нефти в Индию. Уже сегодня Россия продает нефть в Индию со скидкой в 30%, дешевле, чем традиционно покупаемая арабская нефть – основной экспортер Индии [1].

Для увеличения экспорта нефти и газа на азиатском направлении предстоит решать широкий комплекс проблем, связанных с обеспечением роста добычи углеводородов по конкурентным ценам, развития транспортных путей. Помимо построенных нефте– и газопроводов (Восточная Сибирь-океан, Трансиб, Сила Сибири) и планируемых (по заявлению Президента России), это и северный морской путь, строительство заводов по производству сжиженного природного газа, нефтеперерабатывающих заводов, морских ледокольных судов и создания морского ледового оборудования для поисков и разработки нефтяных и газовых месторождений и др.

Учитывая прогнозы о существенном увеличении товарооборота России, в первую очередь с азиатскими, южноамериканскими и африканскими странами, который может увеличиться только с азиатскими странами до 250 млрд долларов в ближайшие два года, следует ожидать и существенного роста экспорта в эти страны энергоносителей из России.

Принимая во внимание устойчивый рост цен на нефть до 100–110 долларов за баррель и газа до 1500–2000 долларов за 1 тыс. $м^3$, необходимо поддерживать существующий уровень добычи углеводородов приростом запасов (ресурсов) на новых перспективных направлениях геологоразведочных работ. Это объекты в морях Карском, Баренцевом и Лаптевых, на севере Западной Сибири, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, которые обладают значительными потенциальными ресурсами углеводородов.

Такие проекты, осуществляемые в сложных природно-климатических условиях, еще при вчерашних ценах на энергоносители казавшиеся нерентабельными, сегодня могут быть вполне экономически эффективными и привлекательными, в том числе, для зарубежных инвесторов. Значительные инвестиции в сложные проекты – необходимое условие их реализации. Только конкуретные цены на нефть и газ могут обеспечить России успех на мировом рынке энергоносителей.

Одним из перспективных регионов России, где возможен существенный прирост запасов углеводородов и уже открыт ряд крупных и гигантских месторождений газа, газоконденсата и нефти – север Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, включающий в себя шельф Карского моря. Большая часть запасов открытых здесь газовых и газоконденсатных месторождений приурочена к верхней части разреза (в основном, к меловым отложениям), на глубинах до 2,5–3,0 км. Открытие залежей газоконденсата и газа неподалеку от сходных по геологическому строению месторождений, как например, Бованенковский промысел, позволит осуществлять эффективное и рентабельное освоение выявленных запасов газа. К слову, Бованенковский «узел» расположен близко от завода по производству сжиженного природного газа [3, 4]. Такие же два объединенных центра добычи организуются ПАО «Газпром» в Карском море на первом объединенном Скуратовском и соседнем Нярмейском лицензионных участках,

включающих месторождения «75 лет Победы» и «Нярмейское» с извлекаемыми запасами газа, выявленными в меловых отложениях, соответственно: 160 млрд м^3 и 120 млрд м^3 (кат. C_1+C_2) и на втором Русановском лицензионном участке, включающем открытое в 2019 г. газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова с запасами – 390,7 млрд м^3 (кат. C_1+C_2).

На втором Русановском лицензионном участке, включающем открытое в 2019 г. газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова с запасами – 390,7 млрд м^3 (кат. C_1+C_2).

Оба участка предполагается соединить газопроводами с Бованенковским объединенным центром. По предварительной оценке, с учетом общего (кластерного) освоения, выявленные и прогнозируемые месторождения Приямальского шельфа Карского моря способны обеспечить объем добычи газа 80–90 млрд м^3 в год [2, 4]. Учитывая объемы запасов месторождений, относящихся к крупным и гигантским и находящихся на стадии освоения, следует ожидать, что эти проекты будут высокоэффективными и рентабельными. Кроме того, открытые газовые и газоконденсатные залежи со значительными запасами приурочены, в основном, к меловым отложениям и расположены на глубинах до 2,5–3,0 км. Толщина осадочного чехла в Карском море достигает 8–10 км. На восточном Новоземельском шельфе открыто нефтегазовое месторождение Победа, со значительными запасами нефти в нижне-среднеюрских отложениях. И месторождение нефти Победа, и полученные промышленные притоки нефти из юрских отложений на Восточно-Бованенковском месторождении, и открытые газовые и газоконденсатные залежи в Карском море расположены на севере единой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Весьма вероятно, что на крупных по площади и запасам месторождениях Ленинградском, Русановском, 75 лет Победы, им. В.Д. Динкова, Нярмейском и других будут открыты нефтяные залежи в тех же нижнесреднеюрских отложениях, что и на месторождении Победа.

Итоги. Проанализированы необходимые изменения в стратегии развития нефтегазового комплекса, предложены подходы к решению задач по сохранению приоритетного положения России на мировом энергетическом рынке.

Выводы. Для сохранения Россией приоритетного положения на мировом энергетическом рынке необходимо:

– переориентировать западный (европейский) экспортный поток углеводородов на восточный (азиатский) и привлечь, как можно больше стран мира к импорту энергоносителей конкурентными ценами на нефть и газ;

– развивать транспортные связи с азиатскими странами (нефтегазопроводы, железнодорожные и морской пути);

– развивать технологии и технические средства для поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа, а так же для транспортировки углеводородов;

– наращивать объемы поисково-разведочных работ и добычу нефти и газа, обеспечивая конкурентные цены на мировом рынке энергоносителей за счет открытия крупных и гигантских месторождений;

– развивать инфраструктуру, связанную с производством сжиженного природного газа.

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. *Салихов М.* Буря в бочке нефти // Аргументы и факты. 2022. № 20. С. 16. https://aif.ru/money/economy/burya_v_bochke_nefti_kto_bolshe_poteryaet_ot_torgovogo_embargo_es (Дата обращения 18.10.2022).

2. *Холодилов В.А., Оганов А.С., Дзюбло А.Д. и др.* Прогноз и перспективы освоения газового потенциала акватории Приямальского шельфа Карского моря в текущем столетии // Труды 15-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2021). М.: Перо, 2021. С. 206–211.

3. *Дзюбло А.Д., Васинкин С.А.* Особенности разработки и обустройства месторождения «75 лет Победы» в рамках концепции кластерного освоения запасов «сухого» газа месторождений Приямальского шельфа Карского моря // Научный журнал Российского газового общества. 2022. №1(33). С. 50–57. https://doi.org/10.55557/24126497_2022_1_50-57

4. *Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А.* Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 1. С. 39–45. https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45

Геологическое строение и перспективы открытия месторождения в южной части Предверхоянской нефтегазоносной области (республика Саха (Якутия)

Щепелин М.А.*, Делиу Е.А., Хуснуллина Г.Р.*****
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, д. 19
E-mail: *m_schepelin@vniigaz.gazprom.ru, **e_deliu@vniigaz.gazprom.ru,
***g_khusnullina@vniigaz.gazprom.ru

На востоке Российской Федерации активно формируются новые центры газодобычи и единая система транспортировки газа, которые обеспечат поставки газа потребителям регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока на долгосрочную перспективу, позволяя организовать новый мощный канал экспорта российского газа в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Государственная «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа) утверждена приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 3 сентября 2007 г. № 340. Координировать деятельность по реализации Программы Правительство Российской Федерации поручило ПАО «Газпром».

В рамках реализации данной Программы в Восточно-Сибирском и Дальневосточном регионах созданы Иркутский и Якутский центры газодобычи. Республика Саха (Якутия) в планах энергетического развития России рассматривается как один из первоочередных районов освоения углеводородного потенциала, поскольку территория имеет огромное экономическое и геополитическое значение. Несмотря на многолетние исследования древних толщ Сибирской платформы, изученность их остается крайне слабой и неравномерной, а отсутствие в последние годы геологоразведочных работ существенно сказалось на различиях в оценках величины потенциала платформы [1, 2].

К настоящему времени в Якутии разведано большое количество нефтяных и газовых месторождений, основные объемы которых приурочены к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Между тем значительные объемы перспективных и прогнозных ресурсов, имеются и в смежной Лено-Вилюйской нефтегазоносной провинции с высоким потенциалом для открытия новых месторождений. В данном районе, в частности в Вилюйской нефтегазоносной области (НГО) значительный вклад в изучение был выполнен такими фундаментальными государственными институтами как ИНГГ СО РАН и АО «ВНИГРИ».

Вилюйская НГО Лено-Вилюйской НГП расположена в бассейне р. Вилюй и приурочена к Вилюйской гемисинеклизе – надпорядковой отрицательной структуре, осложненной поднятиями более мелких порядков (рис. 1). На территории Вилюйской НГО открыты такие месторождения углеводородов (УВ), как: Среднетюнгское, Андлахаское, Толонское, Средневилюйское, Мастахское, Соболох-Неджелинское, Бадаранское, Хайлахское. Основной подтвержденный этаж газоносности приурочен к терригенным отложениям верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений. В силу удаленности от основных транспортных и инфраструктурных узлов полномасштабная разработка данных месторождений УВ имеет низкую рентабельность,

в связи с этим необходимо усиление данного региона за счет увеличения минерально-сырьевой базы (МСБ).

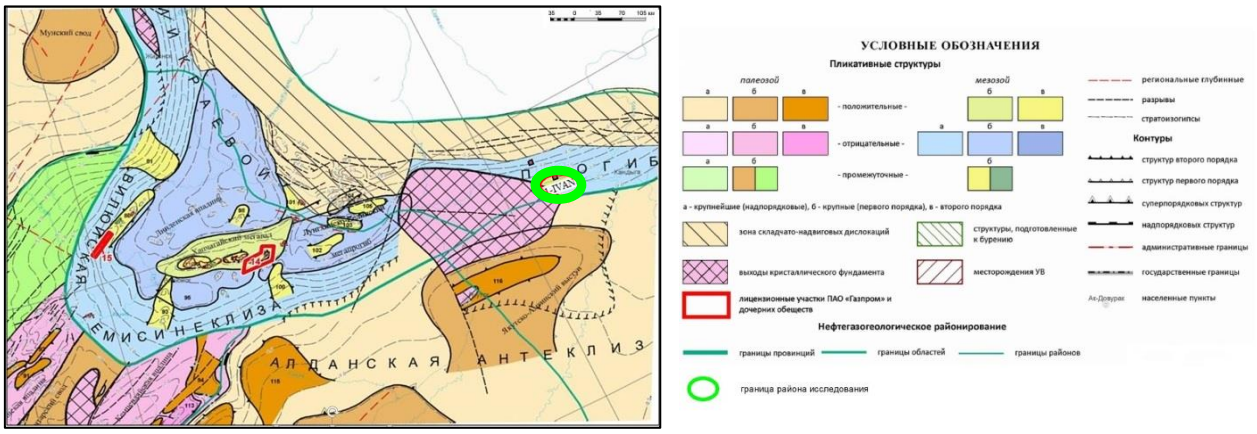


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты Восточной Сибири

На структурных картах основных продуктивных пластов, выполненных АО «ВНИГРИ» в 2021 году на основе региональных работ в восточной части Вилюйской гемисинеклизы выявлены ловушки отложений нижнего триаса и нижней юры (рис. 2). Как отмечалась ранее, данная площадь исследования обладает низкой степенью изученности: глубокое бурение и сейсморазведочные работы проведены в 60-ые годы. Данные ГИС ограничены, что влияет на точность интерпретации, сейсморазведка МОГТ 2D обладает низкой плотностью.

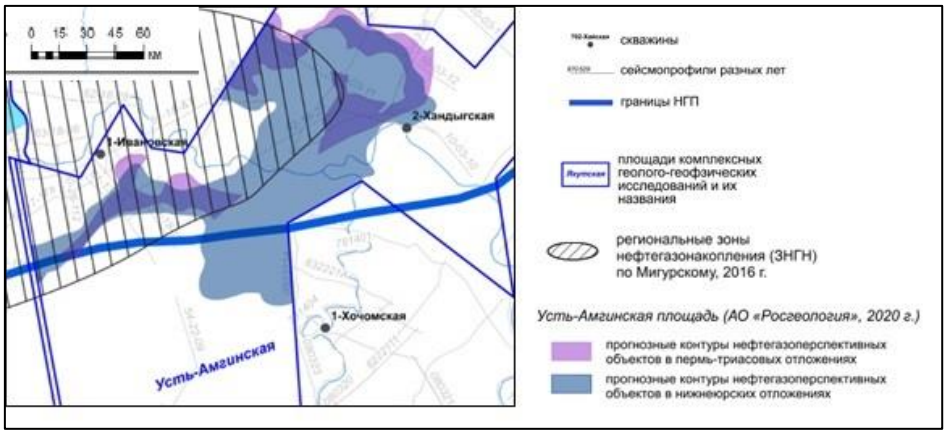


Рис. 2. Фрагмент карты совмещенных нефтегазоперспективных объектов
(АО «ВНИГРИ», 2021 г.)

Авторами данной работы в результате детального изучения представленных АО «ВНИГРИ» материалов [3], выделена более перспективная ловушка, приуроченная к верхнепермским отложениям (рис. 3). На перспективность рассматриваемых отложений указывает генерационная зрелость пермских отложений (стадия ПК3 и МК1), а также инниканской (аналог куонамской) свит кембрийских отложений – основных нефтегазоматеринских пород на территории района исследований, которые по данным работ ИНГГ СО РАН [4] находятся на стадии МК1 и МК2 (главная стадия нефтеобразования) – что говорит о высокой вероятности формирования залежей УВ.

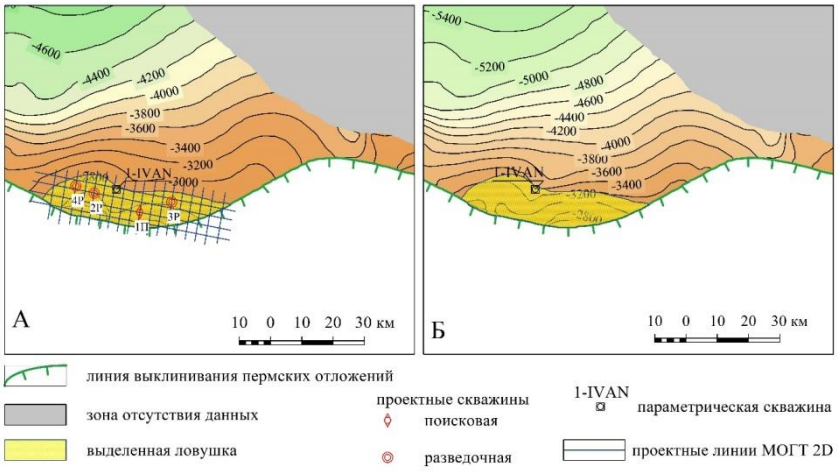


Рис. 3. Фрагменты структурных карт:
А – кровли,
Б – подошвы
пермских отложений

Выявленная авторами ловушка является неантиклинальной структурой, приуроченной к юго-восточному борту Вилюйской гемисинеклизы (см. рис. 1). На юге структура ограничивается зоной выклинивания пермских отложений, на севере на основе результатов бурения скважины №1 Ивановской (оцениваемый интервал в колонне не испытывался) и замыкается по изолинии – 2800 м. Размеры рассматриваемой ловушки составляют 14х60 км, площадь – 572 км^2. По результатам оценки изменения толщины коллектора в интервале верхнепермского этажа газоносности по пробуренным скважинам данного района, ожидаемая толщина объекта исследования составляет – 30 м (P50). Подсчетные параметры, состав пластового газа, а также градиенты давлений и температур с целью оценки перспектив газоносности были приняты по месторождениям аналогам (Соболох-Неджелинское и Среднетюнгское газоконденсатные месторождения). Учитывая низкую степень изученности данной территории, целесообразно подойти к оценке ресурсов вероятностным методом, чтобы учесть допустимые изменения подсчетных параметров, встречаемые в данном регионе.

В результате выполненной оценки локализованные ресурсы изменяются в диапазоне от 289–632 млрд м^3 газа и 19–42 млн т конденсата, при оценке P50 – 455 млрд м^3 газа и 30 млн т конденсата.

Таким образом, с целью восполнения ресурсной базы Вилюйской НГО и освоения перспективной ловушки необходимо выполнение следующих геологоразведочных работ в течение 12 лет:

– проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2D длиною 570 пог. км, плотностью 0,5, с целью уточнения структурного плана и поиска АТЗ;

– строительство четырех скважин (одной поисково-оценочной и трех разведочных) с проходкой от 3100 до 3400 м для подтверждения нефтегазоносности и наличия залежи, уточнения ФЕС и т. д.;

– проведение сейсморазведочных работ 3D объемом 850 км^2.

В случае открытия месторождения возможен перевод ресурсов в запасы с коэффициентом – 0,3, который является традиционным для Вилюйской НГО. В результате прирост запасов составит порядка 137 млрд м^3 газа и 9 млн т конденсата. Применение комплексного подхода к изучению месторождения с учетом возможных рисков (не подтверждение геологической модели) и особенностей геологического строения древней Сибирской платформы не только повысит

эффективность планирования ГРР, но и значительно увеличит ресурсную базу в исследуемом регионе.

Литература

1. *Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н. Ананьев В.В.* и др. Нефть и газ Восточной Сибири / Науч. ред. Ю.Н. Григоренко. СПб.: Недра, 2006. 102 с.

2. *Кушмар И.А., Ситников В.С., Баженова Т.К.* и др. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия): реалии, перспективы, прогнозы / Под ред. В.С. Ситникова, О.М. Прищепы. СПб.: ВНИГРИ, 2014. 436 с.

3. Оценка перспектив нефтегазоносности центральной части территории Республики Саха (Якутия) на основе анализа фондовых материалов и новейших геолого-геофизических данных: Отчет о НИР / Под ред. А.И. Трусова, В.В. Шиманского, И.А. Кушмар. СПб., 2021. 204 с.

4. Предложения, по геологической оценке, перспектив нефтегазоносности территорий нераспределенного фонда недр центральных и южных районов Республики Саха (Якутии): Отчет о НИР / Под ред. А.Э. Конторовича, С.А. Моисеева. Новосибирск, 2022. 858 с.

Формирование высокоуглеродистых толщ в аспекте дегазации Земли (на примере доманикитов Урало-Поволжья)

Плотникова И.Н.*, Остроухов С.Б., Пронин Н.В.
Академия наук Республики Татарстан, РФ, 420111, г. Казань, ул. Баумана, д. 20
E-mail: *irena-2005@rambler.ru

Аннотация. Выполненные исследования и анализ ранее полученных и опубликованных материалов свидетельствует о том, что формирование высокоуглеродистых толщ семилукского и речицкого горизонтов обусловлено процессами дегазации Земли, проявившимися в развитии франского рифтогенеза на территории современной центральной части Волго-Уральского региона. Возникновение сероводородного заражения и зон аноксидного осадконакопления явилось следствием периодического поступления в морской бассейн эндогенных восстановленных систем. Это определило разнообразие литотипов в составе доманиковых толщ и геохимические особенности сингенетичной органики. Применение новых подходов к изучению доманикитов позволило создать новые критерии идентификации высокоуглеродистых толщ Урало-Поволжья.
Ключевые слова: доманикиты, рифтогенез, восстановленные системы, геохимические исследования, геохимические коэффициенты, формирование доманикитов, семилукский горизонт, Урало-Поволжье, сероводородное заражение, аноксидные события.

Обширные области распространения пород доманиковой фации (от Прикаспийской впадины до Тимано-Печорского бассейна) отражают проявление глубинной дегазации, неоднократно проявлявшейся на разных этапах геолого-тектонического развития от архея до альпийского тектогенеза. Масштаб развития и проявления тектоно-магматических процессов франско-фаменского возраста в пределах восточного континентального склона Лавруссии отображается областями формирования высокоуглеродистых пород (от Тимано-Печорского бассейна до Прикаспийской впадины), которые связаны с сетью древних авлакогенов, с Урало-Каспийской рифтовой системой, представляющей собой обширную зону дегазации Земли.

Анализ отношений Fe/Mn, Ti/Zr, Sr/Ba, (Fe+Mn)/Ti в породах семилукского и речицкого горизонтов указывает на то, что для времени их формирования характерно периодическое обмеление бассейна, что подтверждается резкими изменениями отношения Fe/Mn. Для семилукского и речицкого времен характерна периодическая активизация вулканизма, что доказано высокими (больше 25-ти) значениями коэффициента (Fe+Mn)/Ti. Широкий разброс значений коэффициента Ti/Zr свидетельствует об участии продуктов вулканизма в формировании осадка. Коэффициенты V/(V+Ni) и Mo/Mn указывают на периодическую смену окислительно-восстановительной среды бассейна осадконакопления от слабо окислительной до резко восстановительной. Последняя определялась сероводородным заражением, развитием зон аннексии и формированием осадка, обогащенного сингенетичным органическим веществом (ОВ). Установлена прямая корреляция между содержанием в породе органического вещества и наличия в ней урана. В интервалах разреза, обогащенных ОВ, концентрация целого ряда химических элементов значительно превышает кларковые значения. Значения петрохимических коэффициентов не противоречат ранее полученным данным о влиянии периодической активизации эндогенных процессов (вулканизм, поступление в бассейн осадконакопления

флюидных восстановленных систем) на формирование различных литотипов в разрезе пород доманиковой фации [1, 2].

Формирование доманикитов – карбонатно-кремнистых толщ, обогащенных рассеянным ОВ – напрямую связано со среднедевонско-франским полифазным рифтогенезом, отразившим тектоно-магматическую активность на восточной пассивной окраине древнего континента.

Обогащение акватории продуктами вулканизма и разгрузки гидротермальных растворов и восстановленных эндогенных систем [3, 4] определяло периодическое изменение гидрохимии морских вод и возникновение аноксидных условий формирования осадков [2]. Выбросы в атмосферу и гидросферу значительных объемов пепла, CO_2, H_2S, SO, SO_2 и других газов, SiO_2, серы, малых элементов повлекли за собой развитие кремневых организмов [1]. Избыток SiO_2 утилизировался периодическим всплескам бактериальной активности организмов безкислородных зон, что в свою очередь привело к чередованию биогенного карбонатонакопления и кремневой седиментации, которая характерна для семилукского горизонта [1, 2, 5]. Именно в бескислородных зонах в условиях сероводородного заражения и формировались обогащенные ОВ (до 18–20% и выше) кремнистые прослои, содержащие также повышенные концентрации урана и других микроэлементов.

Формирование высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых толщ связано с дегазацией Земли, а именно стало результатом плюм–рифтогенного этапа на фоне проявления главной фаменской фазы рифтогенеза и плюмового магматизма [6, 7]. Сформированные в процессе дегазации сквозьформационные флюидные каналы определили возможность возникновения в период альпийской тектонической активизации обширной зоны нефтегазоносности от Прикаспия до Тимано-Печоры. В настоящее время данные каналы продолжают оставаться зонами флюидного массопереноса, отражая современные процессы дегазации, одним из которых является восполнение запасов углеводородов разрабатываемых месторождений [3, 4, 8–11].

Созданная модель формирования высокоуглеродистых толщ и доманикитов логично объясняет природу возникновения Камско-Кинельской системы прогибов. Результаты геохимических исследований РОВ в Урало-Поволжье и в Прикаспийской впадине свидетельствуют о том, что тектоно-магматическая активизация (ТМА), связанная с Прикаспийском плюмом, началась уже в ардатовское время. В пределах Волго-Урала ее начало следует связывать с саргаевским временем. Активное проявление ТМА привело к широкому площадному распространению условий формирования доманикитов, которые после снижения активности сохранились вплоть до конца турнейского времени лишь в пределах наиболее активных зон проявления глубинной дегазации – зон поступления в бассейн осадконакопления флюидных систем, определяющих развитие аноксидных обстановок и формирования карбонатно-кремнистых осадков, обогащенных ОВ. Этими зонами и явились Камско-Кинельские внутриформационные прогибы, возникновение которых обусловлено разницей в скорости осадконакопления в центральных частях прогибов и за их пределами.

Литература

1. *Афанасьева М.С., Амон Э.О., Чувашов Б.И.* Экология и биогеография радиолярий: новый взгляд на проблему. Часть 2. Абиотические факторы, палеогеография радиолярий и морские палеоландшафтные обстановки в геологическом прошлом // Литосфера. 2005. № 4. С. 87–117.

2. *Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В.* К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений // Георесурсы. 2015. № 3–1(62). С. 42–47.

3. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И.* Глубинные восстановленные флюидные системы в процессах нефтеобразования и нефтенакопления // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович. М.: ГЕОС, 2007. С. 55–65

4. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И.* Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций // Доклады Академии наук. 2007. Т. 412, № 4. С. 524–529.

5. *Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В.* К вопросу формирования Камско-Кинельской системы прогибов // Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления: Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2017. С. 157–158.

6. *Милановский Е.Е., Алексеев А.С., Барабошкин Е.Ю.* и др. Геологическая история и геодинамика позднедокембрийских и фанерозойских рифтов, пострифтовых осадочных бассейнов и инверсионных структур восточно-европейской платформы: Отчет о НИР № 96-05-65739. Российский фонд фундаментальных исследований, 1996.

7. *Пучков В.Н.* Взаимосвязь плитных и плюмовых процесов в глобальном и региональном масштабе. Плюмовые процессы на Урале // Металлогения древних и современных океанов. 2016. № 1. С. 17–21.

8. *Баталин О.Ю., Вафина Н.Г.* Теоретическая модель формирования залежей нефти и газа в результате вертикальной миграции углеводородов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр: Материалы шестой международной конференции. Кн. 1. М.: ГЕОС, 2002. С. 71–79.

9. *Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н.* и др. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2019. 290 с.

10. *Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н.* Учет процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 3. С. 186–192. https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192

11. *Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н.* Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 4. С. 40–48. https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.40-48

Mineralogical and geochemical identification of the Permian volcanogenic materials in organic-rich shales of the Jungar Basin

GAO Jiahong[1]*, LIANG Xinping[1], JIN Zhijun [1], LIU Quanyou[1,2]
1 – Institute of Energy, Peking University, Beijing, China
2 – State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing, China
E-mail: *2101210101@stu.pku.edu.cn

Abstract. Volcanism is an important event among several types of geological events which can alter the surface environment, usually recorded by volcanic ash layers. However, most volcanic eruption materials were dispersed and mixed with sediments as cryptotephra (invisible volcanic ash layers), unrecognisable by the naked eye, making the role of volcanism in major the main control factor of rich mechanism shale obscure. By analyzing the sources, diagenetic processes, and geochemical features of the Permian organic-rich shales in the Junggar Basin, this study identified the cryptotephra in the shales and explored the impact of volcanism during the Permian on the organic-rich shales of the Fengcheng and Luchaogou formations in the Junggar Basin.
Keywords: Volcanic ash, organic-rich shale, Junggar Basin, Fengcheng Formation, Lucaogou Formation.

The volcanic ash layers have higher contents of Zr, Hf, Al, K, Mg and REE, while the abundances of Si, Cr, V and Ni are lower than those of the shales of the Fengcheng and Luchaogou formations. The contents of Zr/Cr and K_2O/Rb in the volcanic ash layers are much higher than those in the shales. The abundances of Cr/Al_2O_3, V/Al_2O_3, $Ni/Al2O_3$ and SiO_2/Al_2O_3 in the volcanic ash layers are much lower than those in the shales of the Fengcheng and Luchaogou formations [1–5].

The Permian tuff shale in the Junggar Basin has an overall negative Eu anomaly (2(Eu)N/(Sm+Gd)N=0.4678 on average, subscript N denotes the chondrite normalized), enriched LREE (∑LREE =86.0360 on average), and deficient HREE (∑HREE =16.3320 on average). However, a positive Eu anomaly (2(Eu)N/(Sm+Gd)N=1.1286 on average) occurs from 4865m to 4873m in the Fengcheng Formation of MY1.

The parent magma of the volcanic ash layers during the deposition of the Fengcheng Formation was mainly rhyolite, and that of the Luchaogou Formation was mainly andesite, indicating the immense potential of injecting sulphur species into the stratosphere.

References

1 *Winchester J.A., Floyd P.A.* Geochemical discrimination of different magma series and their differentiation products using immobile elements // Chemical Geology. 1977. Vol. 20. P. 325–343. https://doi.org/10.1016/0009-2541(77)90057-2

2 *Wedepohl K.H.* Environmental influences on the chemical composition of shales and clays // Physics and Chemistry of the Earth. 1971. Vol. 8. P. 305–333. https://doi.org/10.1016/0079-1946(71)90020-6

3 *Sun S.S., McDonough W.F.* Chemical and isotopic systematics of oceanic basalts: implications for mantle composition and processes // Geological Society, London, Special Publications. 1989. Vol. 42. P. 313–345. https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1989.042.01.19

4 *Yang S.C., Hu W.X., Fan J.X., Deng Y.Y.* New geochemical identification fingerprints of volcanism during the Ordovician-Silurian transition and its implications for biological and environmental evolution // Earth-Science Reviews. 2022. Vol. 228. P. 104016. https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2022.104016

5 *Wang X.J., Gao, J.H., Zhong L.* et al. The volcanic impacts on the formation of organic-rich shales from the freshwater to saline lakes: Cases study in the Ordos and the Junggar basins // Frontiers in Earth Science. 2022. Vol. 10. P. 918391. https://doi.org/10.3389/feart.2022.918391

Application of astronomical cycle theory in lacustrine shale oil exploration

WEI Ren[1,2], ZHANG Rui[1,2], LI Mingsong[2], HE Xiangwu[1,2], JIN Zhijun [1,2]*
1 – Institute of Energy, Peking University, Beijing, China
2 – School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing, China
E-mail: *jinzj1957@pku.edu.cn

Abstract. Astronomical cycles theory (Milankovich cycles theory) is applied to study the cyclical variation of the Earth's surface system caused by periodic changes in the Earth's orbital parameters. The astronomical cycles theory has made great progress in the fields of providing high-resolution astronomical time scales to calibrate the global geological chronology, revealing the Earth's climate fluctuations and environmental evolution, etc., but it is less applied to the exploration of shale oil. Compared with marine shale, the mineral composition, sedimentary structure and vertical accumulation patterns of lacustrine fine-grained rocks are more complex. Therefore, studying the geological response of astronomical factors has great theoretical and practical significance for understanding the sedimentary process of lacustrine fine-grained sedimentary rocks. Mainland China is rich in the development of terrestrial hydrocarbon source rocks and shale oil resources. Here, we carry out an exhaustive investigation of the terrestrial organic-rich shale strata from the Early Paleogene of the Bohai Bay Basin, the Middle Eocene to Oligocene of the Jianghan Basin, the Late Cretaceous of the Songliao Basin, and the Middle Triassic of the Ordos Basin. In addition, we conduct an in-depth study of astronomically forcing the burial of organic carbon in the Early Permian Junggar Basin.
Keywords: Milankovich cycles, cyclostratigraphy, lacustrine fine-grained rocks, organic carbon, shale oil.

The main understandings are as follows:

Bohai Bay Basin (Early Paleogene): The cyclic changes in mineral content and lithofacies in fine-grained sedimentary rocks are controlled by short eccentricity and precession cycles. Periods near the maximum short eccentricity range had large precession amplitudes, humid climates, and the development of organic-rich laminated calcareous mudstone lithofacies [1, 2].

Jianghan Basin (Middle Eocene to Oligocene): Silt-mudstone-rich intervals were deposited during ~2,4 Myr orbital eccentricity minima. The evidence indicates a history of alternating fresh water (humid/cool) and saline water (dry/hot) lake cycles paced by ~100 kyr orbital eccentricity cycles [3].

Songliao Basin (Late Cretaceous): A robust cyclicity of ~173 thousand years (ka) was found in both TOC and $^{13}C_{org}$. These cycles may be a signature of quasi-periodic variations in primary productivity and/or preservation conditions of OC, while the main controlling factor for the formation of organic-rich/poor intervals depends on different sedimentary processes [4].

Ordos Basin (Middle Triassic): The stable 405-kyr tuned floating astrochronological time scale (FATS) reveals that the depositional duration of the Chang 7 Member is approximately 5 Myr, and the sedimentation rates range from 0.90 cm/kyr to 1.69 cm/kyr. Spectral analysis of the TOC time series from Chang 7 Member reveals that the Earth's orbital period controls the primary productivity, with the most significant 405-kyr eccentricity cycles [5].

Finally, we use high-resolution gamma logging and TOC data to conduct a study on the cyclostratigraphy and organic carbon burial processes in the upper Jingjingzigou and Lucaogou formations of the early Permian Junggar Basin. A 4,4 Myr high-resolution astronomical timescale is obtained by astronomical tuning of the gamma-ray log and TOC sequence. We find that the TOC

sequence has a strong cyclicity of ~180 kyr, modulated by the combined astronomical signals of s_4-s_3 and s_3-s_6, and amplified by nonlinearities of the climate response within the carbon cycle under different climatic conditions.

This study explores the depositional process of fine-grained sedimentary rocks from the perspective of astronomical cycles, profoundly reveals the control of astronomical cycles on shale deposition under different climatic backgrounds, and provides a strong theoretical support for the exploration of terrestrial shale oil.

References

1 *Shi J.Y., Jin Z.J., Liu Q.Y., Huang Z.K*. Depositional process and astronomical forcing model of lacustrine fine-grained sedimentary rocks: A case study of the early Paleogene in the Dongying Sag, Bohai Bay Basin // Marine and Petroleum Geology. 2020. Vol. 113. P. 103995. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.08.023

2 *Shi J.Y., Jin Z.J., Liu Q.Y.* et al. Cyclostratigraphy and astronomical tuning of the middle Eocene terrestrial successions in the Bohai Bay Basin // Global and Planetary Change. 2019. Vol. 174. P. 115–126. https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2019.01.001

3 *Huang C.J., Hinnov L*. Astronomically forced climate evolution in a saline lake record of the middle Eocene to Oligocene, Jianghan Basin, China // Earth and Planetary Science Letters. 2019. Vol. 528. P. 115846. https://doi.org/10.1016/j.epsl.2019.115846

4 *Huang H., Gao Y., Ma C.* et al. Organic carbon burial is paced by a similar to 173-ka obliquity cycle in the middle to high latitudes // Science Advances. 2021. Vol. 7, No. 28. P. eabf9489. https://doi.org/10.1126/sciadv.abf9489

5 *Zhang R., Jin Z., Liu Q.* et al. Astronomical constraints on deposition of the Middle Triassic Chang 7 lacustrine shales in the Ordos Basin, Central China // Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 2019. Vol. 528. P. 87–98. https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2019.04.030

Перспективы развития добычи углеводородов в глубокозалегающих вулканогенных породах Восточной Сибири (Тунгусская синеклиза)

Юрова М.П.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: mpyurova@mail.ru

Аннотация: Тезисы имеют целью подтвердить прогноз сибирских исследователей о наличии залежей углеводородов в глубокозалегающих породах фундамента и рифей-палеозойском осадочном чехле Тунгусской синеклизы. В настоящее время в южной части синеклизы (Ангаро-Ленский район) открыты четыре месторождения углеводородов, трудности освоения которых связаны с наличием трапповой формации. Ленско-Тунгусская нефтегазовая провинция включает также месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы и еще двадцать крупных месторождений углеводородов, которые содержат залежи нефти и газа (в том числе гелия).
Ключевые слова: перспективы развития, глубокозалегающие залежи, вулканогенные породы, Восточная Сибирь, Тунгусская синеклиза.

В период формирования осадочного чехла Сибирской платформы и прилегающих территорий неоднократно проявлялся трапповый вулканизм. Особенно интенсивным он был в позднепермско-триасовое время. Интрузивные тела в большей степени были сосредоточены в пределах Тунгусской синеклизы [1]. Наибольшая мощность (около 3 км) сосредоточения в траппово-туфогенной толще наблюдается в северо-западных районах [2]. Распределение и амплитуды зон рифейского прогибания на территории широкого развития позднепермско-триасовых траппов и опускания (до 4,0–6,0 км) можно проследить на узкой полоске в Приенисейской зоне платформы. На всей северо-западной зоне отмечается перикратонное опускание. В разрезе выделяется два структурных этажа: гранитоиды фундамента (архей-нижний палеозой) и рифей-фанерозойский осадочный чехол [1]. Кроме сейсмических методов использовались: высокоточная гравиметрия, электро- и аэромагнитная разведка. Сейсморазведочные работы производились импульсным (невзрывным) источником, с помощью которого удалось получить полный сейсмический материал для детальной обработки и интерпретации разреза [3]. Обработка геофизического материала выявила общее падение структурных планов по всем опорным горизонтам в сторону Курейской впадины, что подтвердило унаследованность тектонического развития территорий на протяжении венд-палеозойского этапа [4].

В настоящее время на территории Накановской площади намечены зоны нефтегазонакопления II порядка. Выделены 3 зоны потенциальной нефтегазоносности (рифейская, вендская и нижнекембрийская) [5]. Для оценки перспектив нефтегазоности значительную роль играет латеральное и вертикальное положение трапповой формации [2]. В венд-нижнепалеозойский период западная часть Сибирской платформы имела наибольшее прогибание (более 4 км) [3]. В позднепалеозойское время происходило интенсивное формирование единой крупной области прогибания Тунгусской синеклизы. В настоящее время в южной части Тунгусской синеклизы (Южно-тунгусская нефтегазовая область) в пределах Таначи-Моктаконского нефтегазоносного района открыто 4 месторождения углеводородов в нижнем

кембрии: Моктаконское, Таначинское (нефтегазовое), Нижне-Тунгусское, Усть-Дельтунинское (газовое) [4].

В открытых месторождениях в связи с главной особенностью региона – высокой насыщенностью интрузиями позитовой магмы – значительно осложняется не только разведка, но и разработка месторождений. Проведенные в последнее время геологические и геофизические работы в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции не случайны. Этот регион, включающий также Непско-Ботуобинскую антиклизу, имеет большой промышленный потенциал, связанный с венд-кембрийским нефтегазовым комплексом (20 крупнейший нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений). В Ангаро-Ленском районе открыто 11 месторождений газа. Самое крупное и уникальное – Ковыктинское газоконденсатное месторождение (венд-кембрий), кроме углеводородов содержащее запасы гелия [5]. Главная доля геологических запасов гелия приходится на Ковыктинское, Чаяндинское и Собинское (Непско-Ботуобинская антиклиза) месторождение. Здесь осваивается уникальная газ-гелиевая сырьевая база, доля гелия в которой на порядок выше, чем на Оренбургском газоконденсатном месторождении.

Таким образом, Тунгусская НГО является одним из перспективных нефтегазовых объектов Восточной Сибири с богатыми запасами нефти и газа (в том числе гелия).

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. Геология Сибирской платформы (Всесоюзный научно-исследовательский геологический институт) / Под ред. И.М. Краснова и др. М.: Недра. 447 с.

2. *Старосельцев В.С.* Историко-тектоническое положение траппов Сибирской платформы // Тектоника нефтегазоносных районов Западной Сибири: Сб. науч. тр. Новосибирск: СНИИГиМС, 1983. С. 88–97.

3. *Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С.* и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 5. Тунгусский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. 91 с.

4. *Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О., Константинова Л.Н.* и др. Модели строения месторождений нефти и газа Южно-Тунгусской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 93–102.

5. *Юрова М.П.* Неантиклинальные ловушки рифея и венда Тунгусской синеклизы на поисково-разведочном этапе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. №1(361). С. 16–21. https://doi.org/10.33285/2413-5011-2022-1(361)-16-21

Дискуссионные научно-методические вопросы по проблеме выявления, поисков и разведки нефтегазовых ресурсов в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках

Шустер В.Л.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: tshuster@mail.ru

Аннотация. В докладе критически проанализированы существующие представления о прогнозе, выявлении, поискам и освоении нефтегазовых ресурсов (запасов) в сложнопостроенных ловушках различного типа. Предлагаются решения по видам работ и исследований на разных этапах геологоразведочных работ и по характеру стоящих задач на разных стадиях геологоразведочных работ, а так же изменения в классификации ловушек.
Ключевые слова: сложнопостроенные резервуары, неантиклинальные ловушки нефти (газа), этапы геологоразведочных работ, новые типы ловушек, виды исследований.

В последние годы отмечается динамичный рост добычи и прироста запасов нефти и газа в сложнопостроенных ловушках неантиклинального типа [1]. Выявлены, в том числе, крупные скопления нефти и газа в сложнопостроенных ловушках комбинированного типа.

Гигантские месторождения нефти и газа открыты в Северной Америке, на Ближнем Востоке, в России, Китае и других странах. Добыча углеводородов из сложнопостроенных ловушек неантиклинального типа достигла в последние годы 10% от общемировой добычи [1–3].

Широкий разворот поисково-разведочных работ по этому направлению тормозится отсутствием регламентирующих документов, направленных на решение научно-методических вопросов прогноза, выявления, поисков и разведки залежей углеводородов (УВ) в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках (НАЛ).

Целью исследований и предлагаемого доклада является попытка предложить подходы к решению ключевых вопросов этой проблемы и обсудить их обоснованность с представителями геологической общественности.

К таким вопросам относятся:

– создание унифицированной уточненной, дополненной и систематизированной классификации неантиклинальных ловушек, с учетом видов залежей УВ и типов ловушек, выявленных в последние годы;

– уточнение задач и ожидаемых результатов по выявлению и поискам скоплений нефти и газа в неантиклинальных ловушках на разных этапах и стадиях геологоразведочных работ (ГРР);

– определение необходимого комплекса работ и методов исследований на каждом этапе ГРР;

– привлечение современных видов технических средств и технологий для выявления сложнопостроенных неантиклинальных ловушек;

– создание комиссии по подготовке проекта научно-методического руководства по прогнозу, выявлению, поискам и разведке скоплений УВ в неантиклинальных ловушках.

Вопросами научно-методического обеспечения ГРР по поискам и разведке месторождений нефти и газа в неантиклинальных ловушках занимаются ученые институтов Москвы, Санкт-Петербурга, Новосибирска, Тюмени и др., а так же Зарубежья.

По мере накопления новых фактических материалов возникает необходимость уточнения, дополнения и систематизации основных аспектов научно-методических основ. В первую очередь это касается классификации неантиклинальных ловушек.

По вопросу классификации неантиклинальных ловушек были критически проанализированы [4] более 20 опубликованных классификаций в работах А.Г. Алексина и др. [2], Г.А. Габриэлянца [5], А.А. Гусейнова и др. [6], J. Dolson at all [1], В.А. Жемчуговой [7], А.А. Нежданова [8], Н.С Окновой [9], А.А. Полякова и др. [10], М. Хэлбути [11] и др. В связи со значительными различиями у разных исследователей в подходах к созданию классификаций, к пониманию значений основополагающих терминов коллективом авторов ИПНГ РАН разработана рабочая унифицированная (дополненная и систематизированная) классификация неантиклинальных ловушек, которую, предлагаю обсудить и предложить для утверждения в государственных органах.

В разработанную унифицированную классификацию неантиклинальных ловушек добавлены новые типы ловушек, связанные с залежами УВ, открытыми в новых формациях (сланцевых или в образованиях фундамента); в новых структурных формах – клиноформах, турбитидных потоках, кратерных структурах; ловушки в стагнационных геофлюидодинамических условиях.

Были рассмотрены примеры неантиклинальных ловушек нефти и газа по различным регионам России (Западная и Восточная Сибирь, Волго-Урал, Прикаспий).

Унифицированная классификация неантиклинальных ловушек отражает генезис, морфологию и характер экранирования ловушек и включает следующие укрупненные группы ловушек:

– тектонически-экранированные;
– литологически-экранированные;
– стратиграфически-экранированные;
– гидродинамические;
– комбинированные.

Каждая группа подразделяется для каждого региона на типы ловушек, определяемые по особенностям формирования ее проницаемой части (коллектора) и латерального экрана.

Создание унифицированной классификации неантиклинальных ловушек является первым важным шагом разработки научно-методических основ прогноза, поиска и разведки нефтегазовых скоплений в сложнопостроенных резервуарах.

На основе критического анализа существующих методических пособий, положений, а также накопленного научного и производственного опыта работ [1–3, 5–8, 10, 11] и в результате исследований 2019–2021 гг. авторским коллективом института проблем нефти и газа РАН были предложены дополнения к научно-методическим основам проведения работ по прогнозу и поискам скоплений нефти и газа в неантиклинальных ловушках [4, 12] (рис. 1).

Были уточнены задачи и ожидаемые результаты на каждом этапе ГРР.

На региональном этапе – задача выявления благоприятных геологических условий для формирования неантиклинальных ловушек; на поисковом этапе – их выявления, определение типа ловушек; на разведочном этапе – уточнение типа ловушки, ее параметров и промысловых характеристик.

Этап (стадия) ГРР	Цель	Задача	Виды работ	Методы исследований	Критерии прогноза и выявления НАЛ	Ожидаемый результат
Региональный	Выявление зон и участков с благоприятными геологическими условиями для формирования НАЛ в ЗНГН	-Выявить в разрезе нефтегазоносный литолого-стратиграфический комплекс; - установить региональные и зональные флюидоупоры; -выявить зоны региональных стратиграфических несогласий и зоны разломов, зоны растяжения (рифтогенный геодинамический режим) и сжатия (субдукционно-обдукционный режим); -выявить зоны литолого-фациального замещения и выклинивания коллекторских толщ.	Региональные геофизические работы: сейсморазведочные ГСЗ, КМПВ, региональные профили МОГТ; грави-магнито- и электроразведка; аэро- и космосъёмка. Бурение параметрических и структурных (по возможности опережающих поисковых) скважин, использование результатов опорных скважин.	Бассейновый и сейсмогеологический анализ. Палеореконструкции разреза (при наличии достаточного материала) для выявления сейсмофаций различного типа и литолого-фациального состава (и генезиса) коллекторских толщ, их границ распространения. Выявление параметров локальной геодинамической обстановки (типа «вытолкнутый блок») по характерному рисунку речной сети. Геохимические и гидрогеологические исследования.	В ЗНГН. Нефтегазоносные литологостратиграфические комплексы и флюидоупоры; зоны стратиграфического несогласия и разломов; зоны выклини вания и замещения коллекторских толщ	Оконтуренные участки (зоны), с благоприятными геологическими условиями для формирования НАЛ
Поисковый	Выявление и поиски залежи УВ в НАЛ	-Выявить в разрезе поискового объекта нефтегазоносный литолого-стратиграфический комплекс и установить границы его распространения по площади и изменения литолого-фациального состава и генезиса пород; -установить распространение в разрезе зональных и локальных флюидоупоров; -выявить стратиграфические несогласия и разрывные нарушения; -установить зоны выклинивания и литологического замещения коллекторских толщ.	Сейсморазведка МОГТ-2Д, 3Д, ВСП, бурение скважин, ГИС, отбор керна	-Детальная корреляция разрезов скважин; -сейсмогеологический и бассейновый анализы; -палеогеографические, палеогеоморфологические и палеоструктурные исследования; -новые специальные методы изучения керна и интерпретации данных ГИС и сейсморазведки; -геохимические исследования; -гидрогеологические исследования; -комплексный анализ всех результатов с использованием современных геолого-математических программных комплексов	-Выявленные в разрезе перспективной ловушки нефтегазоносных литолого-стратиграфических комплексов отложений; -зональные и локальные флюидоупоры; -стратиграфические несогласия; -разрывные нарушения; -литологическое замещение и выклинивание коллекторских толщ.	Выявление НАЛ, её типа - генезиса и морфологии
Разведочный	Уточнение строения и границ НАЛ, её генезиса и морфологии, оценка ФЕС пород-коллекторов	-Определение границ и площади распространения коллекторской толщи, её генезиса и формы; -уточнение характера и вида экрана; -уточнения типа НАЛ; -получение информации о геолого-промысловых характеристиках залежи УВ и НАЛ.	-Бурение разведочных скважин; -расширенный специальный комплекс ГИС; -изучение керна специальными методами; -современные методы сейсморазведки МОГТ-3Д(2Д)	Детальная корреляция разрезов скважин и увязка материалов ГИС с данными сейсморазведки и анализа керна; -специальные методы интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3Д; -анализ керна электронными методами;	-Выделение в НАЛ дополнительных экранов; -картирование малоамплитудных разломов; -уточнение границ выклинивания и замещения коллекторских толщ; -выявление участков резкого изменения ФЕС пород, ВНК.	Уточнение типа НАЛ её генезиса и морфология
Разработка месторождений	Выявление в строении НАЛ участков для эффективного отбора нефти (газа)	-Детальное изучение пустотного пространства пород-коллекторов, его типа и параметров; -изучить влияние на геолого-промысловые характеристики вторичных процессов, характера трещин, их литологического состава и направленности	-Бурение скважин со сплошным отбором керна в продуктивном интервале; -бурение горизонтальных скважин.	Исследование керна специальными методами; -комплексная обработка данных ГИС, керна и сейсморазведки с помощью специальных программных комплексов	Закартированные в пределах НАЛ участки с наилучшими показателями ФЕС пород по выявленной зависимости пористости и проницаемости, с одной стороны, от атрибутов ГИС, сейсморазведки и керна, с другой.	Выявление зон и участков для максимального и рентабельного отбора из залежи нефти и газа и повышения КИН и КИГ, планирования уровней добычи нефти (газа).

Рис. 1. Схема поэтапного изучения строения участков и зон нефтегазонакопления в нефтегазоносных бассейнах и локальных объектах с целью выявления и поисков НАЛ [12]

С учетом новых видов залежей УВ и, соответственно, новых типов ловушек, был уточнен комплекс работ и методы исследования, в том числе, новые технологии, разработанные для изучения сложнопостроенных залежей УВ (в клиноформах, в сланцевых формациях, в образованиях фундамента и др.) [7, 8, 12–14].

Для успешного и эффективного проведения поисково-разведочных работ по открытию новых скоплений УВ в сложнопостроенных резервуарах, после обсуждения с представителями геологической общественности на конференции необходимо представить рабочую программу научно-методических основ по прогнозу и поиску месторождений (залежей) нефти и газа в неантиклинальных ловушках в Государственные органы на согласование и утверждение.

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. *Dolson J., He Z., Horn B.W.* Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. 18 June. Article 60054. 67 p. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html (Дата обращения 18.10.2022).

2. *Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т.* и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа: В 2 ч. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 227 с.

3. *Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В. и* др. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазоносных провинциях России // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 9–22.

4. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* О необходимости создания унифицированной классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. науч. тр. (по материалам Международной научно-практической конференции) / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Перо, 2021. С. 691–695.

5. *Габриэлянц Г.А.* Генетическая и морфологическая квалификация неантиклинальных ловушек нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 1975. С. 23–38. (Труды ВНИГНИ. Вып. 173).

6. *Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В.* Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1988. 213 с.

7. *Жемчугова В.А., Бербенев М.О.* Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений Западной Сибири) // Георесурсы. 2015. №2(61). С. 54–62.

8. *Нежданов А.А.* Сейсмогеологический анализ нефтегазовых отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Тюмень, 2004. 43 с.

9. *Оконова Н.С.* Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7, № 1. С. 16. http://www/ngtp.ru/rub/10/10_2012/pdf (Дата обращения 18.10.2022).

10. *Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н.* и др. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10, № 1. С. 10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015

11. *Хэлбути М.* Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973. 440 с.

12. *Шустер В.Л.* Принципиальная схема поэтапного изучения неантиклинальных ловушек нефти и газа (виды работ и методы исследований) // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 41–47. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200542

13. *Кутукова Н.М., Шустер В.Л.* Современные методы изучения неоднородного строения сложнопостроенных карбонатных резервуаров и эрозионных выступов фундамента // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2020. № 6. С. 88–94.

14. *Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская В.Г.* Выявление структурно –литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций// Геология нефти и газа. 2019. № 3. С.39–46. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-39-46

Геодинамический фактор формирования скоплений углеводородов с разной крупностью запасов

Сидорчук Е.А.*, Добрынина С.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *elena_sidorchuk@mail.ru

Аннотация: Работа посвящена проблеме прогнозирования и поиска залежей углеводородов в зоне сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы. Ставятся задачи поиска месторождений углеводородов с крупными по величине запасами. На территории России наименее изученными с точки зрения поиска природных мегарезервуаров, где возможно открытие скоплений углеводородов, являются арктические районы Восточной Сибири, Дальнего Востока. Северное обрамление Сибирской платформы, конкретно Енисей-Хатангский региональный прогиб и часть территории Западно-Сибирской платформы, граничащей с ним, стали первоочередным объектом детального изучения как наиболее перспективная нефтегазоносная территория.
Ключевые слова: природные мегарезервуары, геологические критерии, геодинамические напряжения, скопления углеводородов по крупности запасов.

По вопросам геологического строения и нефтегазогеологического районирования этой территории существуют различные мнения [1, 2]. Восточная часть Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (ЕХНГО) относится к стратиграфической схеме Сибирской платформы. Западная часть ЕХНГО относится к стратиграфической схеме Гыданской нефтегазоносной области (северо-восточная часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции), что подтверждает принадлежность Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) к Западно-Сибирскому нефтегазоносному бассейну в соответствии со структурно-тектоническим и нефтегеологическим районированием [3, 4].

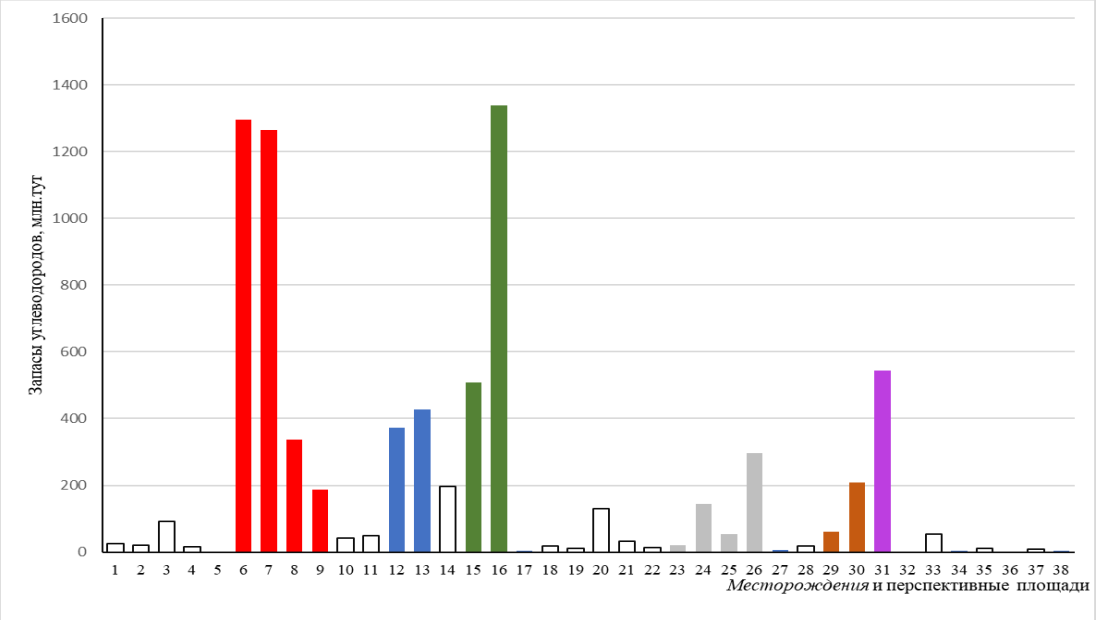
На изучаемой территории открыто 15 месторождений углеводородов (УВ), которые согласно Государственному балансу запасов нефти, газа и конденсата на 1 января 2018 года, относятся к категории крупных и уникальных по величине запасов.

На рис. 1 показано распределение запасов нефтегазовых месторождений зоны сочленения ЕХРП с Западно-Сибирской впадиной по линии «кривого» профиля, где разным цветом выделены интервалы месторождений с увеличенными запасами по сравнению с другими месторождениями и перспективными площадями. Каждый цвет соответствует тектоническому элементу, к которому приурочены месторождения: красным цветом – приуроченные к Большехетскому валу, синим цветом – к Пендомаяхской впадине; зеленым цветом – к Мессояхской гряде; серым цветом – к Танамо-Малохетскому валу, светло-коричневым цветом – к Таймырскому выступу с Пясинской впадиной, сиреневым цветом – к Центрально-Таймырскому прогибу.

Уникальные и крупные месторождения в основном приурочены к положительным тектоническим элементам.

В работах [5, 6] выделены геологические критерии образования месторождений УВ с наиболее крупными по величине запасами: мощный источник подпитки УВ и природный мегарезервуар. Мегарезервуар представляется как масштабная ловушка, содержащая коллектор с хорошими характеристиками и надежной покрышкой.

На взгляд авторов, такое сочетание геологических критериев определяется геодинамическим состоянием нефтегазоперспективной территории. Предыдущими исследованиями авторами отмечено влияние активной геодинамики на формирование и размещение локации углеводородов [7, 8]. Геодинамические процессы приводят к деформации горных пород. Сжатие и (или) растяжение ограниченных объемов осадочной толщи образуют геодинамические напряжения. Такие деформированные участки осадочной толщи определяются как локальные геодинамические обстановки.



Месторождения и перспективные площади: 1 – Мангазейское, 2 – Мало-Тагульская, 3 – Русско-Реченское, 4 – Западно-Тагульская, 5 – Восточно-Тагульская, 6 – Тагульское, 7 – Ванкорское, 8 – Лодочное, 9 – Сузунское, 10 – Вадинская, 11 – Северо-Хальмерпаютинское,12 – Хальмерпаютинское,13 – Пякяхинское, 14 – Южно-Мессояхское, 15 –Западно-Мессояхское, 16 – Восточно-Мессояхское, 17 – Токачинская, 18 – Тайкинская, 19 – Южно-Тайкинская, 20 – Южно-Соленинское, 21 – Горчинское, 22 – Зимнее, 23 –Мессояхское, 24 –Северо-Соленинское, 25 – Ушаковское, 26 – Пеляткинское, 27 – Нанадянское, 28 –Казанцевское, 29 – Дерябинское, 30 – Байкаловское, 31 – Пайяхское, 32 – Озерное, 33 – Верхне-Кубинская, 34 – Джангодское, 35 – Средне-Пясинская, 36 – Хабейское, 37–Гольчихинская, 38 – Новая

Рис. 1. Распределение запасов нефтегазовых месторождений по линии «кривого» профиля

На рис. 2 показано, что месторождения из выделенных интервалов образуют группы на изучаемой территории по признаку по наибольшей крупности запасов.

Две группы месторождений (первая – Тагульское, Ванкорское, Лодочное, Сузунское месторождения, вторая – Хальмерпаютинское, Пякяхинское, Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское месторождения) наибольшей крупности расположены на юге изучаемой территории. К образованию этих двух групп месторождений, вероятно, привели геодинамические напряжения широтного простирания, источником которых были геологические процессы «расплющивания, расползания» огромной массы изверженных пород (траппов Путорана) [2].

Частным случаем локальной геодинамической обстановки сдвига (типа «вытолкнутый блок») является ее определение по характерному рисунку речной сети. Русло реки Енисей в северной части изучаемой территории образует характерную структуру «вытолкнутого» блока, что является морфоструктурным выражением геодинамических напряжений, генерированных

раскрытием Северного Ледовитого океана в результате спрединга в районе хребта Гаккеля. На юго-западе от изгиба р. Енисей расположена группа месторождений с увеличенными запасами (Мессояхское, Северо-Соленинское, Ушаковское, Пеляткинское).

Группа месторождений (Дерябинское, Байкаловское и Пайяхское) меньшей величины крупности расположена выше изгиба р. Енисей на северо-северо-востоке изучаемой территории. Морфоструктурный облик этой территории образован сетью речушек, направление течения которых также имеет особенности, похожие на «вытолкнутые» блоки.

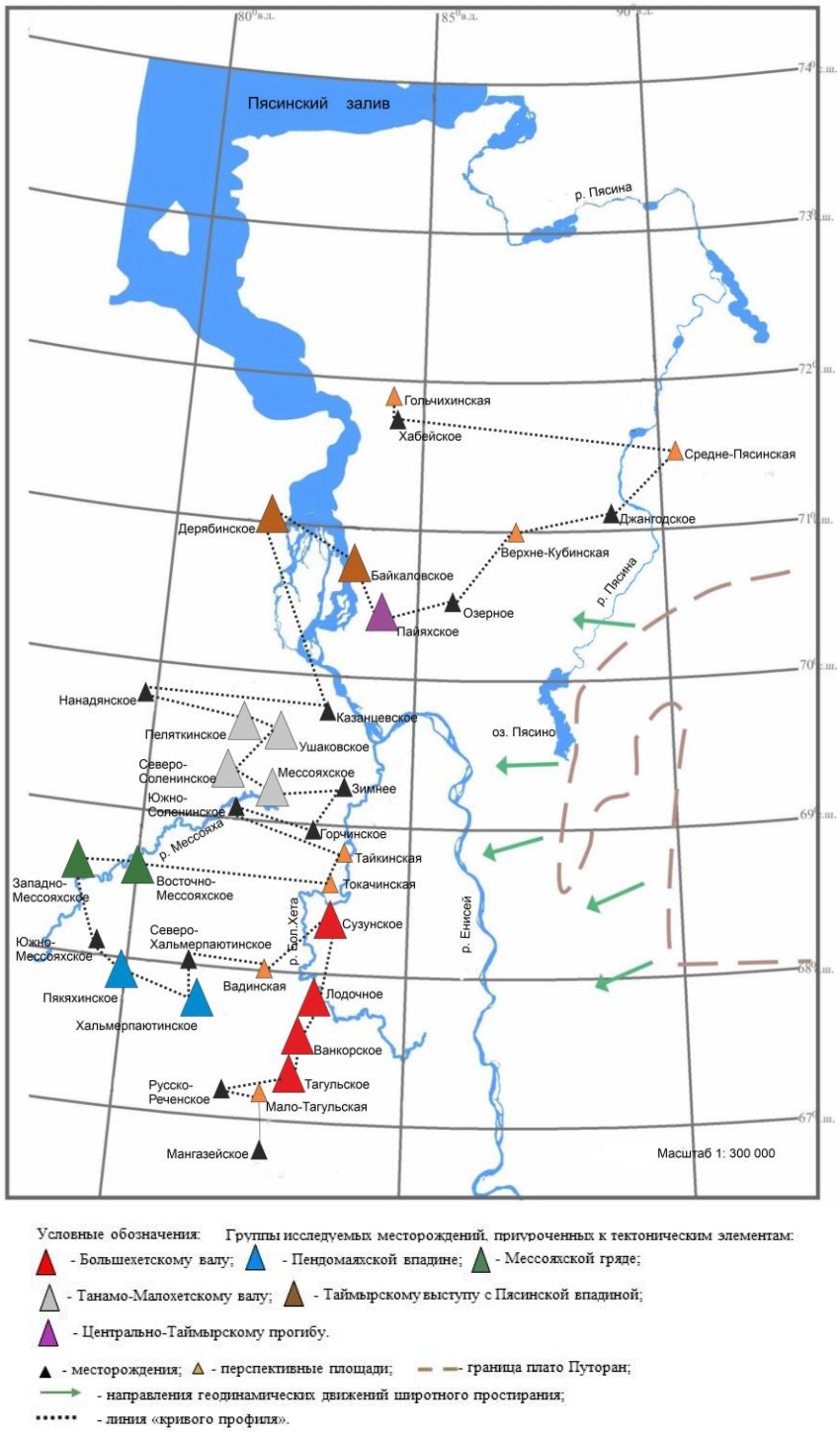


Рис. 2. Выделенные группы месторождений по увеличенной крупности запасов

В заключение следует отметить, что геодинамические напряжения широтного простирания, генерированные геологическими процессами на северо-западе Сибирской платформы, по всей видимости, привели к образованию двух южных групп месторождений, которые можно рассматривать как первоначально единые зоны нефтегазонакопления для этих месторождений. Участок русла р. Енисей, характеризуемый как «вытолкнутый» блок, имеет достаточно большие размеры, указывающие на высокую энергетику и (или) продолжительность сдвига, следствием которого является как современное распределение скоплений УВ по крупности запасов, так и морфология поверхности этого региона.

Геодинамические напряжения разного генезиса являются одним из факторов формирования скоплений УВ по классам крупности запасов и ресурсов на территории исследования.

Работа написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. *Исаев А.В., Поляков А.А.* Пайяхская зона нефтегазонакопления – трудноизвлекаемая нефть Таймыра // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 4. С. 12. https://doi.org/10.17353/2070-5379/36_2019

2. *Сидорчук Е.А., Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А.* Геодинамические напряжения как проявление тектонических механизмов нефтегазонакопления на больших глубинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 3(22). С. 3. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art3

3. *Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И*. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1001–1012.

4. *Афанасенков А.П., Бордюг А.В., Никишин А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Бордюгов, С.И.* Уточнение палеографии севера Сибирской платформы с учетом новых данных // Геология нефти и газа. 2018. № 2. С. 5–23. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-5-23

5. *Перродон А.* Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1985. 359 с.

6. *Скоробогатов В.А.* Общее и особенное в формировании газовых и нефтяных месторождений-гигантов // Вести газовой науки. 2012. №1(9). С. 5–16.

7. *Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А., Налимова Н.А., Сидорчук Е.А*. Локальная геодинамика нефтегазоносных осадочных бассейнов // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 20-летию ИПНГ РАН. М.: ГЕОС, 2007. С. 166–178.

8. *Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А.* Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 1(74). С. 9–13. https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10070

Геодинамические условия – фундаментальная база формирования залежей нефти и газа и оценки сейсмичности территорий

Харченко В.М.[1]*, Стасенко А.А.[1], Неркаранян А.Е. [1], Демьянов А.С.[2]**
1 – Северо-Кавказский федеральный университет», РФ, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, д. 1
2 – ООО ПолитехГео, РФ, 355029, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 474, оф. 177
E-mail: *kafgog@ncfu.ru, **demyanov_aleksey@list.ru

Аннотация. В работе излагаются теоретические основы, методология и предварительные результаты научных исследований территорий в глобальном, региональном и локальном планах.
Ключевые слова: геодинамические условия, залежи углеводородов, сейсмичность, структуры центрального типа, геодинамические центры, зоны сжатия и разряжения, субвертикальные зоны деструкций, суперрезонансные зоны.

В последнее время, при дефиците новых перспективных площадей широко используется при добыче нефти «варварский» метод гидроразрыва пласта, что создает серьезные экологические проблемы на территориях его применения. Чтобы правильно оценить значение и последствия этого метода, необходимо четко представлять геодинамические условия при его применении. При прогнозе и даже предотвращении катастрофических землетрясений в первую очередь необходимо иметь реальную картину геодинамических условий территорий с высоким риском опасности, выявленных различными методами, многие из которых в настоящее время практически остаются не применяются [1]. Разработка надежной фундаментальной теоретической базы и новых методов определения геодинамических условий в настоящее время является архиважной и более чем очевидной актуальной задачей.

Теоретической базой научных исследований являются: флюидодинамическая теория Б.А. Соколова [1], «геосолитонная» теория Р.М. Бембеля [2], ротационная концепция тектогенеза В.М. Харченко, представления о природе структур центрального типа (СЦТ) [3], которые являются следами древних, молодых, новейших, современных и даже будущих землетрясений и вулканоплутонической деятельности и представления о циклах и ритмах (закон цикличности: ритмы в циклах, циклы ритмичны). Этот закон позволяет прогнозировать катастрофические землетрясения и вулканоплутоническую деятельность на основе построения и анализа циклограмм.

Методология научных исследований также основывается на известных традиционных и малоизвестных новых методах: метод интерпретации СЦТ и геодинамический анализ, метод рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования в глобальном, региональном и локальном планах.

Основными материалами исследования послужили разномасштабные космические снимки, физико-географические карты, карты полезных ископаемых, различные структурные карты известных месторождений нефти и газа, карты сейсмичности и очагов землетрясений, для территории Северного Кавказа и Предкавказья – карты горизонтальных градиентов вертикальных тектонических движений [4].

Основные результаты научных исследований. В результате дешифрирования космических и физико-географических карт различных масштабов составлены схемы

рудонефтегазогеологического и сейсмического районирования (НГГиСР) глобального, регионального и локального планов с выявлением структур центрального типа и их интерпретации с выделением геодинамических центров, зон сжатия и растяжения и их интерференции (наложения), особых суперрезонансных зон, которые имеют особое значение для формирования полезных ископаемых, особенно нефти и газа. В этих зонах, как правило, имеют место высокодебитные эксплуатационные скважины (дебит нефти 1000 $м^3$/сут. и более). Выявлена закономерная приуроченность всех известных месторождений полезных ископаемых, катастрофических землетрясений и центров вулканической деятельности к геодинамическим центрам высокого ранга и к супер резонансным зонам. Особое значение имеют СЦТ высоких рангов, которые соответствуют в разрезе Земли особым геолого-геофизическим разделам, выделяемым по плотности. Это граница внешнего и внутреннего ядра (5–5,5 тыс. м), граница ядра и мантии (2900 м), тектоносфера (670 км) и граница земной коры и мантии (70–100 км). На известных месторождениях нефти и газа к суперрезонансным зонам приурочиваются аномально высокие пластовые давления и, естественно, высокодебитные эксплуатационные скважины.

Особо следует отметить, что некоторые известные АЭС во многих странах (США, Япония) находятся в зонах особого риска, где возможны катастрофические землетрясения (примером является Чернобыльская АЭС). В США из 30 известных АЭС в подобных геодинамических условиях находятся минимум 4.

Кроме того, в США известный Йеллоустонский супервулкан находится в месте «пересечения» суперрезонансных зон субширотного и субмеридионального простирания и приурочен к суперплюму мантийного заложения.

Известная авария с разливом нефти в Мексиканском заливе произошла в суперрезонансной зоне, которая выявляется при дешифрировании и интерпретации СЦТ.

Выводы. Разработана теоретическая основа и методология научных исследований, позволяющие проводить рудонефтегазогеологическое и сейсмическое районирование (РНГГ и СР) глобального, регионального и локального планов и выявлять геодинамические условия формирования залежей углеводородов [5, 6].

Проведено предварительное РНГГ иСР территорий Западной Сибири, Северного Кавказа, Предкавказья и Ирака, отдельных месторождений в этих регионах, сделана оценка предварительной перспективности нефтегазоносности как в целом регионов, так и в пределах известных месторождений.

Сделан важный вывод, что практически все месторождения Северного Кавказа и Предкавказья недоразведаны. Подобный вывод сделал в свое время известный исследователь Западной Сибири Р.М. Бембель на примере Самотлорского месторождения нефти, который предлагает «геосолитонную» теорию и свой сейсмический метод поисков зон субвертикальной деструкции. К перечисленным выше зонам приурочиваются, что не менее важно, будущие очаги катастрофических землетрясений, особенно в крупных городах, АЭС, ГЭС и других важных народнохозяйственных объектах.

По результатам РНГГиСР территории Чернобыльской АЭС отмечается ее четкая приуроченность к суперрезонансной зоне, где и произошло своеобразное катастрофическое землетрясение с выбросом плазменного вещества температурой не менее 40 тыс. градусов (данные

из интернета). Подобная геодинамическая картина отмечается и на ряде других АЭС в России, США и в других странах.

Предлагается результаты РНГГиСР, где наглядно показывается не только наличие полезных ископаемых, но и предварительная оценка их перспективности на территории любого государства, использовать в геополитике. Кроме того, на этих картах наглядно показывается степень участия и справедливого распределения природных ресурсов, в частности нефти и газа.

Литература:

1. *Соколов Б.А.* Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды. М.: Изд-во МГУ, 2001. 480 с.

2. *Бембель Р.М., Бембель С.Р.* Геосолитонная концепция месторождений углеводородов в районе Среднего Прогиба // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2008. № 19. С. 23–28.

3. *Харченко В.М*. Структуры центрального типа, их связь с месторождениями полезных ископаемых (на примере объектов Предкавказья и сопредельных территорий): Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. Ставрополь, 2012. 49 с.

4. *Харченко В.М. Голованов К.С., Тыщенко Е.В.* Ландшафтно-геоэкологическая съемка как основной метод поисков месторождений полезных ископаемых, оценки и прогноза экологической ситуации и сейсмичности территорий (на примере Бештаугорской площади КМВ // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа: Коллективная монография по материалам VIII Всероссийской научно-технической конференции. Т. VIII / Под ред. И.А. Керимова, В.Б. Заалишвили, В.И. Черкашина. М.: Институт истории естествознания и техники им. С.И. Вавилова РАН, 2018. С. 498–501.

5. *Харченко В.М.* Новейшая технология оперативных поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: Материалы V ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону». Ставрополь: ТЭСЭРА, 2017.

6. *Самусев Д.Д., Ковалев О.А., Секацкая В.И., Харченко В.М*. Структуры центрального типа – основы для сейсмического и рудонефтегазогеологического районирования / Отв. ред. В.А. Гридин. Ставрополь, 2019. 204 с.

Особенности нефтяных систем и нефтегазоносные мегарезервуары

Пунанова С.А.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: spunanova@gmail.com

Аннотация. В докладе представлены результаты исследований автора – изложены основные выводы по особенностям классификационных атрибутов неструктурных ловушек комбинированного типа в пределах нефтегазоносных бассейнов, а также основы понятий о мегарезервуарах скоплений нефти и газа и их приуроченности к определенным геологическим объектам.
Ключевые слова: мегарезервуары, осадочный бассейн, комбинированные ловушки, скопления нефти и газа, нефтяные системы.

Переинтерпретация существующих воззрений и рекомендаций по основным направлениям развития нефтегазового комплекса страны, диверсификация и усложнение направлений и, следовательно, задач нефтегазовой геологии, призваны способствовать увеличению активной части ресурсного углеводородного (УВ) потенциала и воспроизводству минерально-сырьевой базы. Приоритетные направления – научный и практический подход к классификационным особенностям комбинированных ловушек в связи с характеристиками нефтяных систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и оценка научно-методических (геологических и геохимических) подходов к поискам мегарезервуаров, с приуроченными к ним уникальными и гигантскими по запасам скоплениями нефти и газа.

О классификационных понятиях комбинированных ловушек. В предыдущих исследованиях автором проанализирован комплекс действующих к настоящему времени классификаций неантиклинальных сложных ловушек нефти и газа различного типа и строения на примере многих НГБ мира [1, 2]. По мнению автора, на современном этапе региональных геолого-поисковых работ необходимо переходить к укрупнению типов и подтипов ловушек, к объединению их в три основные классификационные группы скоплений [3, 4] – непрерывные и квазинепрерывные (нетрадиционные) и прерывистые (традиционные) (рис. 1).

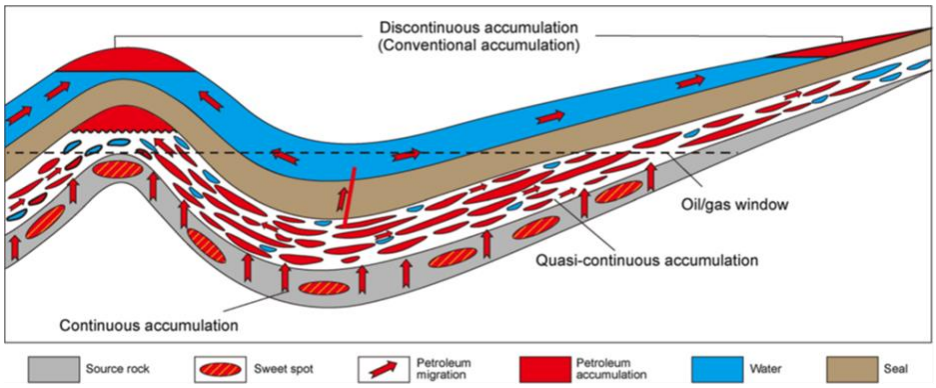


Рис. 1. Распределение непрерывных (continuous), квазинепрерывных (quasi-continuous) и прерывистых (discontinuous) скоплений-резервуаров (accumulations) нефти Исходные нефтематеринские породы (source rock) (серый цвет), аккумуляция в плотных коллекторах (tight reservoirs) и в традиционных (обычных) резервуарах (conventional) [3]

Опишем детальнее особенности резервуаров.

1. Распределение УВ обширное и непрерывное и не имеет четких границ (continuous) – это исходная нефтематеринская нефтяная система (source-rock petroleum system), характеризующаяся единой площадью образования и накопления УВ, в которой миграция не является необходимой.

2. Скопления УВ в основном квазинепрерывные (quasi-continuous) и вторично прерывистые. Это плотная нефтяная система (tight petroleum system), в которой наличествует исходная генерационная порода, ловушка-коллектор и покрышка. Резервуары связаны с низкопроницаемыми коллекторами – известняками и/или песчаниками.

3. Распределение УВ прерывистое дискретное (discontinuous) – это обычная пластовая или традиционная нефтяная система (conventional petroleum system), все условия нефтеаккумуляции значительны и необходимы, часто нефтегазовые скопления географически разобщены.

Такая унифицированная классификация позволяет принять парадигму целостности осадочного бассейна с точки зрения онтогенеза УВ скоплений, их общности и различий (в плане исходных нефтематеринских свит, процессов миграции, формирования ловушек и разрушения скоплений). Типизацию ловушек и более детальную их классификацию при планировании геологоразведочных работ на локальном этапе стоит проводить для определенных нефтегазоносных комплексов и тектонических элементов НГБ с учетом конкретики геодинамического режима, палеофациальных условий, особенностей генерации, миграции, аккумуляции УВ и сохранности залежей.

Мегарезервуары осадочной толщи – вместилище уникальных и гигантских запасов углеводородов. Поиск и разработка уникальных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочных толщ супербассейнов (мегабассейнов), является актуальным направлением геологоразведочных работ в настоящих условиях. Одним из основных признаков отнесения к этой категории бассейнов это величина накопленной добычи свыше 5 млрд баррелей в нефтяном эквиваленте и наличие мегарезервуаров в них. Понятие природного резервуара имеет много толкований, из-за чего существуют некоторые неясности в его интерпретации. Охарактеризуем «природный резервуар – как природную емкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами; природный резервуар характеризуется типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью, гидродинамическими условиями и пластовой энергией, формой и условиями залегания» [5, с. 42].

По мнению автора, мегарезервуары могут быть представлены УВ скоплениями в различных природных геолого-геохимических средах.

1. Мегарезервуары осадочной толщи НГБ в традиционных коллекторах.

Распределение УВ образует традиционную прерывистую дискретную (discontinuous) нефтяную систему (conventional petroleum system). Возможность накопления в мегарезервуарах осадочного чехла гигантских по запасам скоплений нефти и газа объясняется рядом благоприятных геодинамических, лито-фациальных и геохимических факторов процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей. Для образования подобных месторождений требуются «отличные» (по классификации Тиссо и Вельте, 1984) нефтематеринские свиты с соответствующими генерационными показателями и значительные площади осадочного выполнения бассейна [6]. Исследования, проведенные авторами по изучению масштабности скоплений УВ в меловых продуктивных комплексах Западной Сибири (апт-сеноман), к которым приурочены уникальные и гигантские по запасам месторождения нефти и газа, показали, что размещение залежей УВ сырья с различными запасами имеет определенные закономерности:

наиболее крупные по запасам залежи приурочены к приподнятым частям крупных положительных структур – сводам, мегавалам и крупным валам и связаны с максимальными величинами высот ловушек, которые имели максимальную глубину погружения [7].

2. Мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах, связанные с промышленно ванадиеносными тяжелыми нефтями и природными битумами.

Подобные скопления часто характеризуются огромными запасами и являются мегарезервуарами. Это – нефтяная система низкопроницаемых коллекторов (tight petroleum system). Такие мегаскопления известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Прикаспийском (Республика Казахстан) регионах, в Восточной Сибири, в Западно-Канадском и Венесуэльском НГБ. Это, как правило, битумные пески, а также тяжелые окисленные гипергенно преобразованные высоковязкие нефти, приуроченные к неантиклинальным ловушкам эрозионных врезов, являющиеся нетрадиционными источниками УВ сырья. В мировом масштабе запасы битума и тяжелой нефти оцениваются в 5,6 трлн баррелей в более чем 70 странах. Наибольшие запасы тяжелых нефтей обнаружены в Венесуэле, а запасы природных битумов в Западной Канаде [8] (рис. 2).

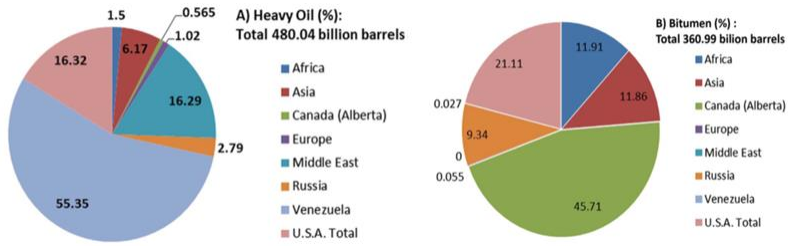


Рис. 2. Диаграммы основных мировых оценочных остаточных технически извлекаемых запасов тяжелой нефти и битума:
А) тяжелая нефть;
В) битум; суммарное количество в млрд баррелей нефти и битума [8]

3. Мегарезервуары нетрадиционных низкопоровых коллекторов сланцевых формаций. Продуктивные прослои в сланцевой нефтематеринской толще носят название протяженных непрерывных резервуаров (continuous reservoirs) или тонких ловушек несогласного залегания (unconformity subtle traps). Нефтяные системы сланцевых формаций являются исходными или нефтематеринскими (source-rock petroleum system), в которых образование и накопление УВ происходят одновременно в породах-источниках и породах-накопителях. Эти скопления УВ часто представляют собой мегарезервуары, в силу огромных площадей и высокой насыщенности УВ они обладают гигантскими запасами [9]. Так, формация Woodbinestone нефтематеринских сланцевых отложений на глубине около 1,7 км простирается на территориях штатов Техас, Луизиана и Миссисипи на 500 км в длину и 50 км в ширину (США). Формация Баккен в НГБ Williston на территориях США и Канады занимает более 500 тыс. км^2. Площадь распространения баженовской свиты более 1 млн км^2. Основываясь на современных данных [10], нефтяной потенциал доманиковой толщи оценен 143,6 млрд т., газовый – 59,8 трлн м^3, остаточный потенциал сохранившихся в толще генерации УВ оценен в 98,2 млрд т. нефти и 24,2 трлн м^3 газа. Наиболее перспективные участки высокоуглеродистой доманиковой формации на территории Тимано-Печорского НГБ расположены на площади более чем 80 тыс. км^2.

Известно, что отложения сланцевых формаций и извлекаемые из них УВ, высоковязкие нефти и природные битумы обогащены ванадием, ураном, молибденом, редкоземельными элементами и другими промышленно значимыми металлами. При учете негативных экологических рисков с возможностью их нивелирования современными технологиями, оценивая существующие тенденции роста стоимости редких и рассеянных металлов, комплексный подход к

разработке подобных ресурсов с извлечением рудных элементов является весьма перспективным и актуальным.

Таким образом, в докладе рассмотрены классификационные понятия о типах ловушек нефти и газа и представлены рекомендации к объединению их в три крупные группы скоплений – непрерывные и квазинепрерывные (нетрадиционные) и прерывистые (традиционные). Показано, что мегарезервуары, аккумулирующие уникальные и гигантские по запасам скопления УВ, приурочены к различным природным геолого-геохимическим средам: к традиционным коллекторам, к нетрадиционным коллекторам, содержащим промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы и нетрадиционным низкопоровым коллекторам сланцевых формаций. На следующем этапе исследований предполагается провести анализ и систематизацию существующих представлений о влиянии геологических и геохимических процессов на формирование мегарезервуаров нефти и газа в различных геологических условиях онтогенеза УВ.

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. Пунанова С.А. О классификационном разнообразии ловушек нефти и газа и геохимических критериях продуктивности сланцевых формаций // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 1–15. https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200538

2. *Пунанова С.А.* Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 13–25. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2

3. *Zhao J.-Z., Li J, Wu W.-T.* et al. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities // Petroleum Science. 2019. Vol. 16, No. 2. P. 229–251. https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2

4. *Пунанова С.А.* О необходимости системного подхода к оценке перспективности осадочных бассейнов на углеводородное сырье // Нефтяное хозяйство. 2022. № 4. С. 10–13. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-4-10-13

5. *Еременко Н.А., Чилингар Г.В*. Геология нефти и газа на рубеже веков. М: Наука, 1996. 176 с.

6. *Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А.* Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6. С. 20–25.

7. *Пунанова С.А., Виноградова Т.Л.* Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса // Нефтехимия. 2016. Т. 56, № 4. С. 326–336.

8. *Hein F.J.* Geology of bitumen and heavy oil: An overview // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 551–563. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.11.025

9. *Zou C., Tao S., Yuan X.* et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation // Petroleum Exploration and Development. 2009. Vol. 36, No. 6. P. 669–682. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60001-8

10. Прищепа О.М., Баженова Т.К., Никифорова В.С. и др. Уточнение геохимических особенностей распределения органического вещества в доманиковых отложениях Тимано-Печорской НГП // Успехи органической геохимии: Материалы 2-й Всеросс. науч. конф. с участием иностр. ученых. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. С. 212–215.

Полигенез микроэлементного состава нафтидов на основе статистического анализа базы данных

Родкин М.В.[1,2]*, **Иванов К.С.**[3]**, **Пунанова С.А.**[2]***, **Рукавишникова Т.А.**[1]
1 – Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, РФ, 117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 84/32
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
3 – Институт геологии и геохимии УрО РАН им. акад. А.Н. Заварицкого, РФ, 620016, г. Екатеринбург, ул. Академика Вонсовского, д. 15
E-mail: *rodkin@mitp.ru, **ivanovks55@ya.ru,***spunanova@gmail.com

Аннотация. Анализ микроэлементного состава относится к классическим методам исследования нафтидов. Результатом таких работ явился вывод о полигенезе микроэлементного состава нефтей. Количественное сравнение вклада различных источников микроэлементов возможно на основе применения метода корреляционного анализа. Надежность получаемых при этом выводов зависят от точности и представительности используемых данных. На основании литературных и авторских данных скомпилирована база данных, включающая около 200 анализов микроэлементного состава разных нафтидов и вмещающих комплексов. Наиболее полно представлены данные по Северной Евразии. Подтверждено существование регрессионной связи между характером коррелированности микроэлементного состава нефтей с составом живого вещества и модельными составами верхней, средней и нижней коры, при этом более тесная корреляция с составом нижней коры отвечает пониженной корреляции с составом биоты. Подтверждена статистическая независимость в микроэлементном составе нафтидов содержаний биогенных и глубинных (абиогенных) элементов. На ряде примеров наблюдается связь величины Eu-аномалии и значений корреляционной связи с верхней и нижней корой. Полученные результаты интерпретируются в русле флюидодинамической модели нефтегенеза Б.А. Соколова и вариантов ее развития другими авторами.
Ключевые слова: нафтиды, микроэлементный состав, база данных, корреляционный анализ, Eu-аномалия, полигенез, верхняя, средняя и нижняя кора.

Ранее ([1] и др.), в том числе и авторами данного сообщения ([2–4] и др.), была показана полигенность микроэлементного (МЭ) состава нефтей – наличие как биогенных, так и абиогенных (глубинных) элементов. Этот вывод носил качественный характер. Количественное сравнение вклада разных источников МЭ возможно на основе корреляционного анализа данных по МЭ составу. По результатам отдельных подборок данных ([5, 6] и др.), было показано, что МЭ состав нефтей, за редким исключением, более тесно коррелирует со средним составом нижней, а не верхней или средней континентальной коры; при этом корреляция с химическим составом биоты вполне значима, но относительно невысока. Этим нефти резко отличаются от углей, сланцев, глин, углеродистого вещества осадочного чехла, для которых характерны высокие значения корреляции с химическим составом биоты и верхней коры.

Полученный вывод представляется достаточно важным, но возникает опасение, что результат может быть связан с непредставительностью использованных аналитических данных. Учитывая это, нами, по литературным данным, была скомпилирована база данных (БД), включающая результаты около 200 анализов различных углеродсодержащих проб и нафтидов разных авторов и для разных территорий и типов вещества. Учитывая специфику метода анализа, в БД отобраны только результаты анализов с большим числом определения разных элементов (не

менее 30) Наиболее полно представлены данные по территории Северной Евразии (более 150 анализов).

Анализ БД подтвердил ранее полученные результаты и позволил сделать ряд новых выводов. Подтверждено существование выраженной регрессии между значениями тесноты связи с химическим составом биоты и разницей коэффициентов корреляции нефтей с составами нижней и верхней земной коры (рис. 1, за недостатком места ссылки на авторов анализов опускаются). Более тесной связи с нижней корой отвечают меньшие значения корреляции с составом биоты. Высокие корреляции с составом биоты и верхней коры отвечают верхнекоровым породам – углям, глинам, горючим и черным сланцам. К ним примыкают данные по некоторым нефтям, в частности, по молодым нефтям кальдеры вулкана Узон Камчатки. Для остальных нефтей характерны меньшие значения корреляции их МЭ состава с биотой и большие значения корреляции с химическим составом нижней коры. По материалам БД нашло подтверждение также отсутствие коррелированности между величинами вклада в МЭ составе нефтей так называемых биогенных и абиогенных элементов. Для отдельных групп анализов, авторы предполагают для более однородных и более точных, наблюдена положительная корреляция между величиной Eu-аномалии и разницей коэффициентов корреляции МЭ состава нефтей с составом нижней и верхней континентальной коры (по модели [7]).

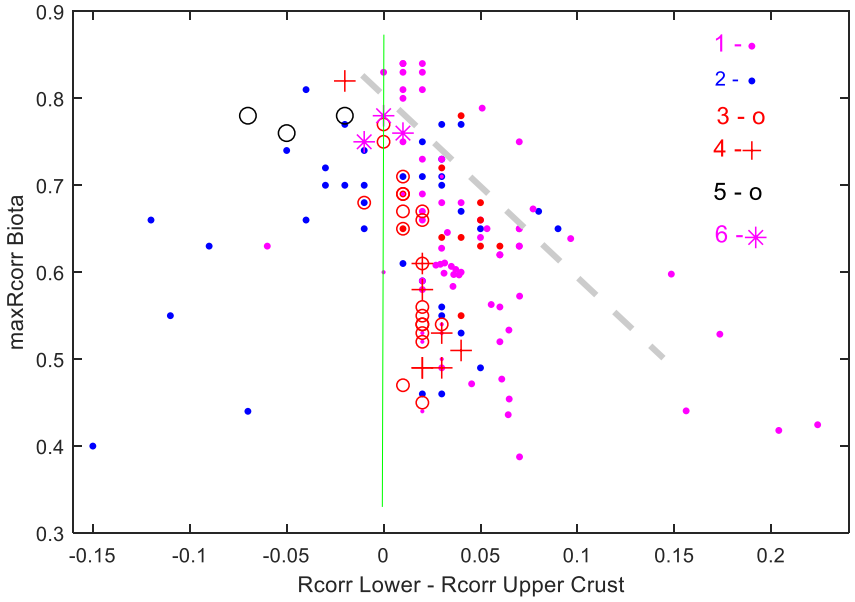


Рис. 1. Соотношение разницы значений коэффициентов корреляции МЭ состава пробы с нижней и верхней корой (Rcorr Lower – Rcorr Upper Crust) с максимальной корреляцией с биотой (maxRcorr Biota).
1 – нефти Северной Евразии;
2 – битумы, органическое вещество Северной Евразии;
3 – нефти Тринидада;
4 – нефти Калифорнии;
5 – средние значения для углей, черных и горючих сланцев;
6 – молодые нефти кальдеры вулкана Узон.
Примечания: Часть точек перекрывается. Пунктирной серой линией показана тенденция изменения характера коррелированности для МЭ состава нефтей. Вертикальная зеленая линия разделяет области преимущественной корреляции с нижней или с верхней корой

Полученные результаты лежат в русле концепции полигенеза нефтей А.Н. Дмитриевского (2008 г) [8] и флюидодинамической модели нефтегазообразования Б.А. Соколова (2008 г.) [9]. В ([10] и др.) была предложена модель массированного нефтегенеза по схеме неравновесного проточного реактора. Согласно этой модели, ключевым моментом возможности реализации массированного нефтегенеза является вынос термодинамически неравновесных компонентов нефти наверх восходящим потоком низкоминерализованных флюидов. Оптимальные условия для реализации такого процесса возникают в областях глубинных надвигов, куда рассеянное органическое вещество поставляется как по ленте конвейера, и где оно активно промывается восходящим локализованным потоком молодых низкоминерализованных вод – продуктов

дегидратации погружающихся водосодержащих пород. Этот флюидный поток несет нижнекоровую МЭ метку, что и объясняет приведенные выше результаты МЭ анализа. Эта модель, по сути, является вариантом реализации более общих концептуальных построений А.Н. Дмитриевского и Б.А. Соколова [8, 9]. Во многом похожая схема глубинного рециклинга углеводородного вещества предложена в [11], в которой рассматривается рециклинг УВ вещества через зону субдукции, приводятся экспериментальные подтверждения возможности такой модели.

В самое последнее время модель массированного нефтегенеза по схеме проточного неравновесного реактора получила дополнительное подкрепление в плане указаний на высокий УВ потенциал поднадвиговых толщ структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [12] и на существование тектоногидротермальной активности как необходимого условия массированного нефтеобразования [13].

В рамках предложенного подхода, на данном этапе, не возникает противоречия между биогенным и абиогенным подходом к процессу нефтегенеза, следует заметить, что коллектив авторов включает представителей обоих этих направлений.

Работа выполнена в рамках государственного задания института ИГГ УрО РАН (тема «Палеогеодинамика и эволюция структурно-вещественных комплексов при формировании земной коры континентального типа (на примере Урало-Монгольского складчатого пояса и Западно-Сибирской платформы)», № АААА-А18-118052590032-6), государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3, 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. *Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З.* Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклады Академии наук. 2008. Т. 422, № 1. С. 88–92.

2. *Пунанова С.А*. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.

3. *Иванов К.С., Ронкин Ю.Л., Федоров Ю.Н*. Некоторые предварительные результаты исследований микроэлементов нефтей на примере залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Известия Уральского государственного горного университета. 2005. Спецвыпуск. С. 113–117.

4. *Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Кудрявцев Д.А.* Неорганическая геохимия нефтей Северной Евразии по данным ICP-MS – ясный след глубинного генезиса // Уральский геологический журнал. 2022. № 3(147). С. 3–27.

5. *Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пунанова С.А.* Об относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031. https://doi.org/10.7868/S0016752516090065

6. *Родкин М.В., Иванов К.С.* Корреляционный анализ микроэлементного состава нефтей Северной Евразии // Уральский геологический журнал. 2022. № 3(147). С. 28–35.

7. *Rudnick R.L., Gao S.* Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. 2003. Vol. 3. P. 1–64. https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4

8. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.

9. *Соколов Б.А.* Флюидодинамическая модель нефтегазообразования // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 1996. № 4. С. 28–36.

10. *Родкин М.В., Рукавишникова Т.А.* Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными // Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 63–68.

11. *Кучеров В.Г., Иванов К.С., Серовайский А.Ю.* Глубинный цикл углеводородов // Литосфера. 2021. Т. 21, № 3. С. 289–305. https://doi.org/10.24930/1681-9004-2021-21-3-289-305

12. *Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И.* и др. Неразведанный углеводородный потенциал поднадвиговых структур Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 7–16. http://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-7-16

13. *Коробов А.Д., Коробова Л.А.* Литогенез, сопряженный с тектоногидротермальной активизацией – основа формирования промышленных скоплений углеводородов // Геология нефти и газа. 2022. № 1. С. 49–59. https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-1-49-59

Выявление очагов разгрузки глубинных флюидоактивных зон Южного Прибайкалья геохимическими методами

Иванов С.А.[1]*, Котухов П.Д.[2], Пастухов Н.П.[2], Выдрин П.С.[2]**
1 – ООО «СГНПК», РФ, 664044, г. Иркутск, ул. Щапова, д. 14
2 – ООО ПГК «Сибгеоком», РФ, 664082, г. Иркутск, Университетский мкр., д. 83, оф. 115
E-mail: *sai@dnme.ru ,**sibgeo@sibanalyt.ru

Аннотация. Учитывая дефицит традиционных энергетических ресурсов в Южном Прибайкалье, для дальнейшего развития региона актуальными являются возобновляемые альтернативные источники энергии, к числу которых относятся глубинные флюидные системы (геотермальные, водородные), присутствующие в южной части Прибайкалья. Для ускоренного развития экономики региона и создания экологически безопасной энергетики в этом регионе необходимо проведение исследований по выявлению и оценке очагов разгрузки глубинных флюидов в тектонически активных зонах Южного Прибайкалья.
Ключевые слова: Южное Прибайкалье, геохимическая съемка, зона разгрузки, глубинные флюиды, тектонически активные зоны.

Цель геохимических исследований – поиски и выявление очагов разгрузки глубинных флюидов в активных геодинамических зонах. Для достижения поставленной цели решались задачи по изучению химического состава, физико-химических свойств поверхностных вод и газов грунтовых отложений.

Методика геохимических исследований включала:

– выполнение площадной прогнозно-рекогносцировочной гидрогазогеохимической съемки по поверхностным водопроявлениям с отбором проб воды на гидрогеохимическое, водногазовое, гелиевое и радоновое исследования;

– литогазогеохимическое опробование приповерхностных отложений по линии профилей, включающее отбор проб свободных газов, грунта и экспресс-анализ гелия, паров ртути, радона из неглубоких скважин;

– химико-аналитические исследования полевых проб и камеральную обработку результатов геохимических работ.

Глубина бурения шпуров по рядовой сети профилей составляла 0,5–1,0 м, в них выполнялся экспресс-анализ газов-индикаторов (CH_4, H_2, He, CO_2, O_2, Rn, Hg). Полевыми приборами осуществлялось экспресс–определение следующих газов–индикаторов: гелия (прибором PHD-4 или аналогом), метана, углекислого газа, кислорода, водорода (прибором Экопроба-5 или аналогом), радона (прибором Альфарад-ПК или аналогом) и ртути (прибором АГП-01М или аналогом). В шпурах также производился отбор проб грунта навеской 500 г для последующей термовакуумной дегазации и извлечения сорбированных газов. Параллельно с опробованием грунта производился отбор газов с забоя шпуров, предварительно герметизированных пакером вакуумного газоотборника и переводом в барботер с затворной жидкостью (консервантом). Пробы газов и грунта в течение 5 суток с момента их отбора направлялись в стационарную аккредитованную лабораторию г. Иркутска для выполнения газохроматографического, атомно-абсорбционного спектрального и других методов на высокочувствительных приборах.

Своеобразие Южного Прибайкалья определяется следующими особенностями [1–4]:

– положением в центральной части Азиатского материка;

– расположением на стыке Южно-Сибирской горной и Байкало-Джугджурской горнотаежной физико-географических областей;

– местоположением около оз. Байкал;

– сочетанием четырех структур, резко отличающихся между собой и находящихся под влиянием развития Байкальской рифтовой зоны: озера Байкал, Тункинской долины, юго-восточной оконечности Восточного Саяна (Тункинские гольцы, южная оконечность Окинского плоскогорья), северного и северо-восточного склонов Хамар-Дабана.

– высокой сейсмичностью, базальтовым вулканизмом и интенсивностью неотектонических процессов;

– большими значениями эндогенного теплового потока;

– положением района в пределах двух крупных геоструктур и основных тектонических элементов – Байкальской рифтовой и Саяно-Байкальской орогенической зон.

По результатам газогеохимической съемки, проведенной в Южном Прибайкалье между реками Хара-Мурин и Снежная, по поверхностным водам выявлены зоны аномального содержания водорода, радона, гелия, метана. Все они приурочены и контролируются глубинными разломами и их пересечениями. Аномалии по водорастворенным газам расположены вдоль активной геодинамической зоны северо-западного простирания и узлов пересечения разломов и тектонических нарушений. Эти аномалии фиксируют активизированные участки разломной структуры.

Проведение газогеохимических работ по свободным газам приповерхностных отложений позволило выделить две линейно-вытянутые аномальные зоны. Одна из них более высококонтрастная и приурочена к берегу озера Байкал и, скорее всего, контролируется разломом, ограничивающим озерную котловину. Вторая зона приурочена к центральной части участка работ и разломной структуре северо-западного простирания.

По результатам геохимических исследований установлена неоднородная, слабо дифференцированная структура геохимических полей (гидрогеохимического, газового), обусловленная дислоцированностью осадочного разреза и активными глубинными разломами.

Для оценки насыщенности осадочного разреза газами-индикаторами проводилось моделирование на основе решения задачи по аналитическому продолжению полей концентраций. На рис. 1 приведен разрез распределения водорода для профиля, расположенного вблизи береговой линии оз. Байкал на участке между п. Утулик и п. Солзан.

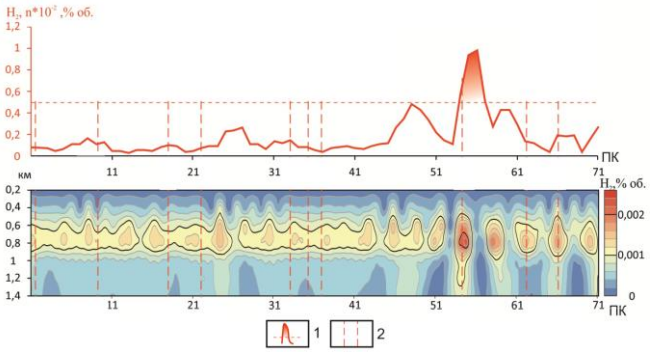


Рис. 1. Распределение водорода поверхностных отложений по осадочному разрезу участка Утулик-Солзан:
1 – геохимические аномалии;
2 – разломы

Как показали результаты моделирования, основной очаг источников газа на этом участке находится в интервале глубин от 600 м до 800 м. Наиболее близко расположенная к поверхности

изолиния концентрации водорода, достигающей 0,01 % об., находится на глубине около 500 м. Обращает внимание наличие субвертикально ориентированных зон, хорошо прослеживающихся на всю глубину изученного интервала осадочного чехла, что указывает на их связь с глубинными источниками газообразования.

Таким образом, по комплексу геохимических показателей в пределах участков работ выделено пять перспективных аномальных зон, представляющих интерес в отношении выходов водорода, радона, гелия, метана. Актуальная задача обнаружения радоновых, термальных и минеральных вод, приуроченных к очагам разгрузки глубинных флюидов в активных геодинамических зонах Южного Прибайкалья, получает положительное решение в исследованиях с комплексом поисковых методов, включающих структурно-геологический, геохимический, дистанционный способ тепловой космической съемки. Контролирующая тектоническая зона на пересечении субмеридионального Снежнинского сброса со сместителем сейсмо- и термоактивного Южно-Байкальского разлома (ЮБР) содержит приразломный повышенный теплопоток, обнаруживаемый средствами дистанционного зондирования Земли и высококонтрастными геохимическими аномалиями по водороду, гелию, радону метану, углекислому газу. В пределах Муринско-Выдринского участка по результатам электромагнитных измерений даются прогнозные запасы подземных термальных вод в трещинной области северо-восточного простирания, оперяющей ЮБР.

Составлены геолого-геохимические модели зон разгрузки глубинных флюидов в осадочном разрезе по гидро- и газогеохимическим показателям с выделением активных флюидопроводящих разломов.

Литература

1. *Бобров А.А.* Структура разломных зон земной коры по данным радоновой съемки: на примере Западного Прибайкалья и Южного Приангарья: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Иркутск, 2010. 16 с.

2. *Котовщикова М.А.* Формирование своеобразия геосистем южного Прибайкалья под влиянием развития континентальной рифтовой зоны // Региональный отклик окружающей среды на глобальные изменения в Северо-Восточной и Центральной Азии: Материалы Международной научной конференции. Т. 1. Иркутск: Институт географии СО РАН, 2012. С. 83–85.

3. *Пастухов Н.П.* Научно-исследовательские работы по выявлению зон разгрузки глубинных флюидных потоков водорода на территории Иркутской области (прибрежная зона южной части оз. Байкал): Отчет о результатах НИР по объекту. Иркутск, 2017.

4. *Яковлев Д.В., Прасолов Э.М., Петров В.В*. и др. Изотопно сверхтяжелый углерод метана в газах гидротерм полуострова святой нос (оз. Байкал) // Тез. докл. XXII симпозиума по геохимии изотопов имени академика А.П. Виноградова. М.: Акварель, 2019. С. 542–549.

Влияние геодинамических и палеотектонических факторов на нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба

Маракова И.А. [1]*, **Колоколова И.В.** [2], **Ростовщиков В.Б.** [1]
1 – Ухтинский государственный технический университет,
РФ, 169300, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13, корп. Б
2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *imarakova@ugtu.net

Аннотация. Предуральский краевой прогиб, его северный сегмент в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, является одним из основных объектов на Европейском Севере, где возможно открытие месторождений нефти и газа, в том числе крупных. Изученность его геологического строения, истории развития, а также разведанность углеводородного потенциала остается крайне низкой и неравномерной. Основной причиной этого является недоучет геодинамических и палеотектонических процессов в формировании и размещении скоплений углеводородов.
Ключевые слова: Предуральский краевой предгорный прогиб, геодинамические процессы, условия формрования, нефтегазоносность

Характер формирования и размещения регионально нефтеносных территорий, зон нефтегазонакопления и скоплений нефти и газа в литосфере определяется совокупностью ряда факторов, главнейшими из которых являются геодинамические и палеотектонические условия формирования и развития территории. Именно им принадлежит первостепенная роль научного прогнозирования нефтегазоносности территорий, размещение зон нефтегазонакопления находится в тесной связи с длительной седиментационной и тектонической эволюцией нефтегазоносного бассейна.

Тектонические процессы создают условия для формирования очагов нефтегазообразования. Постседиментационные процессы в природных резервуарах влияют на характер эмиграции и миграции углеводородов (УВ). Возможность формирования промышленных скоплений УВ определяется наличием зоны аккумуляции (палеоподнятий), а также непосредственно ловушек, связанных с природными резервуарами (коллекторами, экранирующими породами и их сочетанием). Следовательно, ловушка в зоне аккумуляции формируется при участии как тектонических, так и седиментационных и постседиментационных факторов.

Представлены результаты прогноза нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба (Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн) на основе геодинамического и палеотектонического анализов. Дается обоснование факторов, повлиявших на масштабы нефтегазоносности. Это, в свою очередь, позволяет сделать вывод о высоком углеводородном потенциале рассматриваемой территории.

Цель работы – установление геодинамических и палеотектонических зависимостей, влияющих на нефтегазоносность Предуральского краевого предгорного прогиба.

Геодинамический анализ. Структурно-формационный характер впадин Предуральского краевого прогиба определился активным, непрерывно расширяющимся на восток, прогибанием морфологически неоднородной доорогенной области перикратонного опускания Печорской эпибайкальской плиты в северо-восточной части Восточно-Европейской платформы (континента).

Фундамент плиты вскрыт единичными глубокими скважинами, в составе которого принимают участие немагнитные метаморфические сланцы, реже кварциты. Главный Уральский надвиг уверенно прослеживается на региональных картах магнитных аномалий сменой отрицательного магнитного поля на высокоинтенсивное расчлененное положительное поле. Интрудированность краевого шва основными и ультраосновными интрузиями отражается в магнитном поле обширными высокоградиентными аномалиями.

Прогноз нефтегазоносности изучаемых территорий Предуральского краевого предгорного прогиба основан на понимании тектонических процессов, происходивших в земной коре в разные периоды ее формирования [1, 2]. Особенности глубинного строения и геодинамические процессы формирования земной коры напрямую связаны с образованием месторождений углеводородов [3].

Сопоставление карты фундамента и структурной карты по подошве доманикового горизонта показало, что все локальные структуры унаследованы.

Изучение дизъюнктивной тектоники связано не только со структурным анализом, но и с трещиноватостью, сопровождающей эти нарушения и нередко образующей довольно емкие природные резервуары с промышленными залежами углеводородов. Особое внимание привлекают дизъюнктивные нарушения сдвигового характера, имеющие субвертикальные поверхности срыва и охватывающие зонами трещиноватости значительные массивы горных пород различной формационной принадлежности. Нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи обнаружены на исследуемой территории в аллохтонных и автохтонных дислокациях в довольно широком стратиграфическом диапазоне – от верхнего ордовика и силура до триаса. Состав углеводородов также весьма многообразен – от «сухих» метановых газов до тяжелых (0,900 г/см^3) нефтей и битумов. Локальное распределение промышленной нефтегазоносности контролируется ловушками различных классов, которые устанавливаются по ряду критериев – структурным, литологического или стратиграфического экранирования природных резервуаров, приуроченности к рифогенным и песчаным телам, трещиноватости в плотных породах.

Выполненный геодинамический анализ позволил установить, что к основным факторам, повлиявшим на перспективы нефтегазоносности относятся:

– развитие территории в ранне- и среднепалеозойское время в режиме пассивной континентальной окраины Восточно-Европейской платформы (ее северо-восточной части);

– океаническая кора Печорской плиты субсидирована под континентальную кору Сибирской платформы, создавая благоприятные термобарические условия для генерации углеводородов;

– тангенциальные напряжения, спровоцированные замыканием уральской геосинклинали и заключительными орогенными процессами на Урале коренным образом повлияли на перестройку структурного плана краевого прогиба, развитие трещинных коллекторов, формирование и переформирование залежей углеводородов.

Палеотектонический анализ. Анализ тектонического развития площади исследования основан на палеоструктурных построениях (карты изопахит и палеотектонические профили).

Формирование среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса (НГК) связано с каледонским циклом тектогенеза, начавшимся в раннем ордовике с рифтогенеза.

Тектонические подвижки каледонской эпохи определили структурный план региона на рубеже нижнего-среднего девона. Эпохе среднедевонского осадконакопления предшествовал

континентальный перерыв, который определяется по несогласному залеганию среднедевонских толщ на нижнедевонских, силурийских, ордовикских или породах фундамента.

По результатам палеопостроений (рис. 1) для среднедевонско-нижнефранского НГК, на северо-востоке Предуральского краевого прогиба к началу карбона выделяются довольно крупные по площади палеоподнятия в районе современных Косью-Роговской и Верхнепечорской впадин, Воркутского поперечного поднятия, как палеопрогиб обособляется Среднепечорское поперечное поднятие. К началу ранней перми эти палеоподнятия все расформировываются, наблюдается отчетливое погружение комплекса на восток, северо-восток до глубин 6 км и более.

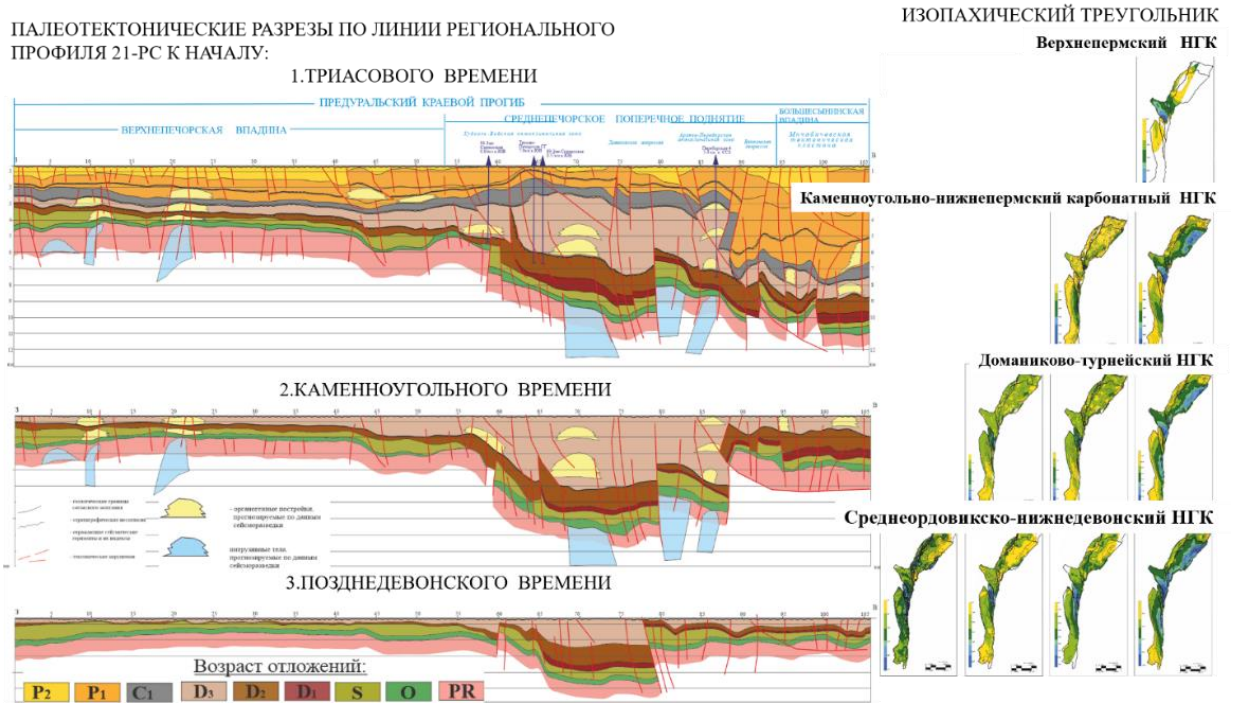


Рис. 1. Палеотектонический анализ (составила Колоколова И.В.)

В современном плане поверхность среднедевонско-нижнефранского НГК представляет собой моноклиналь восточного погружения, осложненную в западной части локальными структурами. Тектонические подвижки каледонской эпохи определили структурный план региона на рубеже нижнего-среднего девона.

Формирование доманиково-турнейского НГК продолжалось в условиях трансгрессивно-регрессивного накопления осадков при общем погружении бассейна. Такая палеогеографическая ситуация способствовала широкому развитию органогенных образований, локализующихся в барьерные, колониальные и локальные рифогенные системы (Тобойско-Мядсейская, Падимейская, Воргамусюрская, Адакская, Интинская, Кылымьельская, Югидьель-Диньюская и другие). По результатам палеопостроений для доманиково-турнейского НГК:

– к началу карбона практически вся территория Предуральского прогиба представляет собой палеосвод. Локально как палеопрогиб выделяется только Среднепечорское поднятие;

– к началу раннепермского времени намечается прогибание на восток внутренней зоны Предуральского прогиба, более четко обособляются палеоподнятия в пределах Воркутского поднятия, Гряды Чернышева, Косью-Роговской и внешней зоны Верхнепечорской впадин;

– в современном плане структурный план в целом совпадает с нижележащим среднедевонско - нижнефранским НГК.

Формирование каменноугольно-нижнепермского карбонатного нефтегазоносного комплекса происходило на стадиях закрытия Уральского палеоокеана и возникновения Уральского орогена (позднегерцинская стадия тектогенеза). За период с начала визе до начала перми основное погружение приходилось на восточный край Тимано-Печорской плиты, где закладывались основы будущего Предуральского краевого прогиба.

К началу перми на территории современной Косью-Роговской впадины и западного борта Верхнепечорской выделяются крупные палеоподнятия. Намечается прогибание Большесынинской, юго- западной части Косью-Роговской и внутренней зоны Верхнепечорской впадин.

В результате палеотектонического анализа определены:

1. условия формирования основных НГК;
2. степень и характер перестройки структурных планов в определенные периоды геологического развития, контролирующие границы НГК;
3. нефтегенерационные условия, связанные с глубинами погружения нефтегазоматеринских пород и степенью катагенеза органического вещества (ОВ):

– нефтегазоматеринские толщи верхнеордовикско-нижнедевонского НГК представлены глинистыми и карбонатно-глинистыми породами с преобладанием сапропелевого типа рассеянного органического вещества (РОВ) и содержанием Сорг от 0,1 до 8%. Средняя генерационная продуктивность РОВ отмечена в НГК Косью-Роговской впадины. На более южных землях Предуральского прогиба, за исключением Среднепечорского поднятия, генерационная продуктивность пород низкая и даже бедная;

– нефтегазоматеринские породы среднедевонско-франского нефтегазоносного подкомплекса содержат гумусово-сапропелевый тип ОВ с концентрацией Сорг 1,0–3,0%. Степень катагенетической превращенности колеблется в зависимости от глубины погружения в пределах МК3–МК5, а в прилегающих участках Западно-Уральской мегазоны – МК5–МК1;

– нефтегазоматеринские породы доманиково-турнейского НГК являются основными поставщиками УВ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на суше и акватории во все вышележащие залежи нефти и газа. Представлены глинисто-карбонатными и битуминозными сланцами с содержанием Сорг 10% и более и нефтегазопроводящим потенциалом >500 г/м3. Высокопродуктивные породы доманика с РОВ сапропелевого типа установлены на Среднепечорском поднятии. На остальной части Предуральского краевого прогиба РОВ представлены гумусово-сапрпелевым типом, характерным для нефтегазоматеринских толщ средней продуктивности;

– нефтегазоматеринские породы верхневизейско-нижнепермского НГК имеют слабые генерационные возможности. Этот комплекс по генетической принадлежности относится к эпигенетичным (вторично-нефтегазоносным) и, в основном, состоит из карбонатных резервуаров. В карбонатно-глинистых разностях, выполняющих роль покрышек и полупокрышек, содержание

Сорг не превышает 0,1–0,4%. Степень катагенеза РОВ на внешнем склоне Предуральского прогиба близка к МК2, во внутренней его части она достигает МК5.

Основной вывод. Проведенные исследования позволяют выделить геодинамические и палеотектонические факторы, как основные, определяющие условия и масштабы нефтегазоносности, а также закономерности в размещении залежей углеводородов в Предуральском краевом прогибе:

– доказано влияние разломно-блокового строения фундамента на верхнедевонские отложения, имеющие унаследованный характер структурных планов и тектонических нарушений;

– геодинамические факторы влияют на масштабы генерации УВ и размещение градаций катагенеза на исследуемой территории;

– палеотектонический анализ показал дифференциацию нефтегазоперспективных зон в пределах исследуемой территории и связь глубинных процессов с формированием залежей углеводородов.

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. *Малышев Н.А., Шипилов Э.В.* Геодинамическая эволюция Европейского Северо-Востока в девоне // Вестник института геологии Коми НЦ УрО РАН. 2002. № 11(95). С. 2–4.

2. *Ростовщиков В.Б., Маракова И.А., Колоколова И.В.* Перспективы открытия новых месторождений УВ в Тимано-Печорской провинции // 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. 142–149.

3. Г*рунис Е. Б., Давыденко Б. И., Сотникова А. Г.* и др. Роль тектоники кристаллического фундамента в пространственном размещении традиционных и нетрадиционных источников углеводородов // Рассохинские чтения: Материалы международной конференции: В 2 ч. Ч. 2. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2020. С. 9–13.

Роль седиментологических и гипергенных факторов в формировании фильтрационно-емкостных свойств карбонатных природных резервуаров на примере восточной части Прикаспийской впадины

Савинова Л.А.[1]*, **Алмазов Д.О.**[2]**
1 – ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, РФ, 129085, г. Москва, пр. Мира, д. 105, 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: *Savinova@rosenergo.gov.ru, **d_almaz@mail.ru

Аннотация. В представленной работе проведена седиментологическая дифференциация позднепалеозойских карбонатных пород в пределах восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины. Выделены 5 обстановок осадконакопления. В изученных отложениях высоким коэффициентом пористости обладают породы передовой и ядерной, а также тыловой частей рифа, преобладает вторичная пористость. Установленные интервалы выщелачивания напрямую связаны с гипергенезом в приповерхностных условиях, что обусловлено выведением органогенных построек в зону фильтрации пресных вод при значительном падении уровня моря. Результаты проведенных исследований наглядно демонстрируют, что для выявления закономерностей формирования высокоемких пород-коллекторов в объеме карбонатных природных резервуаров необходимо учитывать совокупное влияние как седиментационных, так и гипергенных факторов.
Ключевые слова: Прикаспийская впадина; секвентная стратиграфия; рифы; карбонатная седиментация.

Бóльшая часть разведанных на сегодняшний день месторождений восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины приурочена к природным резервуарам позднего палеозоя, которые образовались в обстановках окаймленной и изолированной карбонатных платформ [1]. Литофациальный анализ кернового материала позволил провести седиментологическую дифференциацию пород, определившую пять обстановок карбонатного осадконакопления (рис. 1): зона относительно глубоководного бассейна; зона передового склона; зона передовой и ядерной частей рифа; зона тыловой части рифа; зона лагуны.

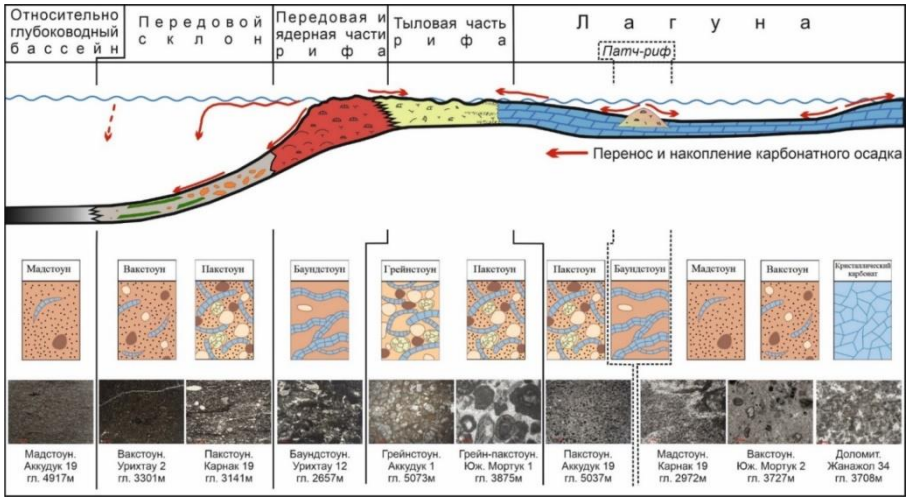


Рис. 1. Принципиальная схема литофациальных поясов (с учетом данных Данхэма, Уилсона, Хэндфорда и Лоукса)

Каждая из литофаций характеризуется как текстурно-структурными особенностями пород, так и параметрами емкостного пространства. В изученных отложениях высоким коэффициентом пористости обладают породы передовой и ядерной частей рифа, и, в наибольшей степени, породы тыловой его части.

Структурно-генетический анализ емкостного пространства отложений различных литофаций выявил преобладание вторичной пористости в пустотном объеме пород-коллекторов (рис. 2), следовательно, наряду с седиментологическими факторами важную роль играют также вторичные процессы выщелачивания и цементации, которые с наибольшей интенсивностью проявляются не в период осадконакопления, а при гипергенных преобразованиях.

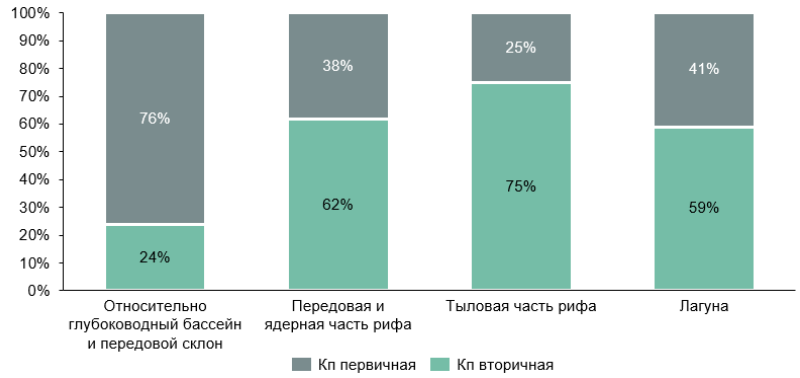


Рис. 2. Соотношение первичной и вторичной пористости различных литофациальных зон восточной части Прикаспийской впадины

Растворение твердого вещества активно развивалось как в литофациальных зонах рифовой постройки, породы которой характеризуются значительными показателями первичного емкостного пространства, так и в зоне лагуны, где в породах, как правило, остаточная поровая компонента незначительна.

Позднедевонский-раннекаменноугольный период характеризуется формированием на юго-восточной окраине Восточно-Европейской платформы Каспийского мегабассейна окраинно-морского типа, что определяет прямую зависимость роста и падения уровня моря от эвстатических колебаний уровня мирового океана [2]. Наряду с этим установленные интервалы выщелачивания напрямую связаны с нахождением отложений в приповерхностных условиях, что обусловлено выведением органогенных построек в гипергенную зону при эвстатическом падении уровня моря.

Для пород восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины были выявлены зависимости увеличения емкостной составляющей под действием гипергенных процессов от эвстатических вариаций. В разрезе отложений в интервале от визейского яруса нижнего карбона до нижней перми прослеживается корреляция между значительными падениями уровня моря на эвстатических кривых [3, 4] и породами с увеличенной за счет выщелачивания пустотной составляющей в скважинах Жанажол 23, Аккудук 1, Жагабулак-Алибекмола 4, Тенгиз 44 и Каратон 1 (рис. 3).

Пространственное распределение пород-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами контролируется седиментологическим фактором и приуроченностью к эрозионным границам, т. е. породы с наибольшей пористостью и проницаемостью прогнозируются в зонах передовой, ядерной и тыловой частей рифа, перекрытых границами несогласий (рис. 4) [5].

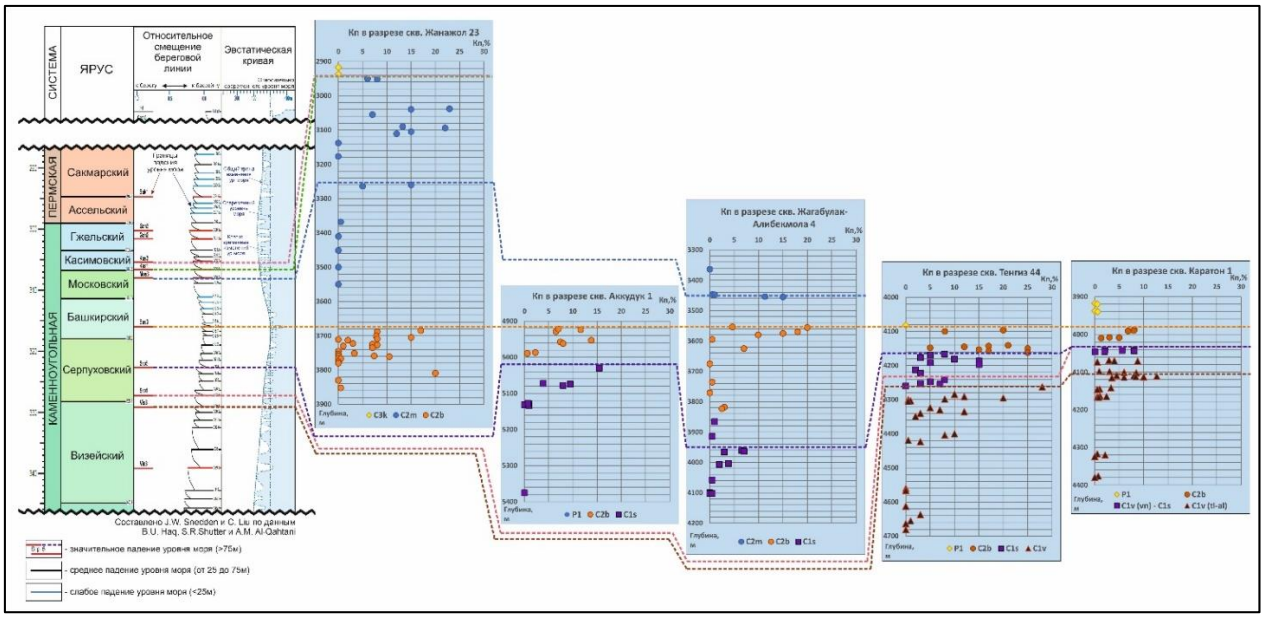


Рис. 3. Корреляция границ значительного падения уровня моря на основе керновых данных в разрезах скважин восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины

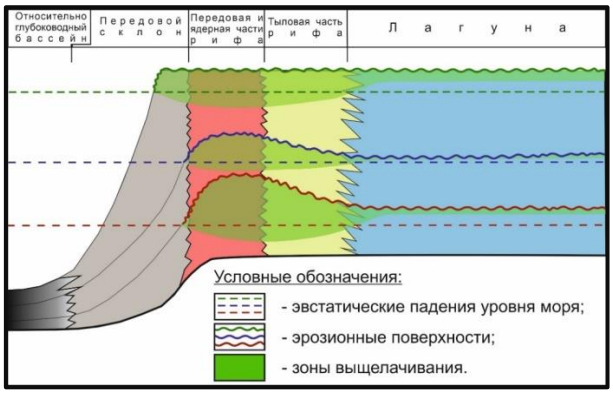


Рис. 4. Схема формирования зон выщелачивания, обусловленных эвстатическими вариациями

Результаты проведенных исследований наглядно демонстрируют, что для выявления закономерностей формирования высокоемких пород-коллекторов в объеме карбонатных природных резервуаров необходимо учитывать совокупное влияние как седиментационных, так и гипергенных факторов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 20-35-90113)

Литература

1. *Абилхасимов Х.Б.* Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. М.: Академия Естествознания, 2016. 244 с.

2. *Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Леонов Ю.Г.* Проблемы происхождения и развития Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 2009. №. 3. С. 11–19.

3. *Snedden J.W., Liu C.* A compilation of Phanerozoic sea-level change, coastal onlaps and recommended sequence designations// Search and Discovery. 2010. 20 August. Article 40594. 3 p. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2010/40594snedden/ndx_snedden.pdf (Дата обращения 18.10.2022).

4. *Ogg J.G., Ogg G.M., Gradstein F.M.* A concise geologic time scale: 2016. Amsterdam: Elsevier, 2016. 234 p. https://doi.org/10.1016/C2009-0-64442-1

5. *Алмазов Д.О.* Влияние эвстазии и условий осадконакопления на формирование емкостного пространства в отложениях верхнепалеозойских нефтегазоносных комплексов восточной и юго-восточной частей Прикаспийской впадины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2021. 26 с.

Арктика и Антарктика: геологоразведка без границ

Казаис В.И.
АО «Таймыргеофизика», группа компаний «Башнефтегеофизика»,
РФ, 647000, Таймырский (Долгано-Ненецкий) АО, г. Дудинка, ул. Рабочая, д. 42
E-mail: v.kazais@tmrgeo.ru

Введение. Таймыр сказочно богат полезными ископаемыми, хотя из-за сложных горногеологических условий, проявленного траппового магматизма, регион еще слабо изучен основным поисковым методом – сейсморазведкой МОГТ (ранее МОВ). В этой связи здесь широко применяется нетрадиционный подход к исследованию недр, разрабатываемый автором с 1960-х годов под брендом «сейсмогравимагнитное моделирование» (СГММ).

В рамках СГММ впервые реализовано преимущество Арктики и Антарктики, обладающих, в отличие от других частей света, наиболее простым, вертикально направленным магнитным полем, что благоприятствует его преобразованию на основе найденных точных, в конечных интегралах [1, 2], алгоритмов в пуассоновую [3, 4], или (в нашем случае) трапповую составляющую гравитационного поля, а затем и освобождению последнего от крайне негативного влияния искажающих факторов (рис. 1 А–1Г).

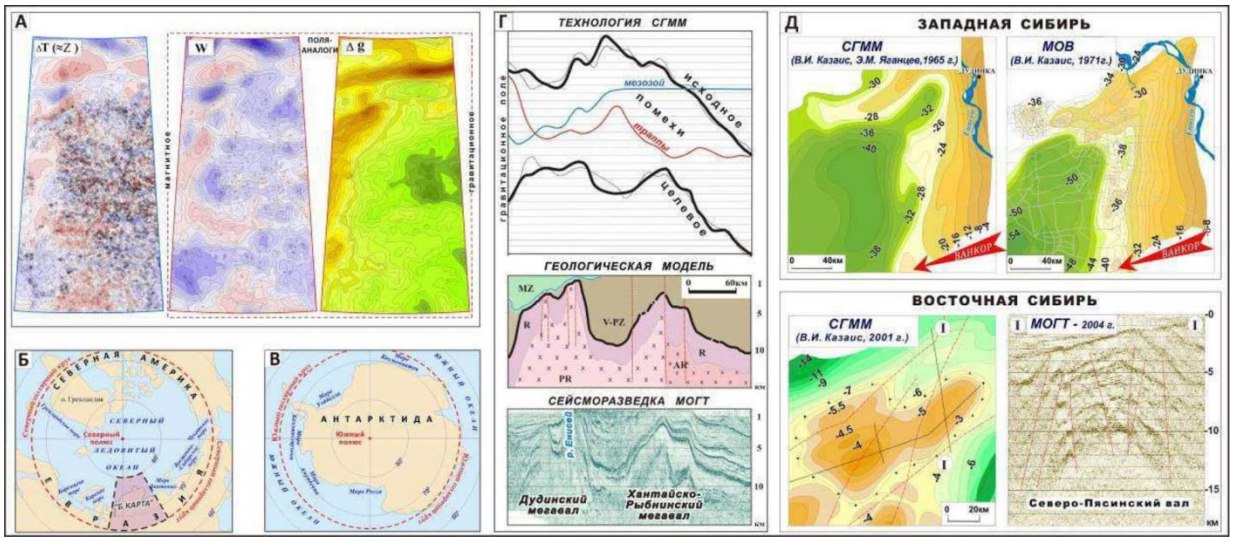


Рис. 1. Технология СГММ
(А-преобразование полей; Б и В – области применения; Г – интерпретационная схема; Д – подтверждение прогноза)

Благодаря этому созданная инновационная геотехнология СГММ, используя гравимагнитные съемки прошлых лет, с опорой на минимальные объемы МОГТ [5], способна обеспечить в высоких широтах быстрое, надежное и малозатратное решение региональной структурной задачи, как залог успешной разведки на любые виды полезных ископаемых (рис. 1Д).

Результаты исследований. В 1960–1980-е годы, ставшие «золотым веком» для нефтегазового комплекса Таймыра, безошибочный сейсмогравимагнитный прогноз и высокоточная сейсмическая подготовка площадей к поисковому бурению, обеспеченная учетом резкой скоростной неоднородности многолетнемерзлых пород по разработанной нами методике [6], в сочетании с предельно согласованным ходом геофизических и буровых работ в те годы, ускорили открытие крупных залежей нефти и газа в Приенисейской полосе Западной Сибири. Причем со стопроцентным попаданием во всех случаях, включая Ванкор, с первой же пробуренной скважины (рис. 2А, 2Б).

Открытия «золотого века» позволили в рекордные сроки выполнить особо важное правительственное задание по скорейшему переводу бурно развивавшегося Норильского комбината на дешевый природный газ, а также способствовали решению другой, весьма актуальной для России, проблемы наполнения магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) – за счет подключения его к Ванкору (рис. 2В).

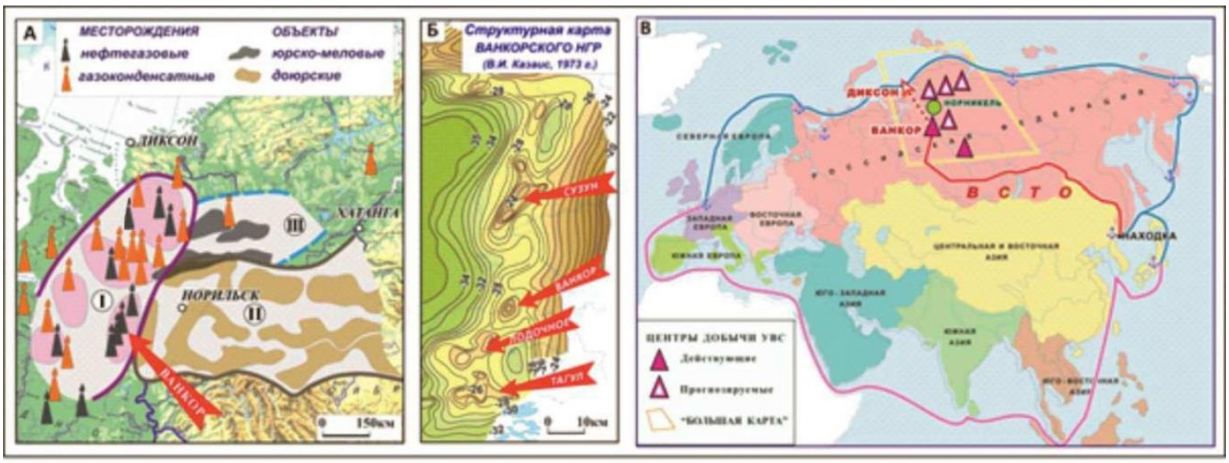


Рис. 2. Эффективность проводимых исследований: А – области нефтегазонакопления (I – Ванкорская, II – Норильская, III – Новотаймырская); Б – «первооткрывательница Большой Нефти; В – ожидаемые социальные последствия

На рубеже 2000-х годов технология СГММ оказалась вообще единственным средством, впервые обеспечившим получение в трапповых полях Восточной Сибири (третья, высшая категория трудности) достоверной фактической информации, прежде всего, регионального характера (рис. 1Д). При этом суммарные затраты на моделирование составили здесь 20 млн руб, при стандартном же подходе потребовалось бы тоже 20, но уже млрд руб. Как видим, эффект колоссальный.

В итоге рассматриваемых исследований в непосредственной близости от Большого Ванкора, на перспективных и доступных рифей – палеозойских уровнях разреза, был обнаружен крупнейший (300 тыс. км^2), но не замеченный ранее уникальный объект – Норильская седловина (нефтегазоносная область) с прогнозными ресурсами от 6 до 10 млрд т условного топлива (рис. 2А).

Материалы СГММ, прошедшие апробацию на Ученом Совете Института геологии и геофизики Сибирского отделения РАН, позволили (практически с «чистого листа» и с высокой добавленной стоимостью) выявить в Норильской седловине до 50 антиклинальных структур – потенциальных месторождений нефти и газа, а также более 10 неизвестных ранее вулканогенных впадин, точно таких же как Норильская и Хараелахская, контролирующие рудоносность Норильского района.

Работы нового этапа. Достигнутые результаты подвигли авторов:

– В 2003 году разработать крупномасштабную инновационную программу «Большая Карта», которая предусматривает ускоренное изучение глубинной тектоники всего Таймырского сектора Арктики на основе технологии СГММ и редкой сети эталонировочных маршрутов МОГТ [5].

– В начале 2000-х годов в рамках этой же программы обосновать и инициировать на Таймыре, после 15-летнего перерыва, новый этап нефтегазопоисковых работ МОГТ–2Д и 3Д (в паре с электроразведкой). Непосредственным же импульсом для запуска проекта послужило блестящее, вплоть до деталей, подтверждение сейсморазведкой Северо-Пясинского вала, обнаруженного в Норильском районе по данным СГММ (рис. 1Д).

Работы МОГТ нового этапа – двойного назначения. Они ориентированы на лицензирование выявляемых на Таймыре новых нефтегазоперспективных зон (одну из них в Пясинском районе мы так и назвали – Новотаймырской (рис. 2А) [7]) и, одновременно, на составление полноформатных эталонировочных моделей СГММ на всю мощность земной коры, вплоть до границы Мохоровичича (рис. 3В) [8].

Работы нового этапа позволили существенно повысить ресурсный углеводородный потенциал, а также инвестиционную привлекательность изучаемой территории. Кроме того, недавние уникальные открытия Роснефти в Пайяхском районе доказывают высокие перспективы Енисей-Хатангского прогиба на нефть, а не только на газ, как считали многие. Результаты обсуждаемых работ, несомненно, внесли свою лепту и в обоснование последнего грандиозного проекта Роснефти – «Восток-Ойл».

Вместе с тем, несмотря на значительные объемы проведенных работ, большая, труднодоступная часть региона остается неохваченной сейсморазведкой (рис. 3А), в нее попадают районы с благоприятным прогнозом на поиски богатых залежей не только углеводородного сырья, но и разнообразных твердых полезных ископаемых, в том числе высоколиквидных, таких как медь–никель, цинк–свинец, золото, платина, алмазы, уран, редкоземы и др. (плато Путорана, Анабарский массив, горы Бырранга, архипелаг Северная Земля).

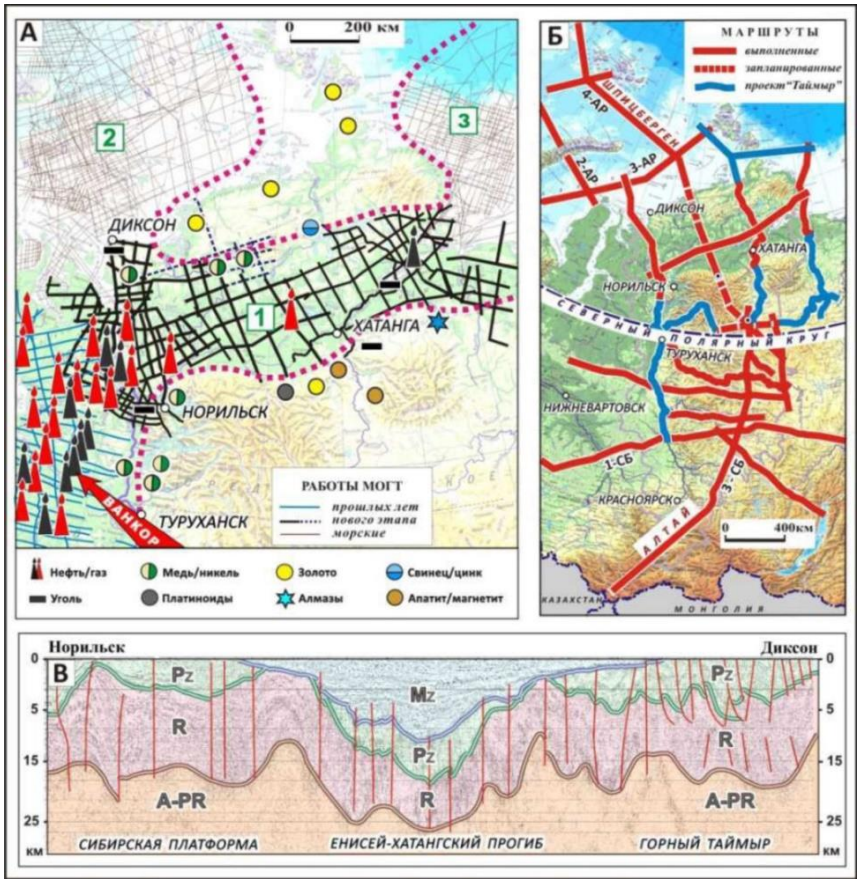


Рис. 3. Обоснование новой стратегии ГРР:
А – изучаемые зоны нефтегазонакопления (1 – Гыдано-Ленская, 2 – Карская, 3 – Лаптевская);
Б – формируемый глобальный тестовый полигон МОГТ-СГММ;
В – эталонировочная модель по Енисейскому пересечению

В свете изложенного, необходимо обратиться вновь к программе «Большая Карта – 2003» и форсировать в рамках завершающего единого кустового проекта «Таймыр – 2012» освещение этих земель на принципах СГММ, с отработкой скелетной опорной сети МОГТ по суше, морю и рекам – в обход недоступных и заповедных участков (рис. 3Б).

В итоге должен быть также сформирован глобальный геофизический маршрут «Алтай – Шпицберген», пересекающий всю Россию по суше и акватории от Китая до Норвегии (5 тыс. км), который станет идеальным тестовым полигоном при решении многих проблем, в том числе знаковой на сегодняшний день государственной задачи по установлению внешней границы арктического шельфа России.

Для наиболее полного раскрытия всех потенциальных возможностей универсальной геотехнологии СГММ, способной минимизировать расходы как на нефтегазо-, так и рудопоисковые работы в Арктике и Антарктике, с одновременным мощным их ускорением, необходимо организовать специализированный научно-координационный центр. При этом за счет сэкономленных средств можно будет:

– во-первых, вернуть в нужных объемах столь важный и незаменимый на региональном этапе инструмент изучения недр как глубокое параметрическое бурение. Последняя такая скважина на Таймыре была забурена на Медвежьей площади ровно 20 лет назад, в далеком теперь от нас 2001 году, а работы в пределах одной-единственной Новоякимовской площади, проводимые уже на новом этапе, до сих пор не завершены;

– во-вторых, вернуться к практике изучения трапповых районов на основе повсеместного и обязательного комплексирования сейсморазведки с колонковым бурением в целях надежного учета искажающего влияния физической (скоростной и плотностной) неоднородности разреза, по предложенной нами методике [9].

Следует подчеркнуть, что упомянутый разворот колонкового бурения стал возможен только после выхода специального Постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 21 марта 1979 года № 265 «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири», в подготовке которого нам довелось принять непосредственное участие.

Ожидаемые результаты исследований, судя по опыту изучения Ванкорского и Норильского районов, покроют с лихвой все расходы на их проведение и создадут предпосылки для формирования на Таймыре еще нескольких крупных центров добычи и переработки углеводородного сырья, причем на правобережье Енисея, где сосредоточена вся инфраструктура Норильского комбината – мирового лидера по производству цветных металлов. А это, в свою очередь, позволит продлить нефтепровод ВСТО (Находка – Ванкор) до Диксона и соединить его с Северным морским путем в общую магистраль, чрезвычайно выгодную и безопасную для доставки углеводородного сырья в любые пункты Евразийского материка (рис. 2В).

Заключение. Представленные предложения неоднократно, в течение многих лет, были рекомендованы в качестве пилотного проекта, призванного ускорить разведку высоких широт с использованием прорывных отечественных технологий. Полагаем, пришло время исполнения этих рекомендаций. Ведь успех данной стратегии на Таймыре, ключевом звене Российского Севера, позволит распространить ее и на другие заполярные, а также приполярные территории с теми же самыми проблемами.

В контексте наступившего Председательства России в Арктическом Совете предлагается за имеющееся время (2 года) осуществить на базе геотехнологии СГММ – с привлечением других современных методологий, прежде всего, бассейнового моделирования – поэтапное изучение глубинной тектоники: сначала всей Российской Арктики (в центральном, Таймырском ее секторе оно уже на стадии завершения), а затем всей Арктики и всей Антарктики, моделируя их как суперглобальные объекты в 25 млн км^2 каждый (см. рис. 1Б, 1В). При этом важно заметить, что в случае Антарктики (минерально-сырьевая база которой, по мнению ряда экспертов, больше чем у всех остальных частей света, вместе взятых) подобные исследования единственно возможны, поскольку международными конвенциями любые работы с применением техники там запрещены полностью.

Претворение в жизнь этого необременительного для госбюджета проекта позволило бы получить с единых методических позиций и на строгом количественном уровне первую, по-настоящему объективную и полновесную оценку всего ресурсного потенциала северной и южной заполярных областей – и по углеводородному сырью, и по твердым полезным ископаемым.

В целом, избранный формат исследований должен на новом витке знаний вывести разведку высоких широт, в первую очередь, Российского Заполярья, на качественно более высокий уровень научного геологического прогноза, придав самому процессу мощный импульс и второе дыхание.

Литература

1. *Казаис В.И.* Способ вычисления магнитного потенциала по аномалиям AZ и AT для трехмерных тел с вертикальным намагничением // Геология и геофизика. 1974. Т. 15, № 1. С. 95–100.

2. *Казаис В.И.* О глубинном строении Енисей-Хатангского прогиба по геофизическим данным // Доклады АН СССР. 1975. Т. 220, № 2. С. 423–425.

3. *Каратаев Г.И.* Основные вопросы метода совместного анализа магнитных и гравитационных аномалий // Вопросы разведочной геофизики. Сб. 2 / Отв. ред. Э.Э. Фотиади; ред. Д.С. Даев. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1961. С. 27–57.

4. *Baranov V.* A new method for interpretation of aeromagnetic maps: pseudo-gravimetric anomalies // Geophysics. 1957. Vol. 22, No. 2. P. 359–382. https://doi.org/10.1190/1.1438369

5. *Казаис В.И.* Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 52–61.

6. *Казаис В.И.* Методика выделения и учета скоростных аномалий при сейсморазведке пологих структур в условиях развития зоны многолетнемерзлых пород (Енисей-Хатангский прогиб) // Геофизические методы разведки в Арктике: Сб. науч. тр. / Отв. ред. Г.И. Гапоненко. Л.: НИИГА, 1978.

7. *Казаис В.И., Кушнир Д.Г.* Новотаймырская зона нефтегазонакопления // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: Материалы научно-практической конференции. СПб.: ВНИГРИ, 2013. С. 115–119.

8. *Казаис В.И.* Строение поверхности Мохоровичича в Енисей-Хатангском прогибе по результатам комплексной интерпретации геофизических полей // Енисей-Хатангская нефтегазоносная область: Сб. ст. / Науч. ред. Д.С. Сороков, Г.Д. Гинсбург. Л.: НИИГА, 1974.

9. *Казаис В.И.* Исследование физической неоднородности осадочного разреза, насыщенного траппами // Геология и геофизика. 1988. Т. 29, № 4. С. 109–118.

Роль региональных исследований в освоении нефтегазового потенциала Таймыра

Казаис В.И.*, Кушнир Д.Г.**
АО «Таймыргеофизика», группа компаний «Башнефтегеофизика»,
РФ, 647000, Таймырский (Долгано-Ненецкий) АО, г. Дудинка, ул. Рабочая, д. 42
E-mail: *v.kazais@tmrgeo.ru, **d.kushnir@tmrgeo.ru

Введение. За более чем полувековую историю систематического изучения глубинной геологии и перспектив нефтегазоносности полуострова Таймыр в его пределах выполнены весьма значительные объемы сейсморазведочных работ, обеспечившие открытие крупнейших месторождений нефти и газа, среди которых Сузунское, Лодочное, Тагульское, Пайяхское, Ванкорское, Иркинское и Западно-Иркинское. В то же время, несмотря на почти три десятка месторождений углеводородов, обнаруженных со второй половины 1960-х годов, освоение нефтегазовых богатств Таймыра обладает сложной историей. Основная масса залежей нефти и газа была выявлена за первые тридцать лет изучения, а, начиная с 1990-х годов, количество открытий резко снизилось. И не только из-за распада страны и прекращения финансирования исследований, но и в связи с изначальной неравномерностью изучения, обусловленной несоблюдением стадийности геологоразведочных работ, то есть неопределенность направления поисков и слабая обоснованность ресурсной базы на долгие годы стали главным тормозом для ее освоения**.**

Исторически сложилось так, что изначально на территории Таймыра сейсморазведочные работы носили локальный, поисковый характер. Они были начаты в 1960-х годах в связи с поисками месторождений газа, необходимых для энергоснабжения Норильского комбината, и сосредотачивались на антиклинальных структурах, спрогнозированных ранее с использованием технологии СГММ (сейсмогравимагнитное моделирование), где и были в кратчайшие сроки выявлены газовые месторождения. В дальнейшем исследования переориентировались на поиск нефти, но по-прежнему основная масса сейсмопрофилей и скважин глубокого бурения концентрировалась на крупных валах, вблизи известных месторождений. До последнего времени, ввиду сложной орографии и удаленности, сейсморазведка МОГТ, несущая прямую фактическую информацию о нефтегазоконтролирующих структурах, на большей части территории региона вообще не проводилась.

Исследования нового этапа. Неравномерность освещения глубинной геологии привела в начале 2000-х годов к исчерпанию резервного фонда локальных объектов, перспективных на углеводороды (УВ). Последнее стало серьезным препятствием на пути развития Таймыра в целом, так как ограничивало инвестиции добывающих предприятий. В этой связи по предложенному АО «Таймыргеофизика» плану усилиями Таймырнедра, Центрсибнедра, Сибнедра и Роснедра при поддержке ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМС и ВНИГНИ на полуострове были развернуты региональные сейсморазведочные исследования нового этапа, нацеленные на выявление новых зон нефтегазонакопления и подготовку их к лицензированию.

Решающую же роль для обоснования и разворота нефтегазопоисковых работ на Таймыре сыграли результаты многолетних научных исследований АО «Таймыргеофизика» с применением разрабатываемой В.И. Казаисом с середины 1960-х годов инновационной технологии СГММ

(сейсмогравимагнитное моделирование). В начале 2000-х годов была завершена первая очередь тематических работ по программе «Большая Карта» [1], конечной целью которой является составление на базе технологии СГММ кондиционной структурной основы, охватывающей весь Таймыр, включая его Арктический шельф. Проведенные исследования позволили осветить глубинное строение обширной, свыше 400 тыс. км^2, крайне слабо изученной территории плато Путорана. В итоге работ удалось выявить большое количество крупных нефтегазоперспективных объектов и объединить их в новую Норильскую нефтегазоносную область с прогнозными ресурсами в 6,2–10,6 млрд т условного топлива.

Полученные в результате этих исследований материалы сыграли роль пускового механизма, который позволил последовательно обосновать развертывание на Таймыре полновесных региональных работ МОГТ сначала (в 2004 году) в Норильском, а затем (в 2005–2007 годах) в Диксонском, Усть-Енисейском и Хатангском районах, инвестиционная привлекательность которых связана с благоприятными возможностями как для открытия промышленных залежей УВ на мезозойском и палеозойском уровнях, так и для последующего освоения месторождений (близость инфраструктуры Норильского комбината, выход к Северному морскому пути и т. д.).

Всего за прошедшие два десятка лет в пределах полуострова на современном методико-технологическом уровне отработано свыше 50 000 пог. км комплексных геофизических профилей. Почти весь полуостров сегодня покрыт сетью высокоинформативных сейсморазведочных маршрутов МОГТ, в большинстве случаев продублированных электроразведкой методом МТЗ.

Хорошее качество результирующих геофизических материалов обеспечило повсеместное изучение структурного плана и наиболее значимых литологических особенностей всех уровней осадочного чехла и кристаллического основания, а также глубоких горизонтов земной коры [2–9]. В разрезе юрско-меловых отложений с доказанной продуктивностью выявлены региональные структурные и литологические особенности, что привело к уточнению их нефтегазогеологического районирования и выделению целого ряда новых районов и зон нефтегазонакопления (рис. 1).

Наиболее значимым для понимания геологии полуострова результатом работ нового этапа стало составление единой тектонической схемы, которая позволила обобщить нефтегазогеологическое районирование доюрских комплексов и за счет этого, с учетом благоприятного литологического прогноза, практически удвоить площадь нефтегазоперспективных земель Таймыра [8].

В юрско-меловом разрезе оконтурено свыше трех десятков новых поднятий, а общая суммарная (с учетом доюрских горизонтов) площадь обнаруженных антиклинальных структур составила более 150 тыс. км^2 [6–9]. Отвечающие им ресурсы превысили 40 млрд т условного топлива, в том числе, 20 млрд – по уровням с доказанной продуктивностью [8]. Благодаря динамичному наращиванию ресурсного потенциала УВ, за последние годы на пользование недрами Таймырского полуострова выдано более ста лицензий, которые территориально уже охватывают третью часть его нефтегазоперспективных земель, в то время как на начало 2000-х годов они занимали только 2% (рис. 2).

Выводы. Таким образом, результаты проводимых геофизических исследований указывают на их общую высокую геолого-экономическую эффективность при решении главных геологических задач, связанных с поиском новых зон нефтегазонакопления и их лицензированием.

По итогам работ нового этапа Таймыр становится в один ряд с самыми значимыми районами мира в плане инвестиционной привлекательности ресурсной базы углеводородов. Уже сегодня на полуострове происходят крупные открытия и создаются новые центры добычи и переработки углеводородного сырья, синергетическое влияние которых предопределяет восходящий тренд экономики региона в целом на ближайшие десятилетия. Тем самым, за двадцать лет осуществления региональных нефтегазопоисковых работ нового этапа удалось еще раз на практике доказать необходимость регионального изучения и важную роль в успехе таких исследований изначального их планирования на перспективу 5–10 лет.

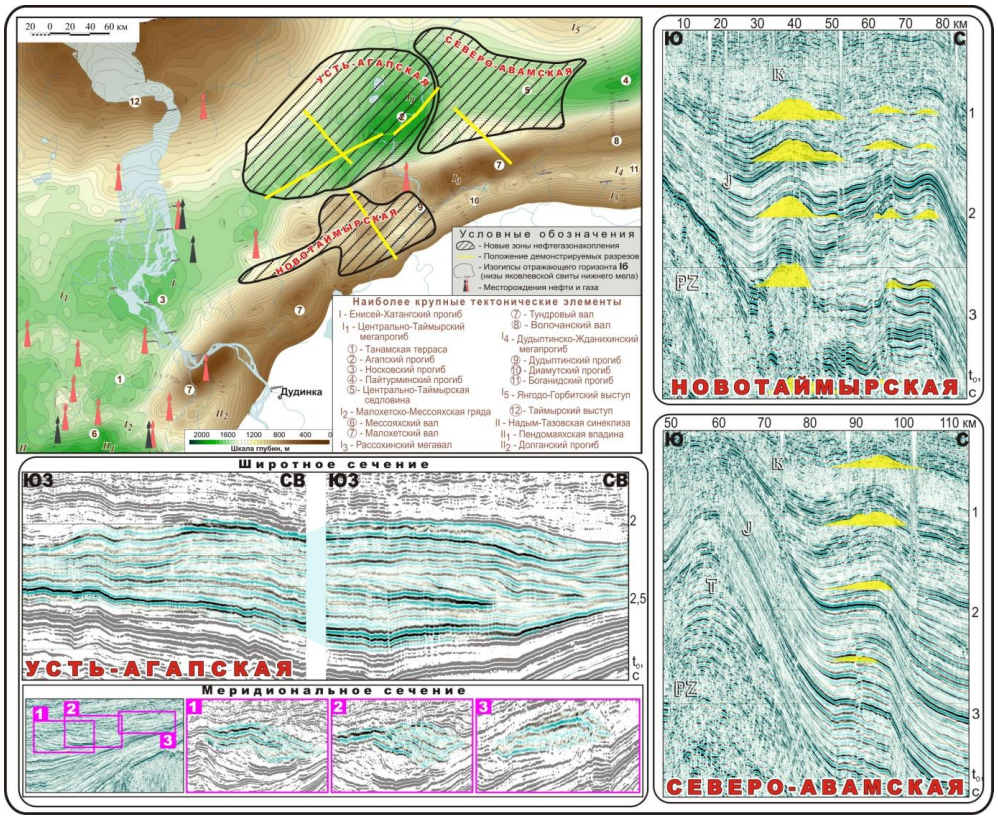


Рис. 1. Новые зоны нефтегазонакопления Центрального Таймыра [3]

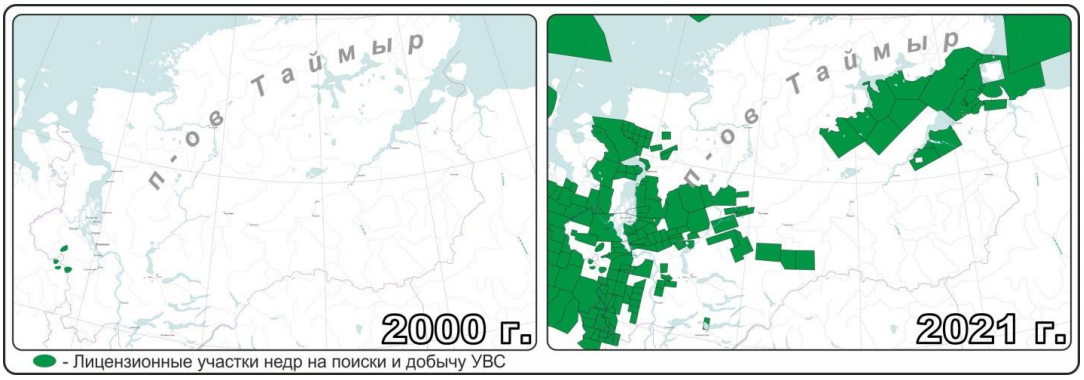


Рис. 2. Рост количества и площади охвата территории Таймыра лицензионными участками недр на поиски и добычу УВС за 20 лет региональных исследований нового этапа

Литература

1. *Казаис В.И.* Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 52–61.

2. *Казаис В.И., Мельник А.И., Кушнир Д.Г.* Эффективность нового этапа региональной сейсморазведки на Таймыре // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края: Материалы научно-практической конференции, Красноярск: Красноярский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья, 2007. С. 70–75.

3. *Казаис В.И., Кушнир Д.Г.* Новотаймырская зона нефтегазонакопления // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: Материалы научно-практической конференции. СПб.: ВНИГРИ, 2013. С. 115–119.

4. *Казаис В.И., Кушнир Д.Г.* Эффективность региональных нефтегазопоисковых работ на Таймыре // Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий: Материалы 8-й международной геолого-геофизической конференции и выставки, Санкт-Петербург, Россия, 9–12 апреля 2018. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800276

5. *Кушнир Д.Г.* Эффективность региональных сейсморазведочных работ на Таймыре // Природные ресурсы Красноярского края. 2013. № 18. С. 38–41.

6. *Кушнир Д.Г.* Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности приенисейской полосы Таймыра и Гыдана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 6. С. 8. https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2016

7. *Кушнир Д.Г. Яковлев Д.В.* Уникальные нефтегазоперспективные объекты по результатам региональных исследований на Таймыре // Геофизика. 2018. № 3. С. 115–119.

8. *Кушнир Д.Г., Яковлев Д.В., Романов А.П.* Тектоника и нефтегазогеологическое районирование Таймыра по результатам региональных исследований // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15, № 2. С. 4. https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2020

9. *Яковлев Д.В., Кушнир Д.Г. Перспективы* нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по результатам геофизических исследований // Современное состояние наук о Земле. Материалы международной конференции, посвященной памяти В.Е. Хаина. М.: Геологический факультет МГУ, 2011. С. 2140–2142.

Прогнозирование влияния температурного режима на процесс сорбции ионов Sr(II) частицами наноразмерного гетита

Ильясова А.В., Ильясова Р.Р.*, Массалимов И.А., Мустафин А.Г.
Башкирский государственный университет, РФ, 450076, г. Уфа, ул. Заки Валиди, д. 32
E-mail: *Ilyasova_R@mail.ru

Аннотация. В работе проведен сравнительный анализ данных зависимости степени извлечения ионов Sr(II) от температуры сорбции частицами наноразмерного гетита, полученных экспериментально и прогностические данные, рассчитанные с помощью свободной программной системы для математических вычислений GNU Octave, использующая совместимый с Matlab язык высокого уровня.
Ключевые слова: сорбция, сорбент, наноразмерный гетит, программная система для математических вычислений GNU Octave, прогнозирование.

Эволюция развития человечества и создание промышленных методов хозяйствования привели к образованию глобальной техносферы, одними из элементов которой являются предприятия топливно-энергетического комплекса России. Следует отметить, что проведение процессов нефтепереработки и нефтехимического синтеза сопровождается образованием большого количества сточных вод, которые содержат загрязняющие вещества органического и неорганического происхождения: фенол и его производные, соединения азота, серы, растворенные неорганические соли, кислоты, щелочи и др. В связи с этим выбор и организация оптимальных методов очистки сточных вод предприятий нефтепереработки является важной задачей [1]. Для решения данной проблемы используют различные методы очистки сточных вод: химические, физико-химические, биологические методы и др. Не все современные методы очистки способны удалить загрязнители из сточных вод до необходимого уровня предельно допустимой концентрации. Одним из эффективных методов удаления загрязнителей органического и неорганического характера на глубоких стадиях является сорбция с использованием в качестве различных сорбентов материалов природного и синтетического характера [2–5].

В последнее время экологические проблемы современности подобного типа пытаются решать с помощью нанотехнологий с использованием прогностических компьютерных методов. При этом интерес ученых и технологов направлен на разработку высокодисперсных сорбентов на основе оксидов металлов, обладающих высокой поверхностной активностью, сорбционной эффективностью, относительной дешевизной, отсутствием токсичности.

Целью настоящей работы явилось проведение сравнительного анализа данных зависимости степени извлечения ионов Sr(II) от температуры сорбции частицами наноразмерного гетита, полученного экспериментально и прогностические данные, рассчитанные с помощью свободной программной системы для математических вычислений GNU Octave, использующая совместимый с Matlab язык высокого уровня для разработки высокоэффективного сорбента по отношению к ионам тяжелых металлов.

Наногетит синтезирован студентами Башкирского государственного университета по реакции взаимодействия нитрата железа (III) с гидроксидом аммония. В качестве

диспергирующего агента использован гидротартрат натрия $NaHC_4H_4O_6$. Средний размер частиц наногетита FeOOH, измеренный с помощью лазерного анализатора размера частиц фирмы Шимадзу (Япония), составил около 20 нм.

Одним из важнейших критериев, определяющих характер сорбции (физический или химический) является температурный. Физическая сорбция в отличие от химической (хемосорбции) характеризуется отсутствием химического взаимодействия между сорбентом с сорбатом, обратимостью и возможностью десорбции - регенерации отработанного сорбента [6].

Авторами предварительно проведено прогностическое исследование влияния температурной зависимости на сорбцию ионов стронция частицами синтезированного наногетита с помощью программной системы для математических вычислений GNU Octave. Параллельно экспериментально получена степень извлечения ионов стронция частицами сорбента.

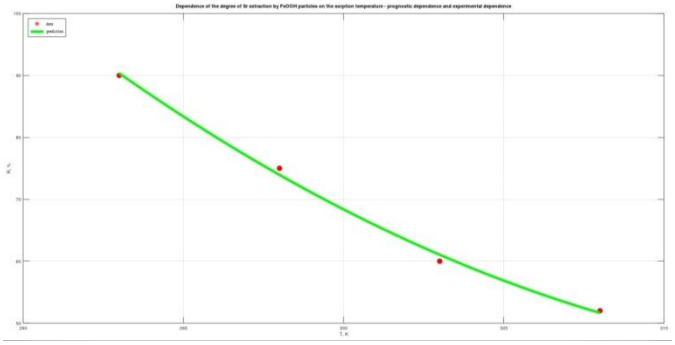


Рис. 1. Зависимость степени извлечения ионов стронция частицами наноразмерного гетита от температуры сорбции:
data – экспериментальная зависимость,
prediction – прогностическая зависимость

```
>> prog

ans = 0.9037
>>
```

Рис. 2. Вывод среднего квадратичного отклонения между прогностической кривой и кривой экспериментальной

Согласно полученным результатам, прогнозируемая математическая зависимость подтверждается экспериментальными химическими данными. Точность математического метода, использованного для прогноза влияния температуры на сорбционный процесс, составляет выше 90% согласно литературным данным.

В соответствии с вышеуказанным графиком с увеличением температуры в прогностическом и экспериментальном режиме степень извлечения ионов стронция частицами наносорбента уменьшается, значит, протекает физическая сорбция. При этом оптимальная температура сорбции 20 С, что важно для проведения процесса сорбции ионов стронция в экономичном режиме, при невысокой температуре.

О протекании физического процесса и отсутствии хемосорбции свидетельствуют также невысокие значения теплоты сорбции ионов стронция частицами наносорбента – 10,5 кДж/моль.

При оптимальной температуре сорбции степень извлечения ионов стронция составила 90%, что свидетельствует о высокой сорбционной активности изученного сорбента.

Литература

1. *Подвинцев И.Б.* Нефтепереработка. М.: Интеллект, 2015. 160 с.

2. *Семенищев В.С., Пьянков А.А., Ремез В.П.* и др. Изучение физико-химических и сорбционных свойств гексацианоферратов никеля и железа по отношению к цезию // Сорбционные и хроматографические процессы. 2020. Т. 20, № 1. С. 54–63. https://doi.org/10.17308/sorpchrom.2020.20/2380

3. *Гимаева А.Р., Валинурова Э.Р., Игдавлетова Д.К., Кудашева Ф.Х.* Сорбция ионов тяжелых металлов из воды активированными углеродными адсорбентами // Сорбционные и хроматографические процессы. 2011. Т. 11, Вып. 3. С. 350–356.

4. *Милютин В.В., Везенцев А.И., Соколовский П.В., Некрасова Н.А*. Сорбция радионуклидов цезия из водных растворов на природных и модифицированных глинах. Сорбционные и хроматографические процессы. 2014. Т. 14, № 1. 5. С. 879–883.

5. *Ильясова Р.Р.*, *Массалимов И.А., Мустафин А.Г.* Влияние степени дисперсности природных сорбентов на их сорбционные свойства по отношению к ионам Cd(II), Pb(II) и Cu(II) // Химическая физика. 2020. Т. 39, № 2. С. 76–84. https://doi.org/10.31857/S0207401X20020041

6. *Лопаткин А.А.* Теоретические основы физической адсорбции. М.: Изд-во МГУ, 1983. 200 с.

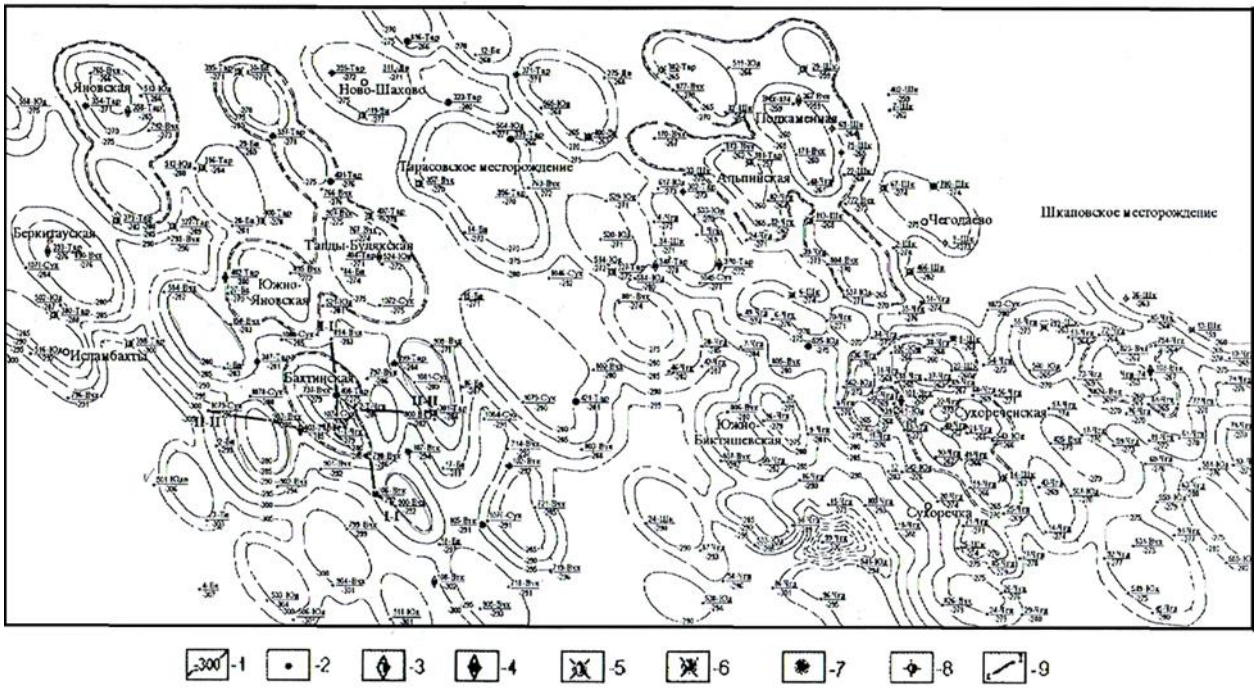
Нижнепермские мегазервуары юго-востока Русской платформы в связи с перспективами открытия залежей углеводородов на трансграничных территориях Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области

Утопленников В.К.*, Драбкина А.Д.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: *vutoplennikov@ipng.ru

Аннотация. Нижнепермские карбонатно-сульфатно-соленосные отложения юго-восточной погруженной части Восточно-Европейской платформы являются потенциальным резервом нефтедобычи ввиду их региональной нефтегазонасыщенности, свидетельствующей о больших запасах углеводородов. В мегарезервуарах продуктивные залежи, залегающие на небольших глубинах (300–700 м) в районах с развитой инфраструктурой нефтедобычи и нефтепереработки позволяют обеспечить рентабельную добычу нефти из нижнепермского нефтегазоносного комплекса.
Авторами проанализированы результаты многолетних научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по выявлению залежей нефти в нижнепермских отложениях платформенной части Западного Башкортостана, юго-востока Татарстана и Оренбургской области. Выделены перспективные для проведения геологоразведочных работ с целью поисков залежей нефти Шалтинско-Хансверкинский, Кулбаевско-Рятамакский, Тарказинско-Аркаевский участки и установлена их промышленная нефтегазоносность.
Ключевые слова: нижнепермские карбонатные отложения, литолого-фациальные факторы, перспективные участки.

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

При постановке геологоразведочных работ следует иметь четкое представление о доминирующих литолого-фациальных и тектонических факторах с наличием системы глубинных разломов субширотного простирания трансформного типа и зонами развития конформных разломов субмеридионального простирания, контролирующими преимущественно грабенообразные прогибы и горстовидные зоны поднятий.



1 – стратоизогипсы (проведены через 5 м); 2 – скважины структурные; 3 – скважины поисковые, ликвидированные после бурения; 4 – скважины поисковые нефтяные; 5 – скважины разведочные, ликвидированные после бурения; 6 – скважины разведочные, ликвидированные после опробования; 7 – скважины разведочные нефтяные; 8 – скважины нагнетательные эксплуатационные; 9 – геологический профиль I–I

Рис. 1. Структурная карта по кровле репера Р4 кунгурского яруса Тарказинско-Чегодаевской зоны Западного Башкортостана

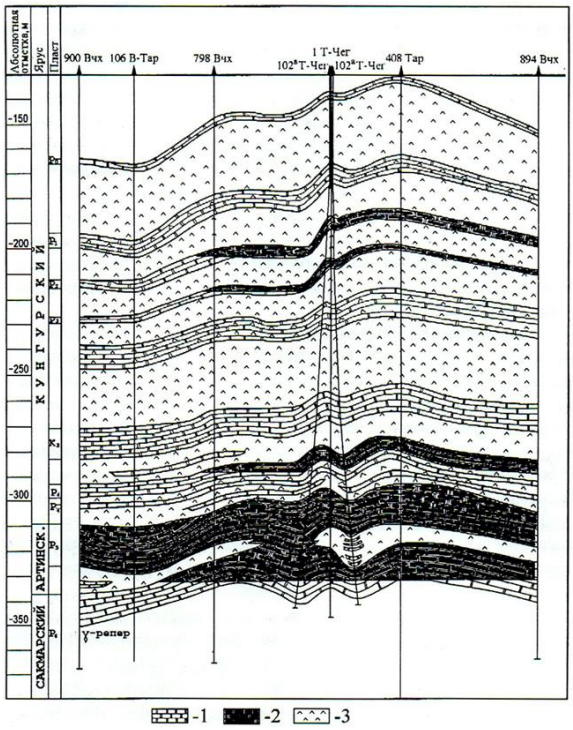
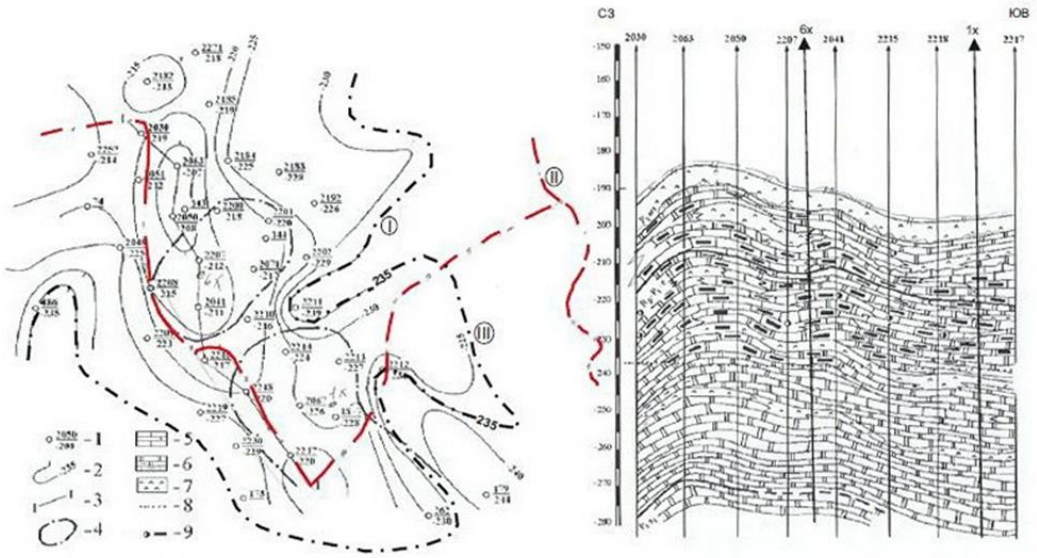


Рис. 2. Геологический разрез Бахтинской структуры по профилю I–I

1 – доломит;
2 – доломит нефтенасыщенный;
3 – ангидрит

Отмеченные особенности обуславливают развитие зон нефтегазонакопления на субширотных террасах, в зонах пересечения с грабенообразными прогибами с практически полным

их заполнением углеводородами (тектонически-экранированные биостромные и биогермные залежи, обеспечивающие большие запасы УВ) [1].



1 – номер скважины (вверху), абсолютная отметка кровли репера R_p – P_1-e – P_1s (внизу); 2 – изогипсы по кровле репера P_1-e – P_1s;
3 – линия геологического профиля отложений P_1s – P_1art; 4 – контур перспективных участков; 5 – известняк;
6 – доломит, известняк глинистый; 7 – ангидрит; 8 – предполагаемая отметка водонефтяного контакта нижнепермской залежи нефти; 9 – нефтепроявления в отложениях P_1s – P_1art;
10 – административные границы: I – Респ. Татарстан; II – Респ. Башкортостан; III – Оренбургская обл.

Рис. 3. Геологическая информация по Хансверкинскому участку:
а – структурная карта по кровле репера R_p – P_1-e; б – геологический профиль по линии I–I

Наличие разломов также обуславливает развитие протяженных по глубине и по латерали зон повышенной трещиноватости, обеспечивающих вертикальную миграцию УВ и их дальнейшее распределение по латерали по зонам развития коллекторов шельфовых резервуаров нижнепермского комплекса. Процесс напрямую связан с литолого-фациальными и структурными особенностями нижнепермских отложений, а также с вертикальной и горизонтальной трещиноватостью пород. Наличие коллекторов и надежных покрышек способствовало образованию промышленных залежей УВ практически на всей территории юго-восточного склона Русской платформы. Нижнепермские отложения верхней части разреза регионально нефтегазоперспективны и представляют собой объект нефтегазодобычи, возможно в ближайшей перспективе сопоставимый с продуктивными горизонтами девона и карбона.

Анализ проведения геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях в Башкортостане свидетельствует о недостаточном учете вышеуказанных факторов при бурении структурных и разведочных скважинах. В пробуренных скважинах недостаточно применялся стандартный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), широкий спектр петрофизических исследований керна, практически полностью отсутствуют геофизико-гидродинамические (потокометрические) исследования в процессе освоения и испытания скважин [1].

Несколько иная ситуация в Татарстане. Здесь периодически осуществлялось целевое финансирование геологоразведочных работ на нижнепермские отложения с расширенным комплексом исследований, но не учет тектонических и литофациальных особенностей и отсутствие

технологий по оптимальному вскрытию и освоению скважин не позволили пока получить промышленно значимые притоки нефти из выявленных залежей УВ. Работы в настоящее время продолжаются [2, 3].

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

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

– Сбор, анализ и переинтерпретация геолого-геофизических материалов. Выделение наиболее перспективных локальных участков в пермских отложениях (доразведка архивов) и проведения сейсморазведки 2D для подготовки объектов для бурения [3].

– Бурение поисково-разведочных скважин на участках с расширенным комплексом ГИС в верхней части разреза, с отбором и петрофизическим анализом керна, опробованием и испытанием перспективных интервалов (с геофизическими и гидродинамическими исследованиями и интенсификацией притока).

– Подсчет запасов нефти и газа по открытым залежам.

– Опытно промышленная эксплуатация кустовым способом наклонно-направленными скважинами с использованием технологии интенсификации притоков.

Наиболее оптимальным является совмещение поисково-разведочного этапа с опытно-промышленной эксплуатацией путем кустового бурения вертикальной и наклонно-направленных скважин. Для увеличения площади охвата исследованиями рекомендуется проведение также скважинной сейсморазведки (ВСП, НВП, МОГ и др. в комплексе с сейсморазведкой 2D и 3D). Такая технология позволит получить за минимальный промежуток времени целостную картину по определенному перспективному участку с конкретной оценкой его добывных возможностей, а также определить наиболее рациональный способ разработки залежей.

Для сокращения сроков геологоразведочных работ бурение скважин целесообразно начать на трех участках, расположенных на смежных территориях Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области. Это позволит сконцентрировать технические средства и специалистов для скорейшей оценки промышленной нефтегазоносности конкретного участка, обеспечить единый методологический подход и оперативно корректировать различные технологии и наработанный опыт по обработке и интерпретации геолого-геофизических и гидродинамических материалов.

Одними из высокоперспективных являются участки, расположенные: первый – в районе д. Кулбаево (Республика Башкортостан), второй – в районе Николашкино (Республика Татарстан), третий – в районе д. Хансверкино (Республика Татарстан). Это наиболее перспективные участки с установленной нефтегазоносностью. На Кулбаевской площади из нижнепермских отложений в скважине 5 получен значительный приток нефти дебитом до 60 м^3/сут. На Хансверкинской площади тестовыми поисковыми скважинами № 1 и 6 вскрыты нефтегазонасыщенные коллекторы в отложениях артинского и сакмарского ярусов мощностью более 50 м.

Анализ геологических материалов свидетельствует о широком развитии нижнепермских структур различного генезиса, на пограничной территории Татарстана и Башкортостана северо-запада Оренбургской области (см. рис. 3).

Начатые ранее исследования [1–3] по изучению сложнопостроенных нефтенасыщенных карбонатных коллекторов нижнепермских отложений необходимо продолжить, используя комплексный подход при их проведении.

Выводы. Анализ геолого-геофизических материалов и данных по нефтегазоносности нижнепермских отложений по смежным территориям западной части Башкортостана, юго-востока Татарстана, северной части Оренбургской области подтвердил их высокие перспективы нефтегазоносности.

Выполнены структурные построения по кровле репера К4 в подошве кунгурского яруса, позволившие выделить основные региональные закономерности размещения структурно-фациальных зон и приуроченных к ним зон нефтегазонакопления.

Уточнены геолого-геофизические модели Бахтинского и Хасверкинского нижнепермских месторождений нефти и газа в ловушках рифогенного и комбинированного типов.

Оценены коллекторские, фильтрационно-емкостные и физические свойства образцов горных пород, позволившие выделить нефтенасыщенные пласты-коллекторы и использовать их при интерпретации стандартных и новых методов ГИС. Полученные данные используются при подсчете запасов нефти и газа и постановке их на государственный баланс.

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. *Утопленников В.К., Самигулин Х.К., Антонов К.В.* и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 271 с.

2. *Хисамов Р.С., Гатиятулин Н.С., Сухов К.А., Ахмештин А.З.* Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода // Георесурсы. 2015. № 1(60). С. 54–61.

3. *Хисамов Р.С., Екименко В.А., Добровольская К.К., Марковская Т.В*. Изучение верхней части разреза осадочного чехла и поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ 2D на территории Республики Татарстан // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 4. Ч. 2. С. 300–305. https://doi.org/10.18599/grs.18.4.7

Подходы 3D геологического моделирования сложнопостроенных тонкослоистых верхнеюрских отложений Средне-Назымского месторождения нефти

Ким О.О.*, Немова В.Д.**
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 3, стр. 1
E-mail: *Oleg.Kim@lukoil.com, **Varvara.Nemova@lukoil.com

Аннотация. В работе описаны подходы к созданию трехмерной цифровой модели сложнопостроенных верхнеюрских отложений на примере Средне-Назымского месторождения. Ключевыми аспектами подходов являются детальная литотипизация и стратификация. Предлагаемые подходы отвечают всем требованиям построения трехмерных геологических моделей и позволяют реализовать разработанные геологические концепции в цифровом пространстве. Разработанные подходы применены в моделировании Средне-Назымского месторождения и в моделировании месторождений-аналогов: Галяновского и Апрельского.
Ключевые слова: верхнеюрские отложения, трехмерное геологическое моделирование, коллекторы нефти.

Введение. Исследования верхнеюрских отложений Западной Сибири началось с 60-х годов 20 века [1] и с каждым годом качество и количество информации растет, что неизбежно приводит к необходимости совершенствования технологий ее обработки. В современном мире цифровое геологическое моделирование является наиболее распространенным способом объединить и увязать накопленную геолого-геофизическую информацию по объекту. Работы основаны на стратиграфическом расчленении разреза, предложенном коллективом авторов [2], имеющим широкое применение по всей Западной Сибири. Благодаря новым работам по литотипизации [2], методика трехмерного геологического моделирования рассматриваемых отложений получила существенное развитие.

Проблематика. Построение модели базируется на таких условиях как: максимальное соответствие исходным геологическим данным и отражение разработанной геологической концепции. Геологическое моделирование обеспечивает качественное бурение скважин, подсчет запасов и гидродинамическое моделирование. Важно отметить, что общепринятой методики трехмерного геологического моделирования для сложнопостроенных верхнеюрских отложений нет.

Основная цель работы – разработка подходов, которые можно встраивать в процесс трехмерного геологического моделирования для достижения максимального соответствия цифровой модели геологической концепции. Разрабатывая подходы моделирования, необходимо ответить на вопросы о морфологии моделируемых геологических тел. Важно определить детали строения объектов, характер их изменения, формы, размеры и свойства. Другими словами, необходимо сформировать детальную геологическую концепцию, строения моделируемого объекта.

Методика моделирования. В рассматриваемых отложениях выделяется 14 литотипов, объединенных в 8 групп литотипов (рис. 1), каждая из которых уникальна по своим свойствам и может быть различима по керну и результатам геофизических исследований скважин [2, 3].

Рис. 1. Многоуровневая литотипизация пород верхнеюрских отложений [2]

Для планирования разработки месторождения наибольший практический интерес представляет группа литотипов, генетически связанных с радиоляритами и другими карбонатно-фосфатными породами. В соответствии с литотипизацией [2, 3] в разрезе выделяются группы литотипов, часть их которых относится к трещинно-поровым коллекторам (коллекторы первого типа), часть – к наиболее плотным в разрезе породам (коллекторы второго типа, которые предположительно вовлекаются в разработку после интенсификации притока). Остальные группы литотипов относятся к неколлекторам и поэтому фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) в них не моделируются, условно принимается Кп=0.

Эффективные толщины и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов меняются от палеовершин к палеовпадинам нисходящим трендом. Тенденция ухудшения емкостных свойств от вершин к впадинам является следствием влияния перемыва осадков и сносом глинистых частиц в депрессионные части осадочного бассейна. Повышенное содержания глинистых частиц значительно ухудшает коллекторские свойства пород. Данный тренд крайне важно отразить в трехмерной модели. К сожалению, устойчивых закономерностей изменений ФЕС или эффективных толщин от сейсмических атрибутов для верхнеюрских отложений пока не выявлено в силу малой толщины коллекторов, не сопоставимой с разрешающей способностью сейсморазведки. Для нивелирования этого обстоятельства разработаны подходы к моделированию, позволяющие реализовать цифровую геологическую модель на основании трендовых зависимостей свойств коллекторов от «структурного фактора». Структурный фактор описывает тренд изменения емкостных свойств коллекторов в зависимости от палеорельефа дна осадочного бассейна позднеюрского времени. Влияние структурной основы на фильтрационные свойства коллектора подтверждены работой скважин [3, 4].

При построении структурного каркаса необходимо реализовать каждую из моделируемых пачек. Мощности пачек в структурной модели диктуют и распределение пород коллекторов в модели. Выделяемые пачки по скважинным данным залегают согласно друг относительно друга, необходимо моделировать ячейками с параллельным пропорциональным делением. Такой вид сетки модели (рис. 2), позволит в будущем получить основу для гидродинамической модели с фильтрацией в соответствии с геологическими представлениями исследователей. В противном случае, попытки моделирования с фиксированными размерами ячеек, параллельно кровле или подошве каждой из пачек, приведут к запиранию отдельных объемов углеводородов. Более того, концептуально, слои, залегающие согласно, должны моделироваться ячейками с пропорциональным делением.

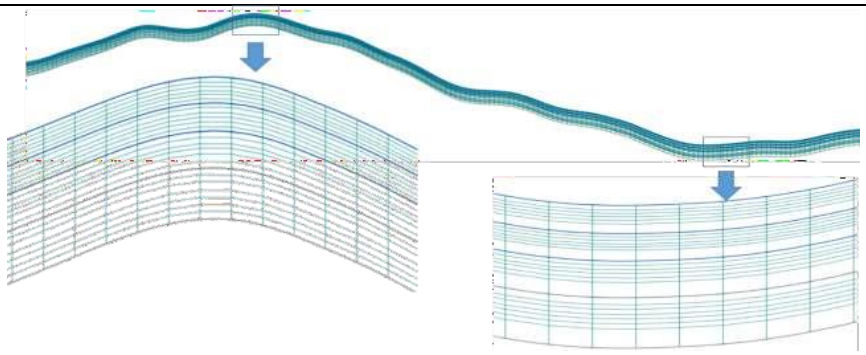


Рис. 2. Сетка для моделирования отложений верхнеюрских отложений

В работе предлагается использовать введение вспомогательных поверхностей, задача которых – корректировка сетки геологической модели таким образом, что бы в каждой из пачек все ячейки, моделирующие активные ячейки, имели тенденцию уменьшаться по мощности в соответствии со структурой поднятий и впадин. Ячейки, моделирующие не активные ячейки, приуроченные к нижним частям каждой из пачек, напротив увеличиваются по вертикали от поднятий к впадинам, тем самым, описывая породы-неколлекторы, не участвующие в подсчете запасов и гидродинамическом моделировании.

Структура описанной сетки для 3D геологического моделирования позволяет создать цифровую модель максимально полно описывающую геологический концепт. При этом технические характеристики полученного результата делают возможным его использование в динамическом моделировании. Введение дополнительных поверхностей приводит к существенному сокращению количества ячеек в модели в сотни раз, что критически важно, так как в цифровых реализациях до применения предлагаемых подходов количество ячеек исчислялось миллиардами. Подход не просто улучшил процессы моделирования, а впервые сделал возможным цифровое моделирование месторождений целиком. Из-за большого количества ячеек, гидродинамическое моделирование было возможно только лишь на секторах модели, или на упрощенных моделях, не отражающих геологического концепта, с потерей геологических свойств объекта. Таким образом, предлагаемый подход позволяет качественно моделировать выдержанные пачки верхнеюрских отложений по всему месторождению с характерными изменениями их мощностей и содержащихся в них коллекторов.

Петрофизическое моделирование основано на результатах интерпретации геофизических исследований скважин, методика которых описана в статье [2]. Для пород-коллекторов получены петрофизические зависимости коэффициента пористости от показаний гамма каротажа или гамма-гамма-плотностного каротажа. Созданные таким образом геологические модели позволяют оценить геологические запасы нефти целевого объекта, способствуют повышению эффективности размещения нового фонда скважин.

Заключение. Разработаны и прошли апробацию на трех месторождениях методические подходы к трехмерному геологическому моделированию верхнеюрских отложений, дающие возможность в полной мере отразить в цифровых моделях геологические концепции. Полученные геологические модели построены, верифицированы и успешно применяются для планирования разработки целевых отложений.

Предлагаемые подходы могут быть применены и на других месторождениях. Однако в каждом отдельном случае необходимы корректировки трендовых зависимостей, связанные с индивидуальной историей тектонического развития каждой площади. Выделение в целевом разрезе литотипов и групп литотипов, проведение детальной межскважинной корреляции и построения на их основе уникальной трехмерной сетки модели являются необходимой основой для качественного трехмерного геологического моделирования.

Литература

1. *Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г.* и др. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 11. С. 2034–2043. https://doi.org/10.15372/GiG20161106

2. *Немова В.Д., Погодаева А.М., Ким О.О., Матюхина Т.А*. Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных интервалов позднеюрско-раннемеловых отложений Средне-Назымского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15, № 2. С. 3. https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2020

3. *Немова В.Д.* Литогенетическая классификация пород и техноморфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: Автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. М, 2021. 51 с.

4. *Немова В.Д*. Апробация «Временного методического руководства по подсчету запасов нефти в отложениях баженовской свиты» на месторождениях компании ООО «РИТЭК» // Недропользование XXI век. 2019. № 3(79). С. 60–71.

МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ФОРУМ
«Дегазация Земли: геология и экология»

Новый класс углеводородных систем: зоны возбуждения осадочных комплексов, особенности и методы картирования

Гулиев И.С.*, Юсубов Н.П., Гусейнова Ш.М.*****
Институт Нефти и Газа Национальной Академии Наук Азербайджана,
Азербайджан, AZ1000, г. Баку, ул. Фикрет Амиров, д. 9
E-mail: *i.s.guliyev@gmail.com, **nyusubov@gmail.com, ***huseynova_shalala@yahoo.com

Наряду с широко распространенными структурными и неструктурными ловушками, к которым приурочено большинство месторождений углеводородов (УВ), данные 2-х и 3-х мерных сейсмических исследований показали, что существуют крупные субвертикальные и субгоризонтальные разуплотненные геологические тела, с которыми связаны интенсивные проявления УВ флюидов. Такие тела были обнаружены в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины [1, 2], а позднее и в других осадочных бассейнах. В большом количестве и различных размеров такие тела выявлены в Охотском, Баренцевом, Черном и других морях, причем большинство из них на поверхности сопряжены с грязевыми вулканами и интенсивными выходами углеводородов.

Субвертикальные и субгоризонтальные разуплотненные геологические тела (зоны дезинтеграции), по существу, представляют собой новый класс геологических структур, а приуроченные к ним углеводородные системы и скопления нефти, конденсата и газа имеют специфический характер. Весьма важным фактом является то, что к некоторым из них приурочены крупные скопления углеводородов. Так, открытые за последние десятилетия на шельфе Южного Каспия месторождения-гиганты Азери-Чираг-Гюнешли, Шахдениз, Абшерон, Шафаг-Асиман и др. связаны с многочисленными разуплотненными телами.

На севере Западной Сибири наиболее высокодебитные добывающие скважины на газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях приурочены именно к таким телам, названным зонами субвертикальной деструкции. Поперечные размеры локальных зон, где пробурены высокодебитные скважины, часто не превышают нескольких сотен метров и отделены друг от друга разломами, сохранившими первичное строение глинистых осадков.

Однако часть таких разуплотненных тел связана с грязевыми вулканами, другая – с диатремами, покмарками. Наиболее изученными являются грязевые вулканы.

Предложен ряд объяснений механизма этого явления. Одно из них – физико-химическая модель механизма грязевого вулканизма, предложено в предыдущих работах авторов [3–7].

Согласно этим моделям, одной из причин возникновения грязевого вулканизма являются неравновесные осадочные системы и зоны инверсии плотности, особенно часто встречающиеся в молодых (кайнозойских) бассейнах. Основной движущей силой этих процессов является внедрение или интрузия разуплотненных осадочных комплексов в вышележащие отложения. Углеводородообразование и связанные с ним фазовые переходы вносят решающий вклад в развитие этого процесса.

В общем, любое перемещение разуплотненных тел к поверхности приводит к изменению термодинамических условий и фазовым переходам различных типов: жидкость – газ, твердое тело – газ, твердое тело – жидкость. Фазовые переходы и возникающие при этом импульсы высокого давления, а также процессы псевдосжижения обуславливают процессы движения флюидов к поверхности. Процесс перевода вещества из твердого в состояние горного раствора было

предложено называть «возбуждением», зоны, где происходят эти процессы, – «очагами возбуждения», а сами геологические тела – «возбужденными». Следовательно, осадочные объемы характеризуются особыми свойствами – «возбудимостью» [4].

Процессы «возбуждения» протекают с большими скоростями, фиксируемыми в реальном масштабе времени, и сопровождаются значительными динамическими эффектами, в частности, мелкофокусными землетрясениями.

Как показали исследования, эти очаги распределены дискретно, т. е. не по всему объему чехла и характеризуются значительной пространственной и временной изменчивостью. К числу характерных черт таких осадочных объемов относятся следующие:

1. Наличие многочисленных субвертикальных и субгоризональных тел и зачастую неправильной формы.

2. Периодические возбуждения очага, сопровождающиеся выбросом гигантских объемов брекчии, газа и воды, о чем свидетельствуют многочисленные извержения грязевых вулканов. К примеру, грязевые вулканы Локбатан, Шихзагирли извергались более 20 раз за последние несколько десятилетий, а за геологическое время – сотни и тысячи раз.

3. Сложная форма пространственного контакта возбужденных тел с резервуарами и ловушками нефти и газа.

4. Мелкофокусные землетрясения в зонах распространения возбужденных тел.

Развитие прецизионных сейсмических и других геофизических методов позволило исследовать и документировать эти параметры и процессы с высокой точностью. Основными направлениями дальнейших исследований являются:

1. Выявление зон (очагов) возбуждения, изучение их геометрических характеристик и развития во времени;

2. Выявление пространственной связи с возможными скоплениями нефти и газа;

3. Оценка вероятных объемов УВ и определение их локализации.

Литература

1. *Гулиев И.С, Павленкова Н.И, Раджабов М.М.* Зона регионального разуплотнения в осадочном чехле Южно-Каспийского бассейна // Литология и полезные ископаемые. 1988. № 5. С. 130–136.

2. *Гулиев И.С., Мамедов П.З.* Субвертикальные геологические тела в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины // Известия Национальной академии наук Азербайджана. Сер. Науки о Земле. 2003. № 3. С. 139–146.

3. *Иванов В.В., Гулиев И.С.* Опыт физико-химического моделирования грязевого вулканизма // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. геологический. 1986. № 1. С. 72–79.

4. *Гулиев И.С*. Возбужденные осадочные комплексы и их роль в динамических процессах и формировании нефтегазовых месторождений // Новейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа: Труды Международного совещания-семинара. Баку, 1999. С. 44–52.

5. *Гулиев И.С., Гусейнов Д.А*. Реликты грязевых вулканов в осадочном бассейне Южно-Каспийской впадины // Литология и полезные ископаемые. 2015. № 4. С. 350–361. https://doi.org/10.7868/S0024497X15040035

6. *Гулиев И.С., Юсубов Н.П., Гусейнова Ш.М.* О механизме образования грязевых вулканов в Южно-Каспийской впадине по данным 2D- и 3D-сейсморазведки // Физика Земли. 2020. № 5. С. 131–135. https://doi.org/10.31857/S0002333720050026

7. *Юсубов Н.П., Гулиев И.С., Гусейнова Ш.М.* Палеообстановки осадконакопления, грязевой вулканизм и миграция углеводородов в Южно-Каспийском бассейне // Геофизический журнал. 2020. Т. 42, № 3. С. 195–205. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v42i3.2020.204710

Разведка и разработка континентальной сланцевой нефти в Китае: состояние, вызовы и перспективы

Цзинь Чжицзюнь[1,2,3]*, Лян Синьпин[1]**
1 – Институт энергетики, Пекинский университет, г. Пекин, Китай
2 – Национальный энергетический центр по разработке сланцевой нефти, г. Пекин, Китай
3 – Институт по разведке и разработке нефти Sinopec, г. Пекин, Китай
E-mail: *jinzj1957@pku.edu.cn,**Xinping.liang@pku.edu.cn

Ключевые слова: континентальная сланцевая нефть, разведка и разработка, вызовы и меры, стратегия развития.

В данной работе представлено новейшее состояние разведки и разработки континентальной сланцевой нефти в основных бассейнах Китая, обобщены ее основные теоретические размышления и ключевые технологии по разведке и разработке, проанализированы ее основные вызовы в теории и технологии, и предложены перспективы разведки и разработки континентальной сланцевой нефти в Китае [1–6].

Литература

1. *Bai G., Qiu H., Deng Z.* et al. Distribution and main controls for shale oil resources in USA // Petroleum Geology & Experiment. 2020. Vol. 42, No. 4. P. 524–532. https://doi.org/10.11781/sysydz202004524

2. *Donovan A., Evenick J., Banfield L.* An organofacies-based mudstone classification for unconventional tight rock and source rock plays // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Austin, Texas, USA, 24–26 July 2017. Paper URTEC-2715154-MS. https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2715154

3. *Jin Z., Bai Z., Gao B., Li M.* Has China ushered in the shale oil and gas revolution? // Oil & Gas Geology. 2019. Vol. 40, No. 3. P. 451–458. https://doi.org/10.11743/ogg20190301

4. *Jin Z.* Research on China's shale oil development strategy. Beijing: Faculty of Chinese Academy of Sciences, 2019.

5. *Jin Z., Zhu R., Liang X., Shen Y.* Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development // Petroleum Exploration and Development. 2021. Vol. 48, No. 6. P. 1471–1484. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(21)60303-8

6. *Yang L., Jin Z.* Global shale oil development and prospects // China Petroleum Exploration. 2019. Vol. 24, No. 5. P. 553–559. https://doi.org/10.3969/j.issn.1672-7703.2019.05.002

Математическое моделирование накопления газовых гидратов в поддонных структурах морского дна в зонах грязевого вулканизма с учетом различий проницаемости слоев осадков

Собисевич А.Л., Суетнова Е.И.*, Жостков Р.А.
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
E-mail: *elena_suetnova@mail.ru

Аннотация. Проведено исследование возможного влияния различий проницаемости слоев морских осадков на процесс аккумуляции газовых гидратов в зонах подводного грязевого вулканизма. С помощью математического моделирования с использованием репрезентативных значений модельных параметров исследован процесс роста гидратонасыщенности по глубине осадков и во времени.
Ключевые слова: эволюция поддонных газовых гидратов, подводные грязевые вулканы, математическое моделирование.

Характер фильтрации газонасыщенных флюидов в зонах подводного грязевого вулканизма создает предпосылки для гидратонакопления в интервалах термобарической стабильности газовых гидратов в морском дне. Особый интерес представляет исследование возможной роли особенностей фильтрационных механизмов накоплений газовых гидратов, приуроченных к зонам глубоководного грязевого вулканизма, как, по-видимому, мощного источника газовых гидратов. Построение математических моделей аккумуляции газовых гидратов и численное моделирование с использованием имеющейся геофизической информации может дать возможность оценить роль проницаемости осадков морского дна и ее неоднородности по глубине в формировании гидратонасыщенности дна в зонах грязевого вулканизма. Слоистость структуры морского дна потенциально должна влиять и на процесс фильтрации газонасыщенных флюидов [1] и, следовательно, на процесс аккумуляции газовых гидратов, ассоциированных с глубоководными грязевыми вулканами. Система дифференциальных уравнений (1)–(5) описывает этот процесс.

$$v(z,t) = -\frac{k}{\mu m}\left(\frac{\partial p_f(z,t)}{\partial z} - \rho_f g\right) \quad (1)$$

$$\frac{\partial \rho_f m}{\partial t} + \frac{\partial \rho_f v(z,t) m}{\partial z} = 0 \quad (2)$$

$$m\frac{\partial h(z,t)}{\partial t} = -\frac{\rho_f \nabla\left(m v(z,t) c_{eq}\right)}{\rho_h c_h} \quad (3)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = m_0 \frac{1}{K}\frac{\partial \rho_f}{\partial t} \quad (4)$$

$$\frac{\partial f}{\partial t} + A_1 \frac{\partial m \cdot V_f \cdot f}{\partial z} = \kappa \frac{\partial^2 f}{\partial z^2} \quad (5)$$

$$A_1 = \frac{\rho_f \cdot C_f}{\rho C}$$

Здесь использованы обозначения: m – пористость; ρ_f– плотность флюида; ρ_h– плотность гидрата; k – проницаемость осадков, являющаяся функцией пористости, $k = k_0 m^3$; m – вязкость флюида; f – температура; C – теплоемкость; g – ускорение силы тяжести; K – коэффициент сжимаемости пористой среды; h – гидратонасыщенность; t – время; z – пространственная координата; v – скорость флюида; c_{eq}– концентрация газа в насыщающем флюиде в условиях присутствия гидрата газа; c_h– концентрация газа в гидрате; p_f– давление флюида. Для локализации зоны стабильности гидратов в зависимости от давления и температуры использовались известные зависимости [2, 3]. Система решалась численно по оригинальной программе. На рис. 1 показаны результаты расчетов гидратонасыщенности над зоной питания грязевого вулкана за различное время при различных значениях проницаемости слоев осадков.

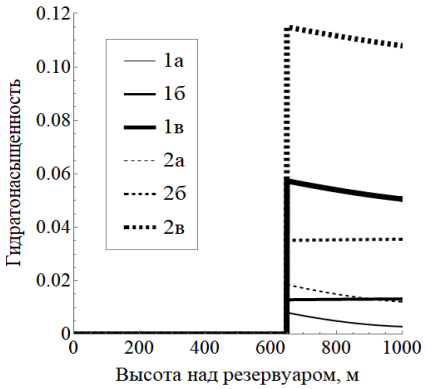


Рис. 1. Гидратонасыщенность при скачке проницаемости на 375 м над зоной питания.
сплошные линии (индекс 1) – через 12 лет от начала фильтрации;
пунктирные линии (индекс 2) – через 30 лет;
тонкие линии (индекс а) – 1 слой с постоянной проницаемостью $k_0 = 10^{-13}$м^2;
средние линии (индекс б) – скачок проницаемости от$k_0 = 10^{-13}$м^2 до $k_0 = 10^{-12}$м^2;
жирные линии (индекс в) – 1 слой с постоянной проницаемостью $k_0 = 10^{-12}$м^2

Представленные результаты моделирования для различных возможных значений проницаемости отложений показывают значительную зависимость скорости накопления газогидратов от распределения проницаемости по глубине морского дна в зоне фильтрации, а также возможность быстрого накопления значительных объемов газогидратов по сравнению с осадочными структурами пассивного типа [4].

По-видимому, различия в гидратонасыщенности морского дна в зонах грязевого вулканизма определяются не только глубиной питающего пласта, давлением в нем и временем процесса фильтрации газонасыщенного флюида, но и сильным влиянием флюидодинамических свойств среды земной коры и особенно их различиями по глубине.

Литература

1. *Суетнова Е.И.* Моделирование аккумуляции газгидратов при осадконакоплении и уплотнении осадков субаквальных условиях // Физика Земли. 2007. №9. С. 87–93.

2. *Sloan E.D.* Clathrate hydrates of natural gases. New York: Marcel Dekker, 1998. 705 p.

3. *Zatsepina O.Ye., Buffett B.A.* Thermodynamic conditions for the stability of gas hydrate in the seafloor // Journal of Geophysical Research. 1998. Vol. 103, No. B10. P. 24127–24139. https://doi.org/10.1029/98JB02137

4. *Суетнова Е.И.* Влияние флюидодинамических и реологических свойств осадков на процесс вязкоупругого уплотнения при различных скоростях осадконакопления // Физика Земли. 2010. № 6. С. 72–79.

Диапиро- и грязевые вулканоподобные структуры Карского моря как следствие дегазации недр

Миронюк С.Г.
МГУ имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1
E-mail: mironyuksg@gmail.com

Аннотация. Статья посвящена актуальной проблеме морской инженерной геологии – характеристике отдельных форм флюидогенного рельефа на примере Карского моря. Рассмотрены морфологические особенности и строение диапиро- и вулканоподобных структур. Обозначены основные задачи дальнейших исследований, направленных на более полный учет влияния флюидогенных процессов и явлений на инженерно-геологические условия морских акваторий.
Ключевые слова: геологически опасные территории, флюидогенный рельеф, диапироподобные структуры, вулканоподобные структуры, Карское море.

Среди широкого круга проблем морской инженерной геологии одной из наиболее актуальных является проблема выявления на морском дне геологически опасных территорий (ГОТ). По мере расширения масштабов освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа эта проблема становится все более острой. Применительно к морским акваториям ГОТ – это участки морского дна и недр под ним, определенного размера с однородными геолого-геоморфологическими условиями, в пределах которых развиты геологические опасности [1]. Именно ГОТ с развитыми в их пределах опасными геологическими и геоморфологическими объектами являются предметом картирования, а не собственно опасные геологические процессы. К числу морских ГОТ относятся участки дна с развитыми в их границах флюидогенными процессами и явлениями [2, 3]. Пространственно ГОТ практически совпадают с так называемыми «очагами разгрузки флюидов» (ОРФ). Под этим базовым термином флюидогеодинамики понимают «естественные выходы напорных восходящих флюидов вместе с участками (местами) расположения этих выходов и с ореолами их влияния на окружающую среду» [4]. Очаги активной разгрузки «холодных» (термин П.Н. Кропоткина) флюидов характеризуются широким развитием флюидогенных деформаций, форм рельефа, флюидно-осадочного и литокинетического типов седиментогенеза [5], карбонатных образований и т. д.

Флюидогенные формы рельефа выделены автором в качестве новой генетической группы рельефа [2]. Она включает три подгруппы морфологических образований:

– деструктивную (формы рельефа: кратеры и кальдеры проседания грязевых вулканов, покмарки, уступы и др.);

– аккумулятивную (конусы грязевых, газокластитовых вулканов, вулканоподобные бугры (холмы), потоки сопочной брекчии и др.);

– деформационную (домы, газогидратные, ледогрунтовые бугры и др.).

В литературе структуры последней из упомянутых подгрупп флюидогенного рельефа часто обозначают термином «диапироподобные» или «пингоподобные», принимая во внимание их морфологическое сходство, в первом случае с глиняными и соляными диапирами, а во втором – с льдогрунтовыми буграми пучения (пинго или булгунняхами). В ряде работ для обозначения процесса внедрения напорного газоносного флюида в осадочную толщу, приводящего к образованию куполов газового вспучивания (domes) используют термин «диапиризм газонасыщенных отложений».

В практике инженерно-геологических изысканий с диапироподобными структурами (поднятиями) впервые столкнулись специалисты ГУП «АМИГЭ» (объект «Диапиры»). Упомянутые поднятия (бугры) на морском дне были обнаружены в северо-восточной части Печорского моря. Здесь на временных сейсмоакустических разрезах наблюдались локальные поднятия поверхности морского дна и изгибание вверх отражающих границ. Бугры представляют собой «пингоподобные (булгунняхоподобные) поднятия с шириной основания от 20–60 м до 100–130 м и относительным превышением 10–25 м [6]. Как и в море Бофорта [7], данные структуры сложены глинистыми высокольдистыми образованиями.

Подобные изолированные куполообразные диапироподобные структуры (gas / fluid diapirs) формы рельефа являются до́мами [8]. Они образуются при интенсивном внедрении газонасыщенных флюидов в осадочные слои верхней части геологического разреза. Диапироподобные структуры занимают различное положение в осадочной толще – могут находиться в виде тел, не выходящих на поверхность (рис. 1), или прорывать всю толщу осадков, вплоть до образования куполообразных (пингоподобных) форм рельефа (рис. 2).

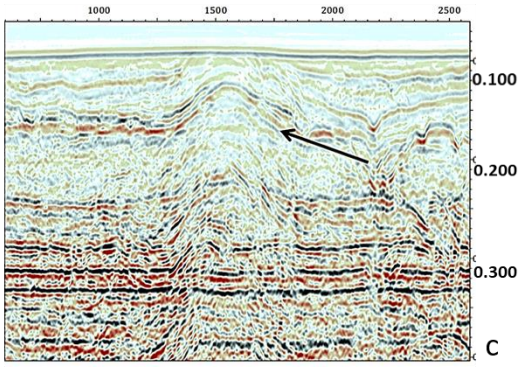
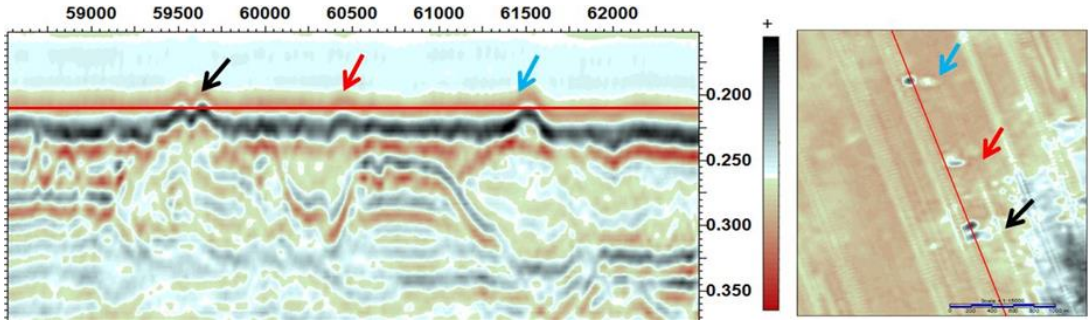


Рис. 1. Диапироподобная структура в верхней части геологического разреза, не деформирующая поверхность морского дна. Карское море



а б

Рис. 2. Диапироподобные структуры на дне на горизонтальном срезе вблизи уровня дна. Карское море. Диапироподобные структуры (стрелки) по данным 3D-сейсморазведки. а – вертикальный срез; б – фрагмент горизонтального амплитудного среза вблизи поверхности дна. Высота объектов – до 10 м, диаметр – до 130 м [9]

В случае прорыва флюида к донной поверхности и выброса осадков возможно образование или отрицательной формы микрорельефа (покмарков), или положительной морфоскульптуры [10] – грязевого бугра («сопки») в зависимости от состава флюида, первоначально соразмерных купольной структуре.

Кроме представлений М. Ховланда и А. Джадда [8] о происхождении купольных структур существуют и другие взгляды на их происхождение. Их образование в субаквальной обстановке связывают: с положительным дроссельным эффектом; длительной миграцией подземных (артезианских) напорных вод к фронту промерзания, приводящей к формированию гидролакколитов в условиях отрицательных придонных температур; подводным промерзанием замкнутых таликов с опресненными осадками в понижениях; ростом приповерхностных газогидратных слоев (линз) в определенных термобарических условиях; подъемом поверхности морского дна под действием давление газа, образовавшегося за счет диссоциации приповерхностных газогидратов и миграции глубинного газа и др.

Особую версию о возникновении бугров выдвинул Р.Б. Крапивнер [11]. Им предпринята попытка обосновать связь подводных «сопок» и газопроявлений на востоке Печорского моря [6] с современными диапиризмом и грязевым вулканизмом, обусловленным тектонической активизацией Пайхойско-Новоземельского складчатого пояса в обстановке латерального сжатия.

В данной работе не рассматривается обоснованность тех или иных гипотез происхождения диапироподобных структур – это отдельная задача. Следует лишь отметить, что автору импонирует точка зрения относительно происхождения флюидогенных объектов в криолитозоне, высказанная в [12].

Помимо рассмотренных выше, согласно предложенной классификации, деформационных форм рельефа в Карском море, в пределах Ямало-Гыданского мелководья на границе с Русановской террасой, на одной из перспективных на поиски залежей углеводородов площади, в пределах ОРФ было зафиксировано большое количество изометричных положительных форм рельефа шириной от 5 до 235 м, «венчающих» «газовые трубы» и расположенных хаотически на субгоризонтальном участке морского дна. Один из наиболее крупных объектов имеет конусовидную форму, высота его достигает 10 м, а диаметр – 110–120 м. Отдельные «бугры» меньших размеров имеют сложную изометричную форму, высота их составляет первые метры, ширина – в среднем около 30 м. Они аналогичны флюидогенной форме в Охотском море, описанной в [13], и относятся к вулканоподобным, аккумулятивным структурам. Конусы классических грязевых вулканов, как известно, сложены сопочной брекчией. Однако, как показали недавние исследования [13, 14], конусы амагматических образований (вулканоподобных структур), в зависимости от состава восходящих инъекционных флюидов, могут быть сложены преимущественно песком, супесью и т. д.

Несколько иной тип вулканоподобных структур был обнаружен в северной части Южно-Карского свода близ восточной бровки Восточно-Новоземельского желоба на глубинах моря от 41 до 103 м на площади «Университетская». Здесь в ходе инженерно-геологических изысканий были выявлены многочисленные (более 90) до́мы различных размеров. Один из таких до́мов высотой около 4–5 м был вскрыт скважиной. Установлено, что до глубины 10,5 м он сложен глинистым илом.

В рельефе морского дна района выделяется также ряд крупных поднятий несколько иной морфологии (рис. 3) с хаотической низкоамплитудной (до прозрачной) записью, в подошве которых прослеживается четкая высокоамплитудная граница – предположительно прежнее, до момента излияния флюидизированной (разжиженной) дисперсной массы, дно моря. Диаметр самого большого холма достигает 400 м, высота – 30 м, что соизмеримо с размерами некоторых грязевых вулканов, например, в Черном море.

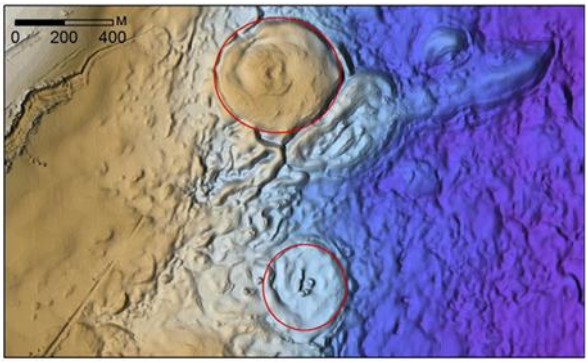


Рис. 3. Грязевые вулканоподобные структуры в пределах площади «Университетская». Карское море

Обращают на себя внимание некоторые отличия мелких и крупных рассматриваемых положительных форм рельефа. Первые морфологически сходны с куполами газового вспучивания (дóмами). Ведущий рельефообразующий процесс, вызывающий их образование, – подъем поверхности морского дна под действием давления газонасыщенного флюида существенно глинистого состава. Не исключено, что на месте дóмов со временем, по мере их эволюционного развития (роста давления в структуре и деформаций приповерхностных осадков), могут возникнуть грязевые вулканоподобные структуры. Крупные же формы, следует относить к более древним по сравнению с дóмами грязевулканическим структурам (вулканоидам). Об этом свидетельствует и их размер. На рис. 3 в центре структуры прослеживается жерло вулканоида диаметром около 30 м, излившиеся потоки «грязи» на его южной стороне, а на плоской вершине вокруг жерла хорошо различимы валики выброшенной сопочной массы. Аналогичные «грязевые вулканчики» в последние годы были обнаружены с использованием дистанционных методов на дне и берегах ряда озер РФ [15].

Сходные структуры, получившие название «приповерхностные грязевые вулканы», в дельте р. Миссисипи, Адриатическом море, Персидском заливе и Норвежском море описаны в работе А. Джадда и М. Ховланда [16]. Указанные авторы отмечают, что в отличие от типичных грязевых вулканов с глубокими корнями, у изученных ими вулканоидов (как и в нашем случае) на временных разрезах не прослеживаются подводящие газовые трубы (каналы).

Флюидогенные образования являются достаточно распространенным феноменом морских бассейнов. Их аналоги в последние годы интенсивно изучаются в криолитозоне суши (Ямальский кратер и др.). В качестве ближайших задач флюидогеодинамического направления в морской инженерной геологии следует выделить следующие: совершенствование дистанционных методов выявления флюидогенных объектов в осадочном чехле и на морском дне, дальнейшая систематизация флюидогенных образований морского дна, изучение локального влияния флюидогеодинамики на инженерно-геологические условия (свойства грунтов, рельеф и др.), исследование приповерхностных скоплений флюидов и оценка опасности их прорыва (выброса) при проведении буровых работ.

Литература

1. *Миронюк С.Г., Маркарьян В.В., Шельтинг С.К.* Опыт комплексной оценки и крупномасштабного районирования северо-восточного шельфа Черного моря по геологической опасности для строительства линейных объектов // Инженерные изыскания. 2013. № 13. С. 48–59.

2. *Миронюк С.Г.* Флюидогенные образования: обоснование выделения новой генетической группы рельефа морского дна // VIII Щукинские чтения: рельеф и природопользование. Материалы Всероссийской конференции с международным участием. М.: Географический факультет МГУ, 2020. С. 37–43.

3. *Миронюк С.Г., Мысливец В.И., Иванова А.А.* Флюидный морфолитогенез на морском дне (на примере морей, омывающих берега России) // Материалы научных мероприятий, приуроченных к 15-летию Южного научного центра Российской академии наук. Ростов-на-Дону: Изд-во ЮНЦ РАН, 2017. С. 278–281.

4. *Беленицкая Г.А.* Роль глубинных флюидов в осадочном породо- и рудообразовании // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: Сб. ст. / Отв. ред. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2011. С. 143–188.

5. *Беленицкая Г.А.* Типы седиментогенеза: расширенный вариант классификации // Отечественная геология. 2008. № 3. С. 29–45.

6. *Бондарев В.Н., Рокос С.И., Костин Д.А.* и др. Подмерзлотные скопления газа в верхней части осадочного чехла Печорского моря // Геология и геофизика. 2002. Т. 43, № 7. С. 587–598.

7. *Shearer J.M., Macnab R.F., Pelletier B.R., Smith T.B.* Submarine pingoes in the Beaufort Sea // Science. 1971. Vol. 174, No. 4011. P. 816–818. https://doi.org/10.1126/science.174.4011.816

8. *Hovland M., Judd A.G.* Seabed pockmarks and seepages: Impact on geology, biology and the marine environment. London: Graham & Trotman, 1988. 293 p.

9. *Росляков А.Г., Миронюк С.Г.* Мерзлые грунты шельфа арктических морей: подходы к обнаружению и изучению // Фундаменты. 2021. № 1. С. 17–21.

10. *Миронюк С.Г., Хлебникова О.А., Росляков А.Г.* Обнаружение новых грязевулканических и газогидратопроявлений в Восточно-Черноморском регионе // Нетрадиционные источники углеводородов: междисциплинарные исследования: Международная научно-практическая конференция. М.: Перо. 2019. С. 15–17.

11. *Крапивнер Р.Б.* Признаки неотектонической активности Баренцевоморского шельфа // Геотектоника. 2007. № 2. С. 73–89.

12. *Хименков А.Н., Власов А.Н., Волков-Богородский Д.Б.* и др. Флюидодинамические геосистемы в криолитозоне. 2 Часть. Криолитодинамические и криогазодинамические геосистемы // Арктика и Антарктика. 2018. № 2. С. 48–70. https://doi.org/10.7256/2453-8922.2018.2.26377

13. *Миронюк С.Г., Иванова А.М., Скворцов С.В*. Геологические опасности на северо-восточном шельфе о. Сахалин (район обустройства Киринского месторождения) // Геология морей и океанов: Материалы XIX Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. М.: ГЕОС, 2011. Т. V. С. 139–143.

14. *Исаев В.П.* «Грязевые» вулканы впадин Байкальской рифтовой системы // Геология и полезные ископаемые Восточной Сибири: Сб. науч. тр. / Науч. ред. А.И. Сизых. Иркутск: Иркутский государственный университет, 2007. С. 133–137.

15. *Богоявленский В. И., Сизов О. С., Богоявленский И.В., Никонов Р.А*. Дистанционное выявление участков поверхностных газопроявлений и газовых выбросов в Арктике: полуостров Ямал // Арктика: экология и экономика. 2016. № 3(23). С. 4–15.

16. *Judd A., Hovland M*. Seabed fluid flow: The impact on geology, biology, and the marine environment. New York: Cambridge University Press, 2007. 475 p. https://doi.org/10.1017/CBO9780511535918

Сейсмичность геосинклинальных тектонических движений в связи с флюидонасыщением разреза земной коры

Кушнир Д.Г.
АО «Таймыргеофизика», группа компаний «Башнефтегеофизика»,
РФ, 647000, Таймырский (Долгано-Ненецкий) АО, г. Дудинка, ул. Рабочая, д. 42
E-mail: d.kushnir@tmrgeo.ru

Геосинклинальная тектоника плит. В последние десятилетия на Таймыре создан не имеющий аналогов геофизический полигон, осветивший строение глубоких горизонтов земной коры с небывалой детальностью и шириной охвата. Этот полигон предоставляет уникальную возможность изучения литосферы и закономерностей, определяющих ее формирование, непосредственно на фактическом материале, без опоры на существующие концепции.

Согласно полученным данным, глубинное геологическое строение, помимо горизонтальных стрессов, вызванных движением континентов, объясняется вертикальными напряжениями. На границе коры и мантии отмечаются контрастные аномалии, которые свидетельствуют об обширных изменениях плотности, электропроводности и температуры, совпадающих в плане с самыми значимыми тектоническими элементами севера Центральной и Западной Сибири. Уплотненная кора под депрессиями и облегченная под горными районами демонстрируют ключевую роль изостатического выравнивания при становлении крупнейших структурных элементов, а повышенная пластичность высокоплотной эклогитизированной коромантийной смеси говорит о возможности ее течения и перераспределения корового вещества, что обуславливает постоянное смещение опускания и роста, связанных с изостазией [1–5].

В свою очередь, запечатленные в осадках неоднократные смены прогибания воздыманием и наоборот, доказывают циклическое изменение направления изостатических движений крупных континентальных блоков, которые предполагают соответствующий периодический характер физико-химических процессов, обуславливающих необходимые для этого плотностные трансформации. Следовательно, континентальная кора во всем своем объеме испытывает непрерывные колебательные вертикальные движения, связанные с термобарическими изменениями в ее основании и осложняемые горизонтальным перемещением континентов [1–5].

Самый заметный след оставляют нисходящие движения, обуславливающие появление наиболее крупных прогибов с мощным осадочным выполнением, которое в той или иной степени сохраняется вне зависимости от последующих деформаций, поскольку его мощность измеряется километрами и десятками километров. Также достаточно отчетливо проявляются поверхности регионального размыва, связанные с инверсионным воздыманием и орогенезом, которые наступают по всей площади седиментационного бассейна после формирования прогибов при изменении направления тектонических движений. Становление горных систем, в свою очередь, завершается пенепленизацией, за которой следует повторная инверсия тектоники и новое опускание, что опять приводит к накоплению мощных осадочных толщ.

По-видимому, импульсом для появления крупнейших впадин служит уплотнение в низах коры под действием мантийных флюидов, которое приводит к эклогитизации возникающей коромантийной смеси и создает условия для изостатического опускания. Основной причиной смены опускания воздыманием является разрушение высокоплотного слоя эклогитизированной коромантийной смеси под депоцентрами вследствие ее повышенной плотности по отношению не

только к коре, но и к верхней мантии, что провоцирует внедрения мантийных перидотитов. Интрузии вытесняют высокоплотное пластичное эклогитизированное вещество, сначала, из осевой части депрессий, обуславливая появление центральных поднятий, а затем, и дальше, за пределы седиментационного бассейна, а состоящий преимущественно из осадков депрессионный блок лишается наиболее значимой части своих масс и переходит к изостатически обусловленному воздыманию [2–5].

Тем самым, чтобы объяснить зафиксированные на Таймырском геофизическом полигоне факты, приходится использовать симбиоз понятий двух господствовавших в последние сто лет теорий и переходить к новой парадигме, которую можно назвать геосинклинальной тектоникой плит [4].

Современное понятие геосинклинали. Подобные прогибы, в пределах которых происходит чередование опускания и воздымания, традиционно называются геосинклиналями, а их становление – геосинклинальным циклом, включающим ряд этапов и стадий, от собственно геосинклинального до орогенного. Как показали новые данные, кора континентов целиком формируется из таких сложно взаимодействующих геосинклиналей. Инверсировавшие прогибы разного возраста – от байкальского до альпийского – составляют основу, как подвижных поясов, так и платформ [2–5]. Исходя из этого, уплотнение и разуплотнение континентальной земной коры, с которыми связаны ее вертикальные колебательные движения, распространены не только в складчатых областях, и ранее относимых к геосинклиналям, но и на платформах, где также из-за термобарических изменений в основании коры формируются наиболее крупные депрессии и горные системы.

Главное отличие платформ заключается в большей площади и меньшей интенсивности деформаций, вследствие чего в их пределах возникают щиты – участки континентов, на протяжении длительного времени не подверженные нисходящим движениям, но, в конечном счете, тоже вовлекающиеся в геосинклинальные циклы. Примером могут служить погребенные щиты в основании западносибирского осадочного бассейна, где на некоторых участках толщи юры залегают прямо на кристаллическом основании. Наличие подобных корневых континентальных массивов, распространенных как на материковой части бассейна, так и в акватории современного Карского моря, с учетом маркируемого сейсмическими отражениями единства седиментационных процессов в рифее и палеозое на обширных пространствах Западной и Восточной Сибири [3–7], свидетельствует о существовании единого Сибирского континента уже в неопротерозое.

Поскольку разрез континентов формируется из сложно взаимодействующих геосинклиналей разного возраста, закономерно предположить, что современное состояние вертикальных колебательных тектонических процессов проявляется в новейших, мезо-кайнозойских, тектонических движениях, которые, по-видимому, служат прямым отображением текущего геосинклинального цикла. Области опускания соотносятся с эклогитизацией в низах коры и становлением седиментационных бассейнов, воздымание – с инверсией прогибов и орогенезом в условиях отсутствия эклогитового слоя. Соответственно, динамикой геосинклиналей во многом определяется существующий рельеф и поверхностная геология: размыв формирующихся горных систем приводит к обнажению более древних уровней и сносу осадочного материала во впадины, где, в свою очередь, накапливаются наиболее молодые толщи.

Сейсмичность геосинклинальных процессов. Интенсивность современных тектонических движений, сопровождающих становление геосинклиналей, может достигать катастрофических по геологическим меркам значений. Так, по данным прямых топографических наблюдений текущая скорость опускания в пределах Енисей-Хатангского прогиба составляет 30 мм/с и втрое превышает скорость смещения Евразийской плиты (рис. 1). Между тем, этой, происходящей непосредственно на наших глазах, геологической катастрофы никак не замечает сейсмичность, которая концентрируется в области столкновения литосферных плит, а также приурочена к расколам талассократонов (рис. 2). Следовательно, даже наиболее интенсивное геосинклинальное прогибание редко приводит к сколько-нибудь значимым землетрясениям, то есть в подавляющем большинстве случаев формирование тектоники континентов, основу которых составляют именно геосинклинали, происходит без всяких сейсмических событий.

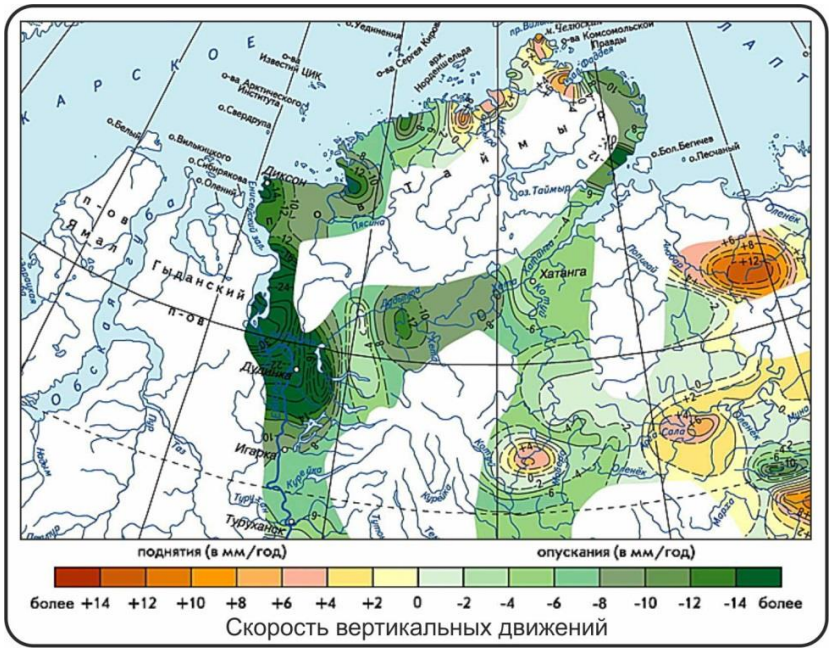


Рис. 1. Скорость современных вертикальных тектонических движений по непосредственным топографическим наблюдениям [8, с. 195]

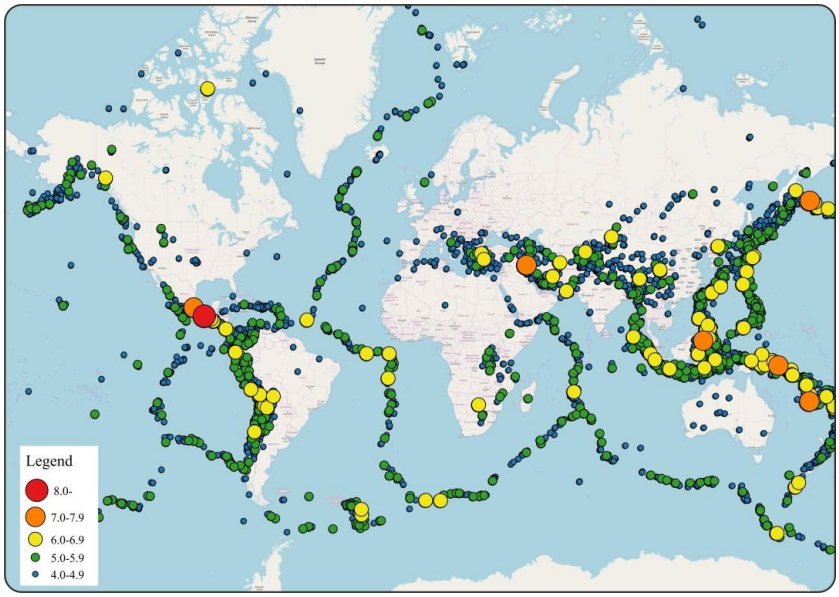


Рис. 2. Сейсмические события 2017 г. [9]

Традиционно наиболее вероятным виновником диссипации сейсмической энергии в этом случае считают флюидонасыщение геологического разреза [10], которое концентрируется как раз в области зарождения вертикальных напряжений – в основании земной коры, – где фиксируется слой с пониженным удельным электрическим сопротивлением, маркирующем присутствие в разрезе воды [2, 3]. Поскольку выше, как правило, располагаются совершенно «сухие» по данным электроразведки толщи, флюидонасыщение в основании коры имеет мантийную природу, но на локальных участках его проникновение наблюдается вплоть до самых верхних слоев осадочного чехла [11]. Причем, максимум флюидонасыщения тяготеет как раз к западной части Енисей-Хатангского прогиба, к которой приурочен и максимум скорости современного опускания.

Литература

1. *Кушнир Д.Г.* Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11, № 1. С. 8. https://doi.org/10.17353/2070-5379/6_2016

2. *Кушнир Д.Г.* Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика. 2018. Т. 9, № 1. С. 81–92. https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-1-0338

3. *Кушнир Д.Г.* Гипербазиты как фактор геодинамики по результатам исследований на Таймырском геофизическом полигоне // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 2(29). С. 3–27. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art1

4. *Кушнир Д.Г.* Новая геодинамика: геосинклинальная тектоника плит // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 3–20. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art1

5. *Кушнир Д.Г.* Сверхконсолидированная суперконтинентальная земная кора по данным Таймырского геофизического полигона // Геофизика. 2022. № 4. С. 37–45.

6. *Павлухин И.С., Фатеев А.В.* К вопросу о западной границе Сибирской платформы. ГеоЕвразия-2020: Труды Международной геолого-геофизической конференции. Т. I. Тверь: ПолиПРЕСС, 2020. С. 31–34.

7. *Рудкевич М.Я.* Тектоника и генезис Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-геофизических данных // Тектоника Сибири. Т. IX. Тектоника и нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока: Сб. ст. / Отв. ред. И.В. Лучицкий. Новосибирск: Наука. 1980. С. 23–30.

8. Физико-географический атлас мира. М., 1964. 298 с.

9. List of earthquakes in 2017 // Wikipedia. https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_ earthquakes_in_2017 (Дата обращения 03.10.2022).

10. *Кузин А.М.* Дегазация Земли – от землетрясений до образования месторождений полезных ископаемых флюидного генезиса // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 36. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art36

11. *Афанасенков А.П., Яковлев Д.В.* Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2018. Т. 59, № 7. С. 1032–1052. https://doi.org/10.15372/GiG20180708

О дегазации Земли: флюидная зональность коры, глубинный генезис угольных бассейнов

Кузин А.М.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119991, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
amkouzin@yandex.ru

Аннотация. В работе представлено обобщение результатов изучения флюидной зональности земной коры, как формы проявления дегазации Земли и связанное с ней образование угольных бассейнов. Флюидная зональность имеет фундаментальное значение в изучении тектонических (геологических) процессов. Выделение флюидной зональности, как отдельного типа зональности консолидированной коры, основано на изменении интенсивности поля отраженных волн на временных разрезах МОГТ, которое объясняется изменением с глубиной фазового состава флюида, реологической расслоенностью и кислым или основным составом пород. Верхняя часть коры имеет преимущественно газовый состав, средняя и нижняя кора – водонасыщенный состав.
Как показали последние исследования непосредственно с дегазацией связано образование угольных бассейнов, что находит отражение в корреляции волноводов консолидированной коры с расположением угольных бассейнов.
Ключевые слова: флюидная зональности консолидированной коры, фазовый состав флюида, рассеяние сейсмических волн, расслоенность земной коры, вода, газ, сейсмичность, угольные бассейны, волноводы, электропроводимость.

Со времени прошедшей в 2018 г. в Москве конференции по дегазации Земли автором были получены существенные по значимости результаты: I – флюидная зональность консолидированной коры, II – глубинный генезис угольных бассейнов.

I – Флюидная зональность консолидированной коры. В земной коре можно выделить следующие виды зональности: 1 – зональность литологическая; 2 – скоростная зональность по скорости продольной волны (трехслойная модель); 3 – реологическая зональность (изменение характера разрушения от РТ-условий); 4 – флюидная зональность (выделена автором).

Все типы зональности земной коры (кроме флюидной) своим существованием обязаны длительным по геологическим мерам процессам. В этом отношении образование флюидной зональности может рассматриваться как относительно быстрый процесс. Выделение флюидной зональности как отдельного типа зональности консолидированной коры основано на изменение интенсивности поля отраженных волн на временных разрезах МОГТ [1– 4]. В геологической среде основной упругой неоднородностью являются поры и трещины, заполненные газом и/или водой, определяющие флюидную зональность. При наличии воды рассеяние резко уменьшается (для МОГТ в частотном диапазоне 15–65 Гц).

1. Вертикальные зоны интенсивной сейсмической записи (ВЗИСЗ). Образование зон интенсивной сейсмической записи связано с относительно повышенным содержанием в породе воды, существенно уменьшающей рассеивающие свойства горных пород. Часто вертикальные зоны интенсивной сейсмической записи секут горизонтальные отражающие слои, без проявления дислоцированности, что позволяет рассматривать их как зоны растяжения [2–4]. Эти зоны пониженного литостатического давления могут достигать глубины 15–18 км. В самих зонах достаточно уверенно прослеживается горизонтальная слоистость. ВЗИСЗ коррелируются с вертикальными интрузиями основного состава [4, 5]. Хлоритизация и эпидотизация основных

пород характеризуются большим отрицательным объемным эффектом, возбуждающим приток воды [6]. Для древних платформ, это относительно узкие (до первых десятков километров) зоны, пронизывающие осадочный чехол и уходящие в породы консолидированной коры на глубину порядка 20–25 км. В молодых платформах ширина таких зон может доходить до 100 км. ВЗИСЗ наблюдаются в погруженной в океан части континентальной коры. В океанической коре вертикальные зоны интенсивной сейсмической записи почти не встречаются. Объяснение этого феномена может быть следующим. Как отмечалось выше, зоны интенсивной записи коррелированы с областями пониженных литостатических давлений. В океанической коре также как и в континентальной коре существует блоковая структура, с вертикальными границами блоков, а в геодинамическом режиме океанической коры преобладает горизонтальное сжатие. Но основная причина, по-видимому, заключается в том, что над основными породами в океане находится толща морской воды, которая во много раз легче толщи осадочного чехла и пород гранито-гнейсового комплекса верхней и средней частей консолидированной коры. Это предположение подтверждает вывод о взаимосвязи вертикальных зон интенсивной записи с вертикальными интрузиями основных пород в континентальной коре.

В областях складчатости вертикальные зоны интенсивной сейсмической записи, например, на Тянь-Шане пронизывают всю кору и уходят в верхнюю мантию (глубина 70–75 км). Присутствие воды в нижней части консолидированной коры доказывают экспериментальные работы Б.А. Фурсенко [7]. При больших давлениях вода начинает проникать в кристаллическую решетку. Для давлений порядка 22 кбар (глубины 60–70 км) энергетически выгодным должно становиться вхождение воды в кристаллическую решетку минералов [8].

2. Наклонные зоны интенсивной сейсмической записи – это, как правило, незалеченные открытые разрывные нарушения. Они встречаются в консолидированной коре континентов и океанов, образуют зоны субдукции. В пространстве наклонные разрывные нарушения часто образуют лепестковую структуру. Лепестковая структура разрывной тектоники предопределяет вихревое движение флюида и, соответственно, формирование разнородных и разнонаправленных по фазовому составу зон восходящих и нисходящих флюидных потоков.

Помимо вертикальных зон на временных разрезах в средней части консолидированной коры иногда наблюдаются изометричные по форме области интенсивной записи, также связанные с интрузивными массивами основного состава.

3. Горизонтальные области интенсивной сейсмической записи (ГОИСЗ**)** расположены в нижней и средней частях земной коры (зона рефлективити) и прослеживаются многие сотни километров по глубине вплоть до границы Мохоровичича. Как и ВЗИСЗ, они, возможно, связаны с основными, частично серпентинизированными породами. Для океанической коры ГОИСЗ обладают незначительной мощностью по сравнению этими областями в континентальной коре.

4. Вертикальные зоны малоинтенсивной записи (ВЗМЗ**)** имеют повсеместное распространение от верхней мантии до осадочного разреза. Известным примером могут служить трубки взрыва. ВЗМЗ наблюдаются на платформах и складчатых областях континентальной коры и коры океанов. Природа образования ВЗМЗ заключается в сильном рассеянии сейсмических волн в породах, содержащих флюид в газообразном состоянии. В отличие от изометричных областей интенсивной записи области ВЗМЗ имеют широкое распространение в континентальной, океанической коре и осадочном чехле.

5. Горизонтальные области слабоинтенсивной записи, как и ВЗМЗ, наблюдаются во всех типах континентальной коры за исключением щитов. Горизонтальные области начинают проявляться с ростом мощности осадочного чехла платформы и прослеживаются на сотни километров. Наиболее четко они проявлены в верхней части консолидированной коры.

Таким образом, флюидная зональность наблюдается во всех типах земной коры и обусловлена дегазацией Земли. Флюидная зональность позволяет объяснить преимущественное по глубине положение очагов землетрясений (H = 10–15 км) не только хрупким характером деформаций, а, главным образом, газовым составом флюида, обеспечивающего большое накопление упругой энергии. Во многих регионах планеты зафиксировано вертикальное расположение зон очагов землетрясений, образование которых непосредственно связывается с зонами активной дегазации Земли [2, 3].

Присутствие в верхней части консолидированной коры газонасыщенного слоя является основным фактором в переносе рудной минерализации в составе газовой фазы. Флюидная зональность имеет фундаментальное значение в механизме концентрации полезных ископаемых.

II – глубинный генезис угольных бассейнов. При наложении контуров угленосных бассейнов и районов наблюдается хорошее их совпадение проекциями волноводов на дневную поверхность [9]. Фактически везде, где были проведены сейсмические исследования методом глубинного сейсмического зондирования через угольные бассейны, отмечается четкая корреляция с волноводами. Аналогичный вывод можно сделать для угольных бассейнов, в которых в промышленных концентрациях присутствует метан. Особенно значительна корреляция для Тунгусского и Ленского угольных бассейнов, где фиксируются узлы пересечения волноводов на различных глубинных уровнях коры [9]. Очевидно, что существует взаимосвязь между распространенностью волноводов в консолидированной коре и насыщенностью осадочного чехла углеводородными и углеродистыми соединениями. Пример – положение волновода и Буреинского угольного бассейна. Метаноносность угольных пластов Буреинского бассейна возрастает с глубиной залегания пластов и достигает 26–30 $м^3/т$. Подстилающие угленосную толщу отложения нефтегазоносны, газ преимущественно метановый (75–85%) с примесью этана (13%), пропана (до 5%), бутана (до 3,5%), изобутана (1%). Пересекающий его волновод упирается своим восточным окончанием в Сахалинский угольный район. Аналогичная закономерность установлена для Сахалинского бассейна [10].

Наряду с сейсмическим методом понятие волновод используется в электрическом методе для обозначения слоя с низким кажущимся сопротивлением. Слои повышенной проводимости связанны с развитием графитизации и рудной минерализации. Они могут формироваться: при поликонденсации водород-углеводородных газов; при контактовом метаморфизме; при выделении углерода из магматического расплава [11]. Связь перечисленных волноводов с графитистыми отложениями установлена по результатам бурения. С некоторыми из этих аномалий коррелируют месторождения рудной минерализации и углеводородов. Она отчетливо просматривается в районах расположения Тимано-Печорской, Вилюйской, Сахалинской аномалий. Вместе с тем повсеместной прямой корреляции положения коровых электронно-проводящих объектов в кристаллическом фундаменте со скоплениями нефти в вышележащих осадочных толщах нет [12].

В континентальной коре волновод распространен практически во всех типах тектонических структур – от древних щитов до областей современной активизации, причем мощность волновода и величина снижения в нем скорости увеличиваются от древних структур к молодым. Для электропроводящих слоев (волноводов) разных типов тектонических структур присущи определенные интервалы глубин [13]. Наиболее глубоко электропроводящий слой находится в коре древних платформ, например, для Сибирской платформы 30–35 км. Эти данные хорошо согласуются с флюидным фактором в образовании волноводов. Следовательно, углеводородная дегазация оставляет в земной коре след в виде пластов пониженной скорости продольных и поперечных волн. Отсюда можно полагать, образование волноводов в консолидированной коре является процессом преобразования геологической среды в результате дегазации.

Выводы. На всех платформах континентов фиксируются все виды флюидной зональности, включая погруженную в океан часть платформы. Горизонтальная флюидная зональность имеет региональное распространение при наличии осадочного чехла. В верхней части консолидированной коры преобладает слабоинтенсивная сейсмическая запись (газонасыщение), в нижней части – интенсивная запись (водонасыщение).

– В складчатых областях распространены преимущественно наклонная и вертикальная флюидная зональность, включительно до верхней мантии.

– В коре океанического типа повсеместно фиксируется горизонтальная флюидная зональность. В отличие от зональности континентальной в ней почти полностью отсутствуют зоны интенсивной вертикальной сейсмической записи.

– В консолидированной земной (континентальной и океанической) коре значительное число очагов землетрясений формирует вертикальную зону от осадочного чехла до верхней мантии включительно (сейсмические гвозди), которую можно рассматривать как канал миграции глубинных флюидов.

– В консолидированной коре всех метаноносных угольных бассейнов и районов прослеживаются сейсмические волноводы.

– Положение сейсмических и электрических волноводов в плане четко коррелируется между собой и хорошо совпадает с угольными бассейнами, в первую очередь с бассейнами с повышенным содержанием метана.

– Во многих регионах электрические и сейсмические волноводы по площади взаимно дополняют друг друга, что указывает на принадлежность к единому процессу дегазации Земли.

Заключение. В настоящее время накоплено огромное количество данных по изучению дегазации Земли. Стало очевидно, что самые разные геологические, геофизические и геохимические процессы и явления не могут быть объяснены без дегазации. Дегазация как глобальное явление в эволюции планеты играет фундаментальную роль в образовании полезных ископаемых, сейсмичности, климатических эффектов в атмосфере и гидросфере. К большому сожалению, явление дегазации земли обычно не учитывается в геотектонике, в геологии полезных ископаемых, интерпретации данных геофизики и т.д. По-видимому, пришло время издания основополагающего сборника трудов (в электронном виде). По мере накопления знаний о дегазации он должен будет стать периодическим изданием.

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. *Кузин А.М.* Горизонты инверсии упругих свойств геологической среды в данных сейсмических наблюдений // Геофизические исследования. 2014. Т. 15, № 3. С. 71–82.

2. *Кузин А.М.* О некоторых общих свойствах флюида в геологических процессах, явлениях и закономерностях (к обоснованию единой системы геолого-геофизического изучения недр). Часть 2 // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. Вып. 2(12). С. 21. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art21

3. *Кузин А.М.* О некоторых общих свойствах флюида в геологических процессах, явлениях и закономерностях (к обоснованию единой системы геолого-геофизического изучения недр). Часть 1 // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2015. Вып. 2(12). С. 20. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art20

4. *Кузин А.М.* О флюидной зональности консолидированной земной коры по данным наблюдений МОГТ-ГСЗ. Часть 1. Континентальная кора (газораспределение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 1(24). С. 2. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art2

5. *Пыхалов В.В.* Геодинамическая модель формирования земной коры и осадочного чехла Астраханского свода и ее значение для оценки фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений по данным геофизических методов. Астрахань: Изд-во АГТУ, 2009. 152 с.

6. *Яковлев Л.Е., Поляк Б.Г.* Проблема формирования континентальной коры в свете взаимодействия «вода–порода» // Вертикальная аккреция земной коры: факторы и механизмы / Отв. ред. М.Г. Леонов. М.: Наука, 2002. С. 323–355. (Тр. ГИН РАН. Вып 542).

7. *Шварцев С.Л.* Общая гидрогеология. М.: Недра, 1996. 425 с.

8. *Адушкин В.В., Родионов В.Н.* О природе механического движения в недрах Земли // Физика Земли. 2005. № 2. С. 88–91.

9. *Кузин А.М.* О возможной взаимосвязи угольных бассейнов с горизонтами пониженной скорости и повышенной электропроводности консолидированной коры // Уральский геологический журнал. 2022. № 4(148). С. 3–15.

10. *Гресов А.И.* Воздействие глубинной дегазации на формирование угленосных бассейнов юга Дальнего Востока // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезисы: Материалы Всероссийской конференции. М.: ГЕОС, 2008. С. 122–125.

11. *Иванкин П.Ф., Назарова Н.И.* Глубинная дегазация земной коры и ее роль в петрорудогенезе, соле- и нефтеобразовании. М.: ЦНИГРИ, 2001. 205 с.

12. *Жамалетдинов А.А.* Электронно-проводящие структуры континентальной литосферы // Комплексные геолого-геофизические модели древних щитов: Труды Всероссийской (с международным участием) конференции. Апатиты: Геологический институт КНЦ РАН, 2009. С. 71–77.

13. *Дерлятко Е.К., Краснопевцева Г.В., Резанов И.А.* Корреляция волноводов и электропроводящих слоев в континентальной коре // Доклады АН СССР. 1988. Т. 301, № 5. С. 131–134.

Характеристика антропогенных трансформаций ландшафтов в районе Ямбургского НГКМ по данным космической съемки

Корниенко С.Г.
Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
E-mail: spaceakm2@ogri.ru

Аннотация. По данным спутников Landsat за период с 1988 по 2019 гг. на участке наиболее продолжительной разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на Тазовском полуострове выявлены тенденции изменения параметров, характеризующие развитие вторичных антропогенных сукцессий тундрового растительного покрова и уменьшения суммарной площади поверхностных водоемов. Поскольку тенденции выявлены на фоне существующего климатического тренда, эти изменения могут быть следствием формирования локального микроклимата, обусловленного влиянием техногенных объектов, что, в свою очередь, может привести к усилению процессов деградации мерзлоты и росту эмиссии биогенных газов.
Ключевые слова: антропогенное воздействие, биофизические свойства ландшафта, данные Landsat, суммарная площадь водоемов, тундра, Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Разработка и длительная эксплуатация месторождений углеводородов в арктических и субарктических районах приводит к неизбежным, а зачастую необратимым изменениям состояния ландшафтов и нарушению стабильности геокриологических условий. В этой связи актуальны исследования, характеризующие степень и вероятные последствия антропогенного воздействия на криогенные ландшафты, в том числе с учетом существующих климатических трендов. В настоящее время оценка подобных изменений может проводиться на основе ретроспективного анализа данных космической съемки [1].

Характеристика трансформаций природных тундровых ландшафтов в районе Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на Тазовском полуострове (рис. 1а) проводилась на основе серии из 10 снимков со спутников Landsat (период с 1988 по 2019 гг.). В районе исследований (рис. 1б) размерами 50 × 50 км были определены участки техногенной нагрузки более раннего (участок А) и более позднего (участок Б) строительства и функционирования объектов, в границах которых по данным космической съемки оценивались многолетние тренды изменения параметров, характеризующих биофизические и гидрологические особенности ландшафтов. Для снижения влияния сезонных различий фенологического состояния ландшафтов снимки каждого года отбирались в период съемки с 06 июля по 07 августа. Для характеристики изменения биофизических свойств ландшафта рассчитывались такие параметры как температура (Land Surface Temperature, LST) [2] и альбедо (Alb) [3] поверхности, нормализованный индекс влажности поверхности (Normalized Difference Water Iindex, NDWI) [4] и нормализованный вегетационный индекс (Normalized Difference Vegetation Index, NDVI) [5]. Территория за границами участков А и Б рассматривалась как фоновая (ненарушенная), относительно которой проводилась оценка изменений параметров на этих участках.

Для снижения радиометрических искажений (погрешностей), обусловленных влиянием метеорологических условий, пропускания атмосферы, различиями времени, углов съемки и калибровочных характеристик съемочных систем, использовалась методика относительной

радиометрической нормализации параметров, когда изображения всего временного ряда преобразуются к виду одного, опорного изображения [1]. При таком подходе вариации параметров на участках техногенной нагрузки будут характеризовать трансформации ландшафта, обусловленные антропогенным воздействием на фоне изменений, связанных с климатическими трендами. Данное исследование преследовало цель выявления изменений состояния природных ландшафтов, находящихся в непосредственной близости к техногенным объектам и между ними, поэтому все техногенные объекты, включая дороги, карьеры и открытые (без растительности) грунты за все годы вместе маскировались и исключались из анализа. Также маскировались и исключались из анализа все водные поверхности, выявленные по каждому году наблюдений.

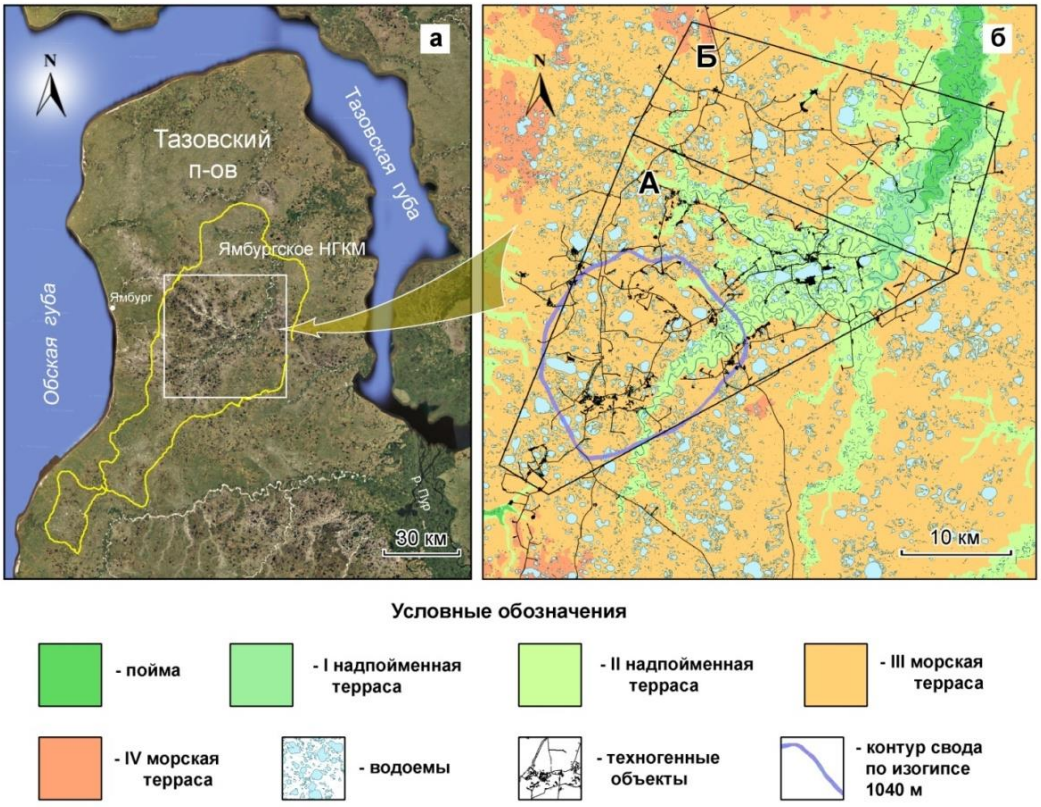


Рис. 1. Карта-схема расположения Ямбургского НГКМ и района исследований на территории Тазовского полуострова (*а*) и участков (А, Б) анализа трансформаций ландшафта (*б*)

Характеристика изменений гидрологического состояния ландшафтов на участках техногенной нагрузки проводилась на основе оценки изменений суммарной площади водоемов (СПВ) с площадью отдельных водоемов более 0,01 км^2. Выделение водных поверхностей проводилось на основе нормализованного водного индекса (Modified Normalized Difference Water Index) [6]. Известно, что площадь водоемов в криолитозоне, представленных преимущественно термокарстовыми озерами, зависит от количества выпавших твердых и жидких осадков и может существенно меняться от года к году и в течение лета, даже после схода паводковых вод. Предполагая, что влияние подобных факторов одинаково в границах исследуемого района, для относительной оценки рассчитывался параметр $\beta=S_т/S_ф$ для каждого года съемки, где $S_т$ – СПВ на участках техногенной нагрузки, а $S_ф$– СПВ фоновой области [7].

В табл. 1 приведены характеристики линейных трендов изменения параметров LST, NDWI, Alb и NDVI по участкам техногенной нагрузки А и Б. Наклон α соответствует разности значений параметров последнего и первого года наблюдений на линии тренда. Незначимые ($p > 0,1$) тренды параметра LST с низкими значениями коэффициентов детерминации (R^2) по обоим участкам свидетельствует об отсутствии в их границах каких-либо заметных доминирующих тенденций изменения температуры, что характеризует стабильное состояние влажности почвенно-растительного слоя [1]. Значимые ($p < 0,05$) положительные тренды NDWI, Alb и NDVI на участке А свидетельствуют об увеличении объемов зеленой фитомассы тундрового напочвенного покрова, что может быть признаком развития вторичных антропогенных сукцессий на территориях, ранее, до 1988 г., подвергавшихся интенсивному нарушению коренных растительных сообществ [8].

Таблица 1

Характеристика трендов изменения нормализованных значений параметров LST, NDWI, Alb, NDVI на участках А и Б

	Участок А				Участок Б			
	LST (°C)	NDWI	Alb	NDVI	LST (°C)	NDWI	Alb	NDVI
Наклон тренда, α	0,05	0,030	0,004	0,028	- 0,43	0,005	0,003	0,003
Коэффициент детерминации, R^2	0,005	0,713	0,677	0,598	0,312	0	0,664	0,025
Уровень значимости,p	> 0,1	< 0,05	< 0,05	< 0,05	> 0,1	> 0,1	< 0,05	> 0,1

Обустройство и развернутое строительство объектов на Ямбургском НГКМ было начато в 1984 году, а уже в 1986 году началась промышленная добыча углеводородов. На участке Б (более позднего освоения) тренды NDWI и NDVI незначительны и незначимы (см. табл. 1), что свидетельствует об отсутствии преобладающих процессов деградации и/или восстановления растительности, связанных с антропогенным воздействием. Аналогичный анализ параметров NDWI, Alb и NDVI для разных геоморфологических уровней участка А (см. рис. 1б) показал их значимые тренды на III морской террасе, в то время как в границах II надпойменной террасы они незначительные (незначимые). Подобное различие может быть связано с более длительным, и потому более заметным периодом восстановления покрова на морских террасах притом, что плотность сосредоточения техногенных объектов на обоих геоморфологических уровнях примерно одинакова.

На рис.2 приведены графики, характеризующие изменение суммарной площади водоемов на участках А и Б относительно фона за анализируемый период. Значимый отрицательный тренд параметра β с наклоном величины α = -0,15 на участке А (рис. 2а) свидетельствует о снижении здесь СПВ на 18,7%, в то время как на участке Б тренд незначительный и незначимый (рис. 2б). Достаточно заметное сокращение СПВ на участке А может быть связано с активизацией процессов эрозии и трансформации каналов поверхностного стока в результате строительства дорог, трубопроводов и коммуникаций. В то же время известно, что общее потепление климата также может быть причиной сокращения площади озер и увеличения объемов зеленой фитомассы в криолитозоне [8]. Поскольку положительные тренды NDWI, Alb, NDVI и тренд снижения суммарной площади водоемов на участке А выявлены на фоне общего климатического тренда, эти изменения могут быть следствием формирования локального микроклимата, обусловленного влиянием техногенных объектов, что, в свою очередь, может привести к усилению процессов деградации мерзлоты и росту эмиссии биогенных газов.

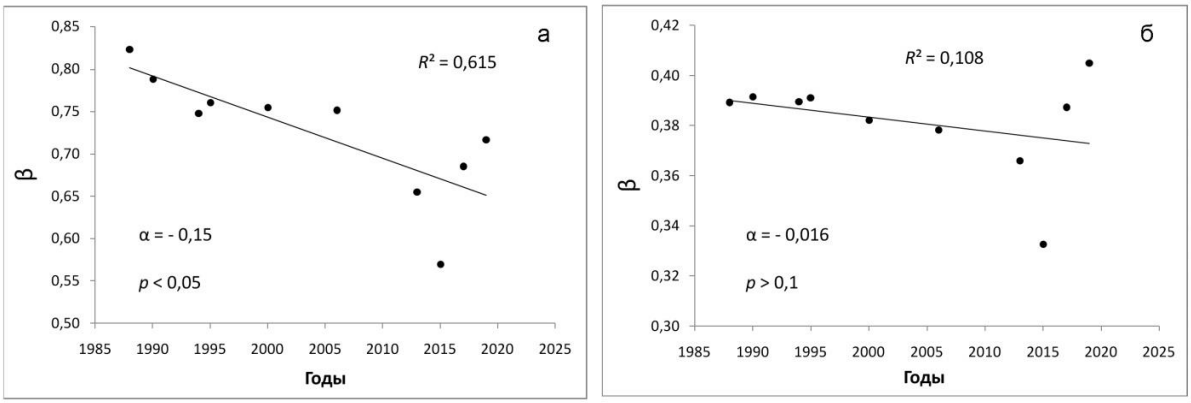


Рис. 2. Многолетние тренды, характеризующие изменение суммарной площади водоемов на участках А (а) и Б (б)

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. *Корниенко С.Г.* Характеристика антропогенных трансформаций ландшафтов в районе Бованенковского месторождения по данным спутников Landsat // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2022. Т. 19, № 2. С. 106–129. https://doi.org/10.21046/2070-7401-2022-19-2-106-129

2. *Weng Q., Lu D., Schubring J.* Estimation of land surface temperature–vegetation abundance relationship for urban heat island studies // Remote Sensing of Environment. 2004. Vol. 89, No. 4. P. 467–483. https://doi.org/10.1016/j.rse.2003.11.005

3. *Liang S.* Narrowband to broadband conversions of land surface albedo I – Algorithms // Remote Sensing of Environment. 2000. Vol. 76, No. 2. P. 213–238. https://doi.org/10.1016/S0034-4257(00)00205-4

4. *Gao B.* NDWI – A normalized difference water index for remote sensing of vegetation liquid water from space// Remote Sensing of Environment. 1996. Vol. 58, No. 3. P. 257–266. https://doi.org/10.1016/S0034-4257(96)00067-3

5. *Tucker C.J.* Red and photographic infrared linear combinations for monitoring vegetation // Remote Sensing of Environment. 1979. Vol. 8, No. 2. P. 127–150. https://doi.org/10.1016/0034-4257(79)90013-0

6. *Xu H.* Modification of normalised difference water index (NDWI) to enhance open water features in remotely sensed imagery // International Journal of Remote Sensing. 2006. Vol. 27, No. 14. P. 3025–3033. https://doi.org/10.1080/01431160600589179

Процессы увеличения и деструкции скоплений газовых гидратов вследствие эрозии морского дна в северных морях

Суетнова Е.И.
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН,
РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
E-mail: elena_suetnova@mail.ru

Аннотация. Проведено исследование возможных реакций поддонных газовых гидратов на эрозию морского дна обусловленную движением ледников в северных морях. С помощью математического моделирования показано, при каких условия в результате этого процесса может происходить либо разложение поддонных газовых гидратов либо наращивание гидратного слоя.
Ключевые слова: эволюция газовых гидратов, эрозия дна акваторий, математическое моделирование.

В дне акваторий северных морей широко распространены термобарические условия, благоприятные для образования газовых гидратов [1]. Однако потепление климата приводит иногда к процессам выпахивания верхней поверхности осадков корнями движущихся айсбергов, то есть происходит очень быстрая по геологическим меркам эрозия дна [2]. Этот процесс может приводить к выбросу газа в воду, если в этом месте выпахивания наличествовал газовый гидрат, который разлагался при уменьшении давления. Некоторые из таких наблюдавшихся поддонных выбросов газа с большой вероятностью можно отнести к такой эрозии как причине выброса газа. Но влияние эрозии на газогидратные скопления не исчерпывается только удалением некоторого слоя осадков (возможно гидратонасыщенных) с поверхности дна. Для изучения и понимания процессов эволюции газовых гидратов при процессах эрозии морского дна в северных морях было проведено математическое моделирование для получения количественных оценок возможных изменений термобарических условий в осадочной среде и особенностей влияния этих изменений на эволюцию гидратонасыщенности при различных начальных условиях в среде дна.

Необходимость такого моделирования определяется зависимостью стабильности газовых гидратов от давления и температуры и наличия достаточного объема газа и флюида [3, 4]. Моделирование эволюции термобарических условий в дне акватории при эрозии включает моделирование эволюции давления порового флюида из-за изменения давления в результате эрозии и изменение температуры из-за изменения температуры поверхности осадков, так как на поверхности оказываются осадки, лежавшие на некоторой глубине от поверхности дна. Для проведения моделирования использовалась разработанная система дифференциальных уравнений в частных производных, описывающая процессы эволюции давления и температуры и накопления или разложения газовых гидратов в флюидонасыщенной среде океанической коры [5, 6]. Граничные и начальные условия описывали состояние гидратов и вмещающей среды до эрозии (p_0, f_0) и изменение условий на границе расчетной области в результате эрозии.

Изучены случаи процесса эрозии, не приводящие к разложению поддонных газовых гидратов, а приводящие только к наращиванию зоны термобарической стабильности газовых гидратов в морском дне при гидростатическом поровом давлении. Также результаты моделирования показали, что возможны потенциальные условия инициирования разложения газовых гидратов в глубинных зонах осадочного слоя процессом выпахивания на поверхности

вследствие изменения PT-условий в осадках. Показано также как инициированный движением айсберга (ледника) процесс разложения гидратов может вызвать изменения режима фильтрации газонасыщенного флюида и газа к поверхности дна и наблюдаемые подводные факелы метана, которые в некоторых случаях могут представлять серьезную опасность для подводных работ или исследований.

Литература

1. *Богоявленский В.И., Янчевская А.С., Богоявленский И.В., Кишанков А.В*. Газовые гидраты на акваториях Циркумарктического региона // Арктика: экология и экономика. 2018. № 3(31). С. 42–55. https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-3-42-55

2. *Ottesen D., Dowdeswell J.A., Landvik J.Y., Mienert J.* Dynamics of the Late Weichselian ice sheet on Svalbard inferred from high-resolution sea-floor morphology // Boreas. 2007. Vol. 36, No. 3. P. 286–306. https://doi.org/10.1111/j.1502-3885.2007.tb01251.x

3. *Sloan E.D.* Clathrate hydrates of natural gases. New York: Marcel Dekker, 1998. 705 p.

4. *Zatsepina O.Ye., Buffett B.A.* Thermodynamic conditions for the stability of gas hydrate in the seafloor // Journal of Geophysical Research. 1998. Vol. 103, No. B10. P. 24127–24139. https://doi.org/10.1029/98JB02137

5. *Суетнова Е.И.* Моделирование аккумуляции газгидратов при осадконакоплении и уплотнении осадков субаквальных условиях // Физика Земли. 2007. № 9. С. 87–93.

6. *Суетнова Е.И.* Влияние флюидодинамических и реологических свойств осадков на процесс вязкоупругого уплотнения при различных скоростях осадконакопления // Физика Земли. 2010. № 6. С. 72–79.

Современные проблемы геоэкологической безопасности природных и природно-техногенных территорий в пределах разрабатываемых месторождений углеводородов Арктической зоны за счет опускания уровня дневной поверхности (на примере Ямбургского месторождения)

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

Аннотация. В работе проведена аналитическая оценка изменения морфоструктуры земной поверхности за счет ее оседания при разработке газоконденсатного месторождения, расположенного в области многолетнемерзлых пород арктической зоны. Исследования проводились на основе математического моделирования изменения толщины коллектора за счет коэффициента сжимаемости горных пород при снятии давления в залежи, а также использования алгоритмов цифровых картографических систем на базе программного пакета ArcGIS для получения структуры рельефа месторождения до начала разработки и на его окончание.
Предварительные результаты данной работы позволяют говорить о том, что оседание земной поверхности над месторождением, составляющие 1,5–2,5 м при данных модельных условиях приводят к изменению углов наклона поверхности и структуры речной сети.
Данные нарушения морфодинамических типов местности в зоне многолетнемерзлых пород способны привести к перераспределению (затуханию или активизации) по площади месторождения опасных криогенных процессов.
Ключевые слова: разработка месторождений, обширное оседание земной поверхности, структура речной сети, морфодинамика поверхности.

Введение. В институте проблем нефти и газа РАН начиная с конца 90-х годов ведутся научно-исследовательские работы, связанные с оценкой влияния разработки нефтегазовых месторождений, расположенных в субарктической зоне, на изменение состояния ландшафтов этих территорий в связи с возможным процессом оседания земной поверхности, способным повлиять на снижение уровня промышленной безопасности природно-техногенных объектов нефтегазового комплекса (скважины, трубопроводы надземной и подземной прокладки, фундаменты зданий и сооружений).

К основным факторам пространственно-временной стабильности ландшафтных структур, являющихся зонами устойчивого равновесия зональных и локальных пространств криолитозоны, относится интенсивность развития эндогенных и экзогенных процессов, формирующих на данных территориях зоны сноса и аккумуляции вещества, т. е. углов наклона земной поверхности и их изменения во времени. Наложенными процессами на природные факторы изменения ландшафтов и трансформации состояния криогенной системы могут являться техногенные процессы изменения границ водосборных поверхностей в районах разрабатываемых нефтегазовых месторождений.

Данная тематика геоэкологических исследований является весьма актуальной задачей в связи с тем, что на многопластовых месторождениях углеводородов не проводятся геодинамические наблюдения за оседанием земной поверхности, т. е. отсутствуют данные,

позволяющие проводить оценку изменения состояния природной среды с техногенным воздействием на нее и факторами современной аварийности скважин и трубопроводных систем.

Объекты и методы исследований. Исследования изменения структуры речной сети проводились в границах выявленных водораздельных пространств Ямбургского многопластового нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в заполярной части Западно-Сибирской равнины на Тазовском полуострове. Разработка месторождения начата в 1986 г. и продолжается до сегодняшнего времени. Исследуемая площадь месторождения, включая его купольную часть и основную систему гидросети, составляет 45×45 км.

Математическая модель формирования обширной просадки над месторождением в настоящей работе основывалась на данных продуктивных толщин, выявленных изначально в скважинах сеноманских отложениях и при последующей разработке валанжин-барремских отложений, а также уровне снижения пластового давления во всех продуктивных объектах, которые составляют 19 пластов, расположенных на глубинах от 0,9 до 3,6 км.

Предварительные результаты конфигурации обширной просадки и ее сопоставление с картой пластового давления для стадии падающей добычи в сеноманской залежи позволяют говорить о качественном их совпадении [1, 2]. В настоящей работе максимальное оседание земной поверхности с учетом формирования воронки депрессии в сеноманском пласте рассчитано аналогично приведенным данным в работе [3] и составляет в центральной части месторождения на период падающей добычи порядка 2,6 м. Модель деформации земной поверхности в изолиниях приведена на рис. 1.

Анализ уклонов поверхности в изучаемой области был выполнен в программном пакете ArcGIS с помощью инструмента «Уклон» на основе цифровой модели рельефа (ЦМР). ЦМР была построена по карте горизонталей, проведенных через 5 м, разрешение модели составило примерно 400 на 400 м. С использованием инструмента «Интерполяция» путем вычитания из ЦМР модели обширной осадки была построена поверхность, позволяющая провести построения с использованием инструментов из группы «Гидрология» [4].

Далее на основании этих моделей при помощи функции «Заполнение» были получены два гидрогеологически верных растра без замкнутых локальных понижений. С использованием функции «Направление стока» по обеим моделям были получены растры направлений стока и карты суммарного стока через функцию «Суммарный сток». Полученная карта была визуально проанализирована по условию соответствия карте водотоков различных порядков и зон водоразделов до разработки месторождения с целью выбора дальнейшего уровня генерализации линий стока.

Результаты и их обсуждение. Результатом данных исследований являются выделенные зоны изменения структуры речной сети (рис. 1.3), полученные на основе сравнения их расположения до начала освоения и на период падающей добычи на месторождении, характеризующийся формированием максимального обширного оседания земной поверхности.

На представленных картах (рис. 1) отражена структура водораздельных пространств, определяющих водосборные площади территории месторождения, характеризующиеся углами наклона этих поверхностей. На всех построенных картах с севера на юг белой широкой линией обозначена граница главного водораздела территории, разделяющая месторождение на области питания за счет поверхностного и сезонно-талого стока, которые и формируют в основном

характеристики водности территории. Подземный сток в районах сливающегося типа мерзлоты разными авторами оценивается от 10 до 14%. Осадка земной поверхности, модель которой показана на рис. 1.3, будет способствовать изменению базисов эрозии, что приведет к изменению структуры речной сети, которые там же показаны эллипсами красного цвета, и границ водоразделов.

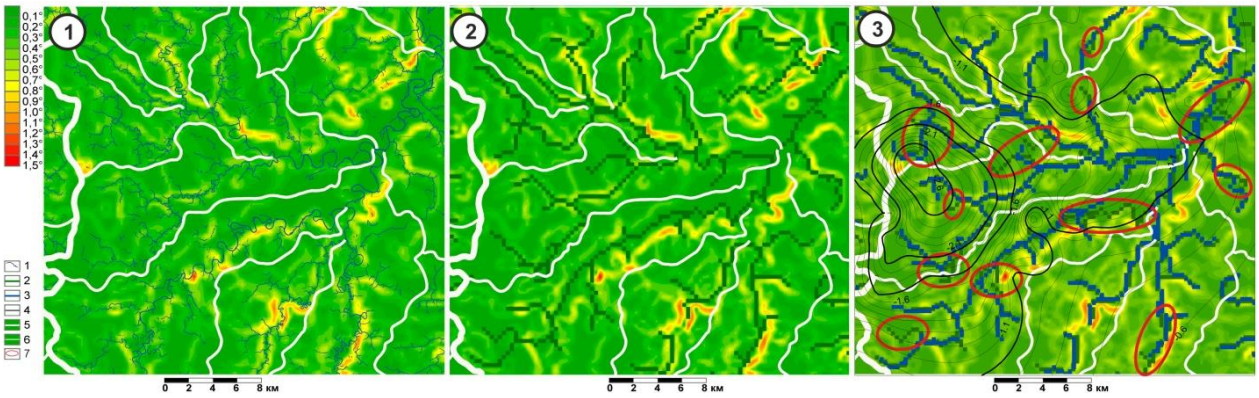


Рис. 1. Сопоставление структуры речной сети на картах углов наклона земной поверхности: до начала разработки месторождения (карты 1 и 2); после формирования обширного оседания, наложенной на структуру речной сети до техногенного воздействия (карта 3).

Условные обозначения: 1 – реки по гидрологической карте; 2 – линии максимального стока до образования просадки (карта 2); 3 – линии максимального стока после образования просадки (карта 3); 4 – горизонтали просадки (карта 3); 5 – главный водораздел; 6 – второстепенные водоразделы; 7 – зоны изменения линий стока

Данные процессы способны привести к изменениям ландшафтных условий (выравнивание поверхности, подтопление и заболачивание, утрата водотоков высших порядков, развитие новых эрозионно-аккумулятивных форм рельефа и т. п.), оказывающих влияние на динамику криогенных процессов, зависящих от уровня теплооборотов на земной поверхности (отражательная способность – альбедо), ее освещенности, толщины снежного покрова, типа и вида площадного распространения поверхностных вод, проницаемости талых пород, их влажностного режима и физико-химических свойств. В связи с чем, основной причиной перестроения криогенной системы являются не сами процессы, а внешние или внутренние условия, которые определяют термодинамические изменения ее состояния в целом или на ее отдельных частях, лишь потом развивается парагенетическая совокупность криогенных процессов, трансформирующих или разрушающих систему, обеспечивая ее переход в квазистационарное состояние, соответствующее новым термодинамическим условиям.

Изменения режима поверхностного стока могут создать условия к возникновению и исчезновению малых озер. По данным [5] к таким процессам приводит активная перестройка речной сети, выражающаяся в смене гидрологического режима рек и ручьев, затопление ранее не затапливаемых участков, смене обеспеченности уровней, вертикальном и горизонтальном перемещении местного базиса эрозии.

Выводы. Проведенные исследования по оценке техногенного воздействия при разработке Ямбургского месторождения вследствие обширного оседания земной поверхности с учетом параметров ее моделирования показывают, что данный деформационный процесс оказывает влияние на перестройку речной сети и изменение границ водораздельных пространств. Данная трансформация структуры поверхности способна привести к смене геокриологических условий

на отдельных участках территории месторождения, и, как следствие, к изменению проектных параметров оснований и фундаментов объектов нефтегазового комплекса.

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

Литература

1. *Никонов А.И.* Зонирование территории месторождений УВ по уровню деформации земной поверхности для учета современных геодинамических воздействий на эксплуатационные и ликвидированные скважины // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4(23). С. 25. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art25

2. *Никонов А.И.* Техногенные факторы воздействия на продуктивные отложения месторождений углеводородов и их связь с потенциальным оседанием земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 77–92. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art5

3. *Гончаров В.С., Жуков В.С., Перепеличенко С.П., Паршикова Н.Г.* Оценка влияния депрессионных воронок в водонапорных системах разрабатываемых газовых и газоконденсатных месторождений на проседание земной поверхности // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов: Материалы восьмой международной конференции. К 60-летию кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: ГЕОС, 2005. С. 116–118.

4. Гидрография. Определение гидрографических характеристик рек и их водосборов с применением цифрового картографического моделирования: Учеб. пособие / Сост. В.Г. Калинин, С.В. Пьянков. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2013. Ч. II. 71 с.

5. *Санников Г.С.* Изменения морфометрических показателей термокарстовых озер западного Ямала как индикатор динамики геологической среды и ее реакции на техногенное воздействие (на примере Бованенковского месторождения): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2016. 22 с.

Дегазация метана, озоновые дыры, черный цвет и самовозгорания

Люшвин П.В.[1]*, **Буянова М.О.**[2]**
1 – независимый исследователь, РФ, 115162, г. Москва, ул. П. Андреева, д. 28, корп. 4, кв. 267
2 – Высшая школа экономики, РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д. 11
E-mail: *lushvin@mail.ru, **mobuianova@mail.ru

Аннотация. Массовые природные пожары – окисление и разложение органического вещества, сопровождающееся выделением энергии при затрудненном теплообмене, сухие грозы, солнечная радиация, вулканическая лава и метеоры. Способствуют этому дегазация CH_4 и ультрафиолет, что прорывается к Земле в ситуациях озоновых дыр. Антропогенные пожары, включая вдоль дорог и населенных пунктов – от стекла и иных материалов, концентрирующих солнечную радиацию или от происходящих с ними химических реакций, окурков, ритуальные. Способствует разогреву среды черный цвет крыш строений, дорожного полотна и машин.
Ключевые слова: пожары, CH_4, O_3, высокие дикорастущие травы, газоны, ультрафиолет.

Природные самонагревания материалов связаны с микробиологическими и химическими процессами. В условиях затруднения теплообмена (теплоизоляции, предотвращения сноса тепла) может начаться ускорение реакций самонагревания, вплоть до температуры самовоспламенения (стога сена, торфяники, свалки). Катализаторами самовозгораний являются CH_4, сухие грозы и солнечная радиация, особенно при дефиците O_3, поскольку сокращение толщины озонового слоя на 20% соответствует ≈40% увеличению потока ультрафиолетового излучения, с высотой ионизирующее излучение удваивается каждые 1500 м. Удваивается не просто часть солнечной энергии, что дополнительно нагревает Землю, а те фотоны, что обладают достаточной энергией для разрушения химических связей с выделением тепла, например, разрушения молекул приземного O_3. Антропогенные факторы: искры, окурки, осколки стекла и полиэтиленовая посуда – любой предмет, способный концентрировать световой поток или его нагревать (затруднять теплообмен) [1].

В Китае, Индокитае и Индии практикуются массовые палы, связанные с удобрением полей пеплом рисовой соломы, культами, включая борьбу со змеями. В западной Европе пожары не столь массовые, как в восточной Европе, поскольку:

– превышение концентрации CH_4 в атмосфере на востоке над западом (рис. 1) связано с заболоченностью, лесами, мерзлотой, скоплениями углеводородов (Донбасс, второе Баку);

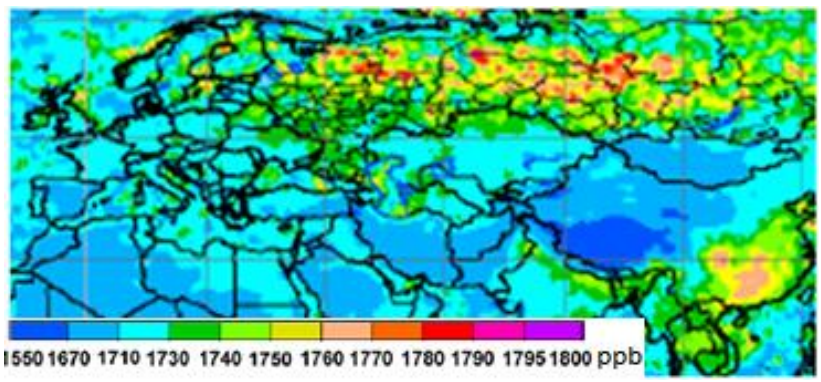


Рис. 1. Среднее содержание CH_4 в атмосфере 2003-2005 гг.[2]

– в обилии атлантической влаги на с.-з. Европы по сравнению с востоком и ю.-в. континента;

– низкорослой газонной и луговой травой, с осеннее-весенним скашиванием высокого сухостоя на западе и нескошенным высоким разнотравьем на востоке.

Именно различием в травяном покрове можно объяснить отсутствие массы возгораний в соседних с Калининградом Польских и Литовских районах Восточной Пруссии (рис. 2, 3).

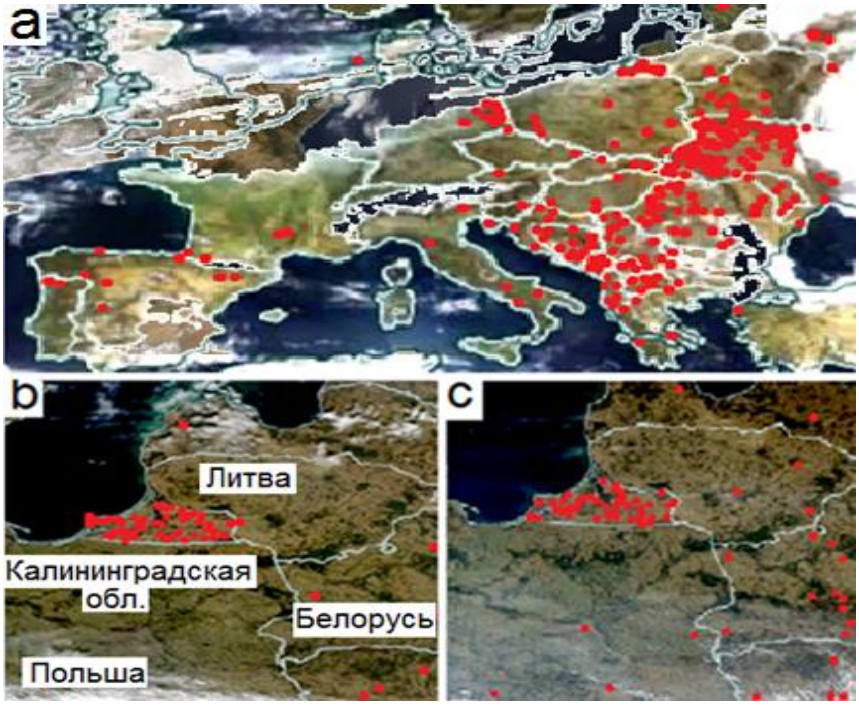


Рис.2. Пожары:
a – в Европе 23/03/2019;
b – в Калининградском регионе 24/03/2007;
c – 28/03/2007

Рис. 3. Фото: a–c – травы (ковыль, ветошь – засохшие побеги) и пожары на обочинах; d – газоны

Пожары с техногенной составляющей трассируют обочины дорог с сухой травой (искры от автомобилей, окурки, бумага, резина, придорожные свалки, традиции земледелия или культов, пикники): дорогу Калининград – Каунас (рис. 4a), Гамбург – Берлин – Прага (рис. 4b), из стран Бенилюкса в Милан (рис. 4c), южный участок дороги Марсель – Париж (рис. 4d).

Способствует возгораниям не только растительность на обочинах, но и сами дороги. В солнечные дни температура поверхности темного дорожного полотна на 5–15 °C выше, чем серой дороги и обочин [3]. Темное дорожное полотно повышает температуру в городе до 7 °C. В Нью-Йорке светлый цвет дороги позволил бы экономить в год 57 млн долл. на счетах за электричество [4]. Аналогичен эффект и при замене темного цвета крыш машин и строений на светлый.

Рис. 4. Пожары: a – в Калининградской области 05/05/2013; b – в Германии 22/05/2013;
c – вдоль дороги из стран Бенилюкса в Милан 27/03/2017; d – дорога Марсель – Париж 19/02/2019

Разрастание пожаров связано и с сейсмичностью. В третьей декаде февраля 2019 года горели Пиренеи, южный участок дороги Марсель – Париж и Лазурный берег. Всплески числа возгораний были в дни минимумов влажности воздуха – 23/02 и 27/02 (рис. 5). Максимум числа пожаров пришелся на 27/02 – день землетрясения на взморье Марселя с M = 3,5. В этот же день на фоне землетрясения в Английском канале вдвое возросло число возгораний в Бельгии.

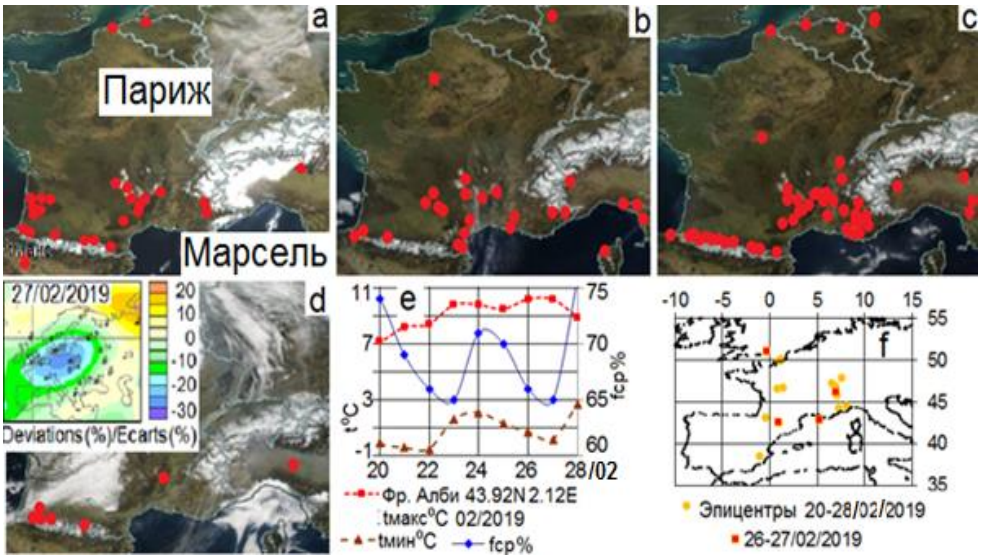


Рис. 5. a-d – пожары 23/02/2019, 25/02/2019, 27-28/02/2019; на врезке аномальное содержание O3,
e – метеоданные г. Алби, Франция (43.92°N, 2.12°E), f - эпицентры землетрясений

Один из генезисов природных возгораний – уменьшение поглощения солнечной радиации атмосферой, дефицитом O_3. Характерно это, прежде всего для гористой местности. Например, в Португалии и окрестностях 12–20/02/2021 пожары единичны. Лишь 15/02 в день землетрясения, дефицита O_3 и локального минимума f% число возгораний выросло в разы (рис. 6).

Разрастание пожаров не везде синфазно с температурой. В конце декабря 2019 в центре западной Австралии, где температуры ≥40 °C и минимум разломов земной коры число возгораний минимально. Пожары концентрировались у зон разломов в центре и на юге континента, где было прохладнее на 5–10 °C, а также на севере и востоке с максимальной температурой ≈25–32 °C (рис. 7).

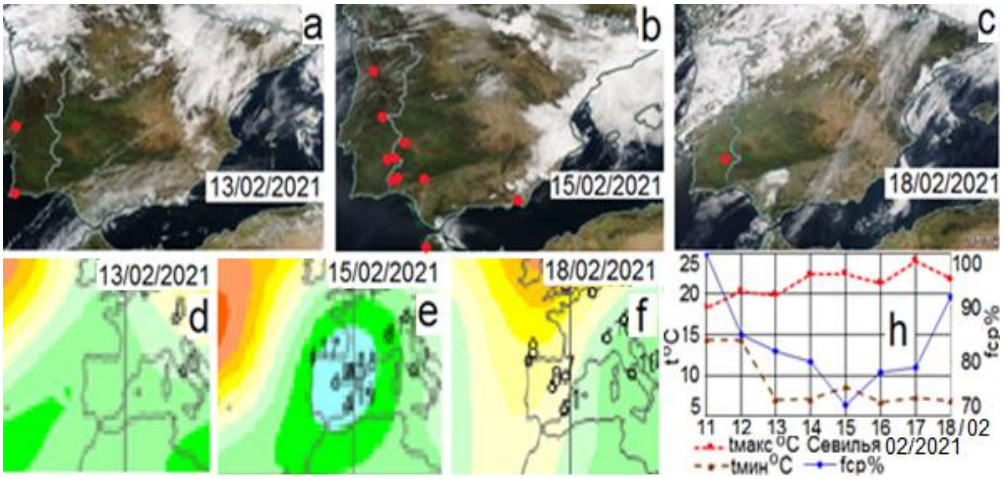


Рис. 6. a–c – пожары на Пиренейском п-ове и у Гибралтара; d–f – аномалии содержания O3: h - метео г. Севилья

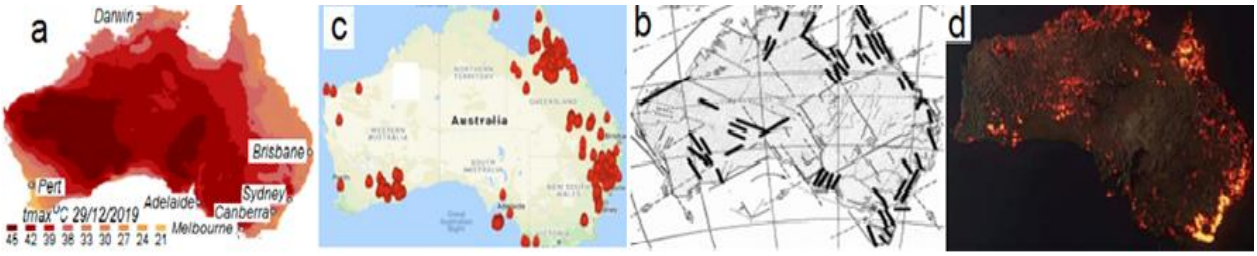


Рис. 7. a – максимальная температура воздуха в Австралии 29/12/2019;
b – разломы земной коры; c, d – пожары в Австралии

Выводы. Число пожаров растет в дни увеличения концентрации CH4 в нижней тропосфере ≥5%. Природные пожары характерны у частей разломов земной коры с положительными аномалиями магнитного поля за счет активизации сухих гроз.

– Для минимизации природных пожаров не следует в зонах разломов земной коры складировать сено и солому.

– В областях положительных аномалий магнитного поля целесообразно размещать громоотводы (молниеприемники), в торфяных болотах – с изоляцией на глубину торфа.

– Для минимизации пожаров следует, как минимум, на обочинах дорог дикорастущую высокую траву заменить низкорослой газонной или луговой травой с осеннее-весенним скашиванием высокого сухостоя.

– По травяным обочинам дорог и активным разломам земной коры смонтировать трубы с разбрызгивателями воды для полива в засушливые дни.

– Заменить темное дорожное полотно и крыши строений на светлое.

Литература

1. *Lyushvin P.V., Buyanova M.O.* Methane and ozone conditionality of the vass fires // IJRDO – Journal of Applied Science. 2022. Vol. 8, No. 6. P. 1–23. https://ijrdo.org/index.php/as/article/view/5143/3357 (Дата обращения 03.10.2022).

2. *Тронин А.А.* Диоксид азота в воздушном бассейне России по спутниковым данным. http://d33.infospace.ru/d33_conf/2008_conf_pdf/D/Tronin.pdf (Дата обращения 03.10.2022).

3. Температура асфальта и других поверхностей в городе летом. https://www.barefooters.ru/articles.php?id=311 (Дата обращения 03.10.2022).

4. Белый асфальт: как снизить температуру воздуха в городе. https://novate.ru/blogs/040614/26581/ (Дата обращения 03.10.2022).

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ: Актуальные вопросы рациональной разработки месторождений углеводородов

Индрупский И.М., Ибрагимов И.И., Цаган-Манджиев Т.Н., Аникеев Д.П., Лутфуллин А.А., Чиркунов А.П., Шакиров Р.И., Алексеева Ю.В. Комплексные исследования механизма и эффективности циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор турнейского яруса 4
Петраков А.М., Жданов С.А., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., Чукавина А.В. Системная технология как важный элемент рациональной разработки нефтяных месторождений 9
Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Прогноз показателей разработки нефтяного месторождения на основе стохастической модели 13
Кузьмичев Н.П. Квазинепрерывные способы добычи нефти – панацея для российских нефтяных компаний в условиях санкций 17
Свалов А.М. Критический анализ теоретического обоснования технологий циклической закачки воды в продуктивные пласты 19
Бондаренко М.А., Петелин Д.А. Оценка потенциала инновационного подхода к разработке низкорентабельных газовых залежей за счет перепуска газа 23
Михайлов Н.Н., Соловьев Т.И. Новые технологии для решения задачи повышения эффективности разработки тонких нефтяных оторочек в осложненных геологических условиях 26
Шишков А.Ю., Гришина И.Н., Хлебников В.Н. Применение остаточной нефти и высокоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи истощенных пластов 30
Лесин В.И. Физико-химические процессы, вызывающие рост коэффициента извлечения нефти при добавлении в воду наноразмерных примесей оксидов металлов 34
Аухатов Я.Г. Селективный микрогидроразрыв пласта и перспективы его использования 38
Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б. Инновационная технология снижения водопроявления в газовых скважинах, эксплуатирующихся при аномально низком пластовом давлении, на основе реагента «Темпоскрин-Плюс» 42
Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Карапетов Р.В., Кочубей К.Н., Ермолаев А.И., Кильмаматов А.А. Опыт промышленной апробации оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта 46
Каушанский Д.А., Бакиров Н.Р., Сарманов С.Э. Возможность сильной модификации высоких проницаемостей с применением полимерно-гелевых систем (на примере реагента «Темпоскрин-Плюс ВПП») 51
Бахирева Д.А., Федулов Д.М., Снежко Д.Н. Разработка предложений по оптимизации системы извлечения солей из моноэтиленгликоля на действующем месторождении 55

СЕКЦИЯ: Трудноизвлекаемые запасы и инновационные технологии их освоения

Навроцкий О.К. О необходимости пересмотра представлений о миграции углеводородов при формировании залежей 59
Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Крючков В.А., Навроцкий О.К., Доманова Е.Г., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Пуго Т.А. Закономерности формирования и катагенетического преобразования органического вещества в карбонатных нефтегазоматеринских продуктивных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений на основе результатов изучения керна литолого-геохимическими, электронно-микроскопическими и геохимическими методами на примере Вуктыльского и Оренбургского НГКМ 61

Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н., Сурначёв Д.В., Чернышева Е.А., Марутян О.О. Трудноизвлекаемый ресурсный потенциал газовой части нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазогазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Оренбургского НГКМ 67
Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И. Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ 73
Крючков В.А., Скибицкая Н.А., Крючков М.В. Применение технологии термического крекинга тяжелого нефтяного сырья с использованием активирующего газа с целью углубления переработки и резкого снижения себестоимости извлечения ценных металлов из остатков переработки 78
Насырова З.Р., Каюкова Г.П., Вахин А.В., Морозов В.П. Преобразования высокомолекулярных битуминозных компонентов и керогена в породах доманиковых отложений Татарстана в суб- и сверхкритической воде 82
Бурханова И.О., Большаков М.Н., Скибицкая Н.А., Сурначёв Д.В., Марутян О.О. Геологические критерии выбора участков для проведения опытно-промышленных работ, направленных на добычу жидких углеводородов из газонасыщенной части Вуктыльского НГКМ 87
Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Большаков М.А., Марутян О.О., Кузьмин В.А., Никулин Б.А. Влияние экстракции образцов пород из нефтегазоматеринских карбонатных отложений на результаты петрофизических исследований 91
Коваленко К.В., Самохвалов Н.И. Петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора 95

СЕКЦИЯ: Методология прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов

Скоробогатов В.А. Мировой газовый потенциал. Оценки величины и структуры. Перспективы изучения и освоения в XXI веке 100
Астафьев Д.А. Продолжение регионального и глубинного изучения России – основа разработки инновационных технологий геологоразведочных работ и освоения ресурсов полезных ископаемых 104
Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В., Ахметжанова З.М. Западно-Уральская складчато-надвиговая область – новое перспективное направление геологоразведочных работ в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции 108
Гурова Д.И. К вопросу формирования залежей нефти и газа в ловушках палеозойских отложений южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции 111
Ковалева В.С., Нетреба Д.А., Беляев М.О., Шлыгин Д.А., Шершулина М.В. Углеводородный потенциал рифейских отложений Республики Башкортостан 115
Тюрин А.М. Проявление битума и горючие сланцы в разрезе по ручью Орнектассай в контексте перспектив нефтегазоносности Южного Урала 118
Тюрин А.М., Макаров С.Е., Пантелеев В.С., Коломоец А.В. Мезозойские коры выветривания Южного Урала с точки зрения нефтяной геологии 122
Журавлева Л.М., Кузнецов В.Г. Экранирование рифовых ловушек vs ловушек структурно-тектонических 126
Данилова Е.М., Хитров А.М. Критерии выделения флюидоупоров в рифовых массивах и структурах их облекания по материалам геофизических исследований скважин 131
Риле Е.Б. Особенности экранирования приразломных залежей углеводородов 135

Равилов Н.Ш., Городнов А.В. Методика выявления высокопродуктивных зон в сложнопостроенных залежах на основе геомеханического моделирования 139
Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Влияние дизъюнктивной тектоники на формирование залежей углеводородов в мезо-кайнозойских отложениях Западной Сибири 142
Хитров А.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. О петрофизике, новых фокусах нефтегазовой геологии и рисках геологоразведочных работ на приразломные залежи углеводородов в XXI веке 146

СЕКЦИЯ: Цифровая модернизация нефтегазового комплекса

Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сафарова Е.А. Реализация мер государственного регулирования для цифрового развития топливно-энергетического комплекса 152
Барановский А.А., Яхонтов Д.А., Кадыров Т.Ф., Бакиев Р.И. О функционировании системы энергетического менеджмента в ООО «Газпром добыча Ямбург» 156
Ляпичев Д.М. Научные основы мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса 158
Гусев Н.И., Ткач В.С., Петличенко А.В. Состояние минерально-сырьевой базы ведущих нефтегазовых компаний, инновационные технологии Upstream 160
Волков Ю.А., Чернов С.В. Применение машинного обучения для оценки характеристик коллекторов с трещинной проницаемостью 162
Ширяева А.А., Пасечников В.В., Диденко В.Ю. Совершенствование процесса подбора реагентов промысловой химии с использованием методов машинного обучения 165
Сиразов Р.А., Самарин А.И., Герке К.М., Хлюпин А.Н. Алгоритм восстановления порово-сетевых моделей пористых сред с сохранением структуры образца 167
Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Технико-экономическая оценка эффективности доразработки Мусюршорского месторождения 170
Черкасов А.М. Реконструкция структуры трехмерного порового пространства по двумерным срезам методом восстановления фазы 174
Харченко Ю.А., Зубков С.К. Обоснование развития подводных технологий для освоения ресурсов шельфа РФ 177
Яраханова Д.Г. Вопросы импортозамещения при разработке шельфовых месторождений России 179
Клиновенко С.А., Плетнев Л.В., Ложников П.С., Сулавко А.Е. Распознавание предаварийных ситуаций при работе нефтегазовых скважин 183

СЕКЦИЯ: Геоэкология и промышленная безопасность

Чинь Куок Винь. Анализ нефтеразливов в прибрежной морской зоне Вьетнама: воздействие и последствия 188
Тупысев М.К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин 190
Родкин М.В., Пунанова С.А. Негативные экологические процессы при разработке сланцевых формаций 193
Батыров А.М. Обеспечение устойчивости надземных магистральных трубопроводов в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород 198
Свалов А.М. Способ борьбы с разгерметизацией затрубного пространства скважин 201
Баренбаум А.А. «Зеленые» нефть и газ как решение проблемы потепления климата 205
Гусейнов Д.А., Мартынова Г.С., Максакова О.П., Нанаджанова Р.Г. Современные исследования целебной нафталанской нефти 210

СЕКЦИЯ: Экспериментальные исследования и моделирование гидродинамических и физико-химических процессов при разработке месторождений углеводородов

Соколов А.Ф., Ваньков В.П., Алеманов А.Е., Мизин А.В., Троицкий В.М., Рассохин А.С. Отечественный комплекс для специальных исследований керна, моделирования фильтрационных процессов и методов воздействия на пористую среду в термобарических условиях залегания пласта 216
Михайлов Н.Н., Сечина Л.С. Влияние структуры порового пространства пород на смачиваемость и содержание адсорбированных флюидов 218
Азаров Е.С., Михайлов Н.Н., Фризен О.А. Капиллярно-защемленная нефть в коллекторах тюменской свиты и ее влияние на уточнение зон локализации остаточных запасов 222
Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Исследование влияния трещинной пористости на переход от упругих деформаций к разрушению 224
Жуков В.С., Кузьмин Ю.О. Оценки сжимаемости порового пространства при интегральном и дифференциальном подходах 228
Жуков В.С., Кузьмин Ю.О., Кузьмин Д.К. Влияние эффективного давления на сжимаемость порового пространства на примере Увязовского подземного хранилища газа 233
Свалов А.М. Математическое моделирование нелинейных фильтрационных процессов 238
Гоморев М.А., Евстигнеев Н.М., Герке К.М., Рябков.О.И., Хлюпин А.Н. Исследование влияния граничных условий на проницаемость упорядоченных сферических упаковок 243
Семигласов Д.Ю. К вопросу построения нелинейного закона фильтрации 246
Васильева З.А., Бутузов В.И. Комплексное исследование проблем, связанных с образованием техногенных и наличием природных газогидратов, на основе математического моделирования 249
Заночуев С.А., Громова Е.А. Детальная изученность фазового поведения ачимовских пластовых газоконденсатных систем Уренгойского месторождения 253

СЕКЦИЯ: Экспериментальные и теоретические методы изучения и прогнозирования фазового поведения углеводородных систем

Александров И.С., Григорьев Б.А., Герасимов А.А. Применение искусственных нейронных сетей для прогнозирования коэффициента динамической вязкости нефтяных фракций 257
Малышев В.М., Малышев А.В., Кияченко Ю.Ф. Адиабатический калориметр высокого давления для определения теплоемкости и фазового поведения модельных и пластовых углеводородных флюидов 261
Булейко В.М., Барселона Антунес Леонил Абигаил, Булейко Д.В. Фазовые диаграммы трех-, четырех- и пятикомпонентных углеводородных смесей, моделирующих пластовые флюиды с низким конденсатогазовым фактором 262
Дешабо В.А., Косов В.И., Юдин Д.И., Юдин И.К. Разработка нового оптического метода и линейки измерительных приборов контроля коллоидных свойств и фазовых характеристик пластовых флюидов 264
Поднек В.Э., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С., Григорьев Б.А. Типизация околокритических пластовых флюидов по интенсивности критической опалесценции на пограничной кривой на примере модельной углеводородной смеси 267
Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Молекулярная структура сверхкритического флюида 272
Пикина Е.С., Шишкин М.А., Колегов К.С., Островский Б.И. Конвекция Марангони в изотропных каплях эллипсоидальной формы 277

Куликов В.Д. Интенсивность рассеяния света в многокомпонентных смесях в окрестности критической точки жидкость–газ в рамках теории скейлинга 279
Шарипов А.Ф. Применение методов машинного зрения для определения температуры насыщения нефти парафином и анализа размеров выпавших частиц 283

СЕКЦИЯ: Научное обоснование развития ресурсной базы топливно-энергетического комплекса России

Шиловский А.П. Ресурсный потенциал отечественной нефтегазовой промышленности 288
Кузин А.М. Экспрессный способ выделения закономерности в распределениях скорости продольных волн и отношения скорости продольных волн к скорости поперечных волн на глубинных разрезах ГСЗ 292
Кузин А.М. Об одной закономерности в строении консолидированной коры месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций по данным интерпретации многоволнового глубинного сейсмического зондирования 295
Чеботарева И.Я. Сравнение результатов использования двух различных подходов инфразвуковой пассивной сейсмики для прямого обнаружения углеводородов на нефтяном месторождении 299
Смагличенко Т.А., Саянкина М.К. Сходство томографической модели высокого разрешения с данными вертикального сейсмического профилирования 303
Любушин А.А., Родкин М.В. Возможный новый подход к мониторингу сейсмической опасности при добыче углеводородов 308
Чудецкий М.Ю. Оценка по микробиальным биомаркерам феномена притока в резервуары многопластовых месторождений углеводородных флюидов из более глубоких горизонтов 312
Якуцени С.П. Геотоксикологическая оценка углеводородного сырья 315
Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Структурная организация геологических образований 316
Соколова Н.В. Особенности непрерывного развития Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом ротационного фактора 320
Ковачев С.А., Крылов А.А. Результаты обработки данных сейсмологического мониторинга Южно-Мангышлакского региона нефтедобычи Западного Казахстана 325
Баренбаум А.А., Шиловский А.П. Оценка ресурсной базы месторождений нефти и газа 329

СЕКЦИЯ: Водород как альтернативный вид энергетического сырья

Глотов В.Е., Глотова Л.П. Водород в газах подземных вод Северо-Востока России: особенности распространения и перспективы открытия его скоплений 334
Исаев В.П., Пастухов Н.П. Зоны дегазации природного водорода на востоке Сибирской платформы 337
Симонов А.П. Воронежская антеклиза – пилотный полигон геологической парадигмы водородной энергетики России 340
WANG Lu, JIN Zhijun. The origin and occurrence of natural hydrogen 346
Шулейкин В.Н. Оперативный контроль содержания водорода и метана в приповерхностных слоях грунта 348
Спицына Е.А., Якуцени С.П. Водородная энергетика. Проблемы переходного периода 352
Абукова Л.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С. Прогноз гидрохимических и микробиологических процессов, сопутствующих совместному хранению водорода и метана в подземных условиях 354
Фетисов В.Г. Потенциал России по хранению водорода в выработанных месторождениях нефти и газа и отложениях каменной соли 359

Синицин С.А., Шуляка С.Е. Получение водорода и углеродных наноматериалов из тяжелого нефтяного сырья 363
Аникеев Д.П., Индрупский И.М., Аникеева Э.С. Оценка потенциала истощенных газовых залежей для создания подземных хранилищ водорода 367
Лугвищук Д.С. Актуальные проблемы улавливания и утилизации углекислого газа при производстве водорода из природного газа 370
Андреев С.Н., Спиридонов Е.Н., Спиридонов Н.И., Абукова Л.А. Основы технологии депонирования углекислого газа с использованием ферромагнитных наночастиц и вращающегося электромагнитного поля при производстве водорода 372

СЕКЦИЯ: Инновационные технологии поисков и освоения нефтегазовых ресурсов в нетрадиционных объектах осадочных бассейнов

Шустер В.Л. Необходимость перестройки деятельности нефтегазового комплекса страны в ответ на западные санкции 376
Щепелин М.А., Делиу Е.А., Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и перспективы открытия месторождения в южной части Предверхоянской нефтегазоносной области (республика Саха (Якутия) 380
Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В. Формирование высокоуглеродистых толщ в аспекте дегазации Земли (на примере доманикитов Урало-Поволжья) 384
GAO Jiahong, LIANG Xinping, JIN Zhijun, LIU Quanyou. Mineralogical and geochemical identification of the Permian volcanogenic materials in organic-rich shales of the Jungar Basin 387
WEI Ren, ZHANG Rui, LI Mingsong, HE Xiangwu, JIN Zhijun. Application of astronomical cycle theory in lacustrine shale oil exploration 388
Юрова М.П. Перспективы развития добычи углеводородов в глубокозалегающих вулканогенных породах Восточной Сибири (Тунгусская синеклиза) 390
Шустер В.Л. Дискуссионные научно-методические вопросы по проблеме выявления, поисков и разведки нефтегазовых ресурсов в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках 392
Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамический фактор формирования скоплений углеводородов с разной крупностью запасов 396
Харченко В.М., Стасенко А.А., Неркаранян А.Е., Демьянов А.С. Геодинамические условия – фундаментальная база формирования залежей нефти и газа и оценки сейсмичности территорий 400
Пунанова С.А. Особенности нефтяных систем и нефтегазоносные мегарезервуары 403
Родкин М.В., Иванов К.С., Пунанова С.А., Рукавишникова Т.А. Полигенез микроэлементного состава нафтидов на основе статистического анализа базы данных 407
Иванов С.А., Котухов П.Д., Пастухов Н.П., Выдрин П.С. Выявление очагов разгрузки глубинных флюидоактивных зон Южного Прибайкалья геохимическими методами 411
Маракова И.А., Колоколова И.В., Ростовщиков В.Б. Влияние геодинамических и палеотектонических факторов на нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба 414
Савинова Л.А., Алмазов Д.О. Роль седиментологических и гипергенных факторов в формировании фильтрационно-емкостных свойств карбонатных природных резервуаров на примере восточной части Прикаспийской впадины 419
Казаис В.И. Арктика и Антарктика: геологоразведка без границ 423
Казаис В.И., Кушнир Д.Г. Роль региональных исследований в освоении нефтегазового потенциала Таймыра 428
Ильясова А.В., Ильясова Р.Р., Массалимов И.А., Мустафин А.Г. Прогнозирование влияния температурного режима на процесс сорбции ионов Sr(II) частицами наноразмерного гетита 432

Утопленников В.К., Драбкина А.Д. Нижнепермские мегазервуары юго-востока Русской платформы в связи с перспективами открытия залежей углеводородов на трансграничных территориях Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области 435
Ким О.О., Немова В.Д. Подходы 3D геологического моделирования сложнопостроенных тонкослоистых верхнеюрских отложений Средне-Назымского месторождения нефти 440

МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ФОРУМ «Дегазация Земли: геология и экология»*

Гулиев И.С., Юсубов Н.П., Гусейнова Ш.М. Новый класс углеводородных систем: зоны возбуждения осадочных комплексов, особенности и методы картирования 445
Цзинь Чжицзюнь, Лян Синьпин. Разведка и разработка континентальной сланцевой нефти в Китае: состояние, вызовы и перспективы 447
Собисевич А.Л., Суетнова Е.И., Жостков Р.А. Математическое моделирование накопления газовых гидратов в поддонных структурах морского дна в зонах грязевого вулканизма с учетом различий проницаемости слоев осадков 448
Миронюк С.Г. Диапиро- и грязевые вулканоподобные структуры Карского моря как следствие дегазации недр 450
Кушнир Д.Г. Сейсмичность геосинклинальных тектонических движений в связи с флюидонасыщением разреза земной коры 455
Кузин А.М. О дегазации Земли: флюидная зональность коры, глубинный генезис угольных бассейнов 459
Корниенко С.Г. Характеристика антропогенных трансформаций ландшафтов в районе Ямбургского НГКМ по данным космической съемки 464
Суетнова Е.И. Процессы увеличения и деструкции скоплений газовых гидратов вследствие эрозии морского дна в северных морях 468
Никонов Р.А., Никонов А.И. Современные проблемы геоэкологической безопасности природных и природно-техногенных территорий в пределах разрабатываемых месторождений углеводородов Арктической зоны за счет опускания уровня дневной поверхности (на примере Ямбургского месторождения) 470
Люшвин П.В., Буянова М.О. Дегазация метана, озоновые дыры, черный цвет и самовозгорания 474

*В Форуме приняли участие 30 докладчиков, из них тезисы в сборник предоставили 10.

Электронное издание

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ

«Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности»,
посвященная 35-летию ИПНГ РАН

17–19 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

ГАЗПРОМ

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПАРТНЕРЫ

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
1992-2022 30 лет

Диазоний

МЕДИАПАРТНЕРЫ

ROGTEC
РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Информационно-аналитический журнал
ТЭК
стратегии развития

АВТОМАТИЗАЦИЯ & IT 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

ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС
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