



СОВЕТ МОЛОДЫХ
УЧЁНЫХ ИПНГ РАН

VII ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Сборник трудов

16–18 октября 2024

Москва



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА

**VII ВСЕРОССИЙСКАЯ
МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**

«Актуальные проблемы нефти и газа»

Сборник трудов

г. Москва
16–18 октября 2024 г.

**VII Всероссийская молодежная научная конференция
«Актуальные проблемы нефти и газа»**

Программный комитет

Сопредседатели программного комитета:

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

Члены программного комитета (сотрудники ИПНГ РАН):

Абукова Лейла Азретовна, д.г.-м.н.
Аникеев Даниил Павлович, к.т.н.
Богоявленский Игорь Васильевич
Бондарева Лиана Ильясовна
Еремин Николай Александрович, д.т.н.
Кишанков Алексей Владимирович, к.г.-м.н.
Климов Дмитрий Сергеевич, к.т.н.
Курьяков Владимир Николаевич, к.ф.-м.н.
Никонов Роман Александрович
Розман Михаил Семенович, к.э.н.
Самохвалов Никита Игоревич, к.т.н.
Сарданашвили Ольга Николаевна, к.т.н.
Сафарова Елисавета Александровна

Председатель оргкомитета:

Филиппова Дина Сергеевна, председатель СМУ ИПНГ РАН

Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VII Всероссийской молодежной научной конференции 16–18 октября 2024 г. – Москва: ИПНГ РАН, 2024. – 408 с.

В сборник включены материалы VII Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», прошедшей в Институте проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) 16–18 октября 2024 г. в г. Москве. Освещаются результаты фундаментальных и прикладных исследований по проблемам нефти и газа, полученные студентами, аспирантами и молодыми сотрудниками академических институтов, вузов и отраслевых научно-исследовательских организаций. Материалы представлены в авторской редакции. Ответственность за содержание материалов несут авторы.

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

СЕКЦИЯ 1.
**Разработка месторождений,
численное моделирование пластов**

Особенности суперпозиции давления для горизонтальных скважин с МГРП как способ повышения информативности КВД

Абрамов Т.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
abramov-ta@mail.ru

Ключевые слова: кривая восстановления давления, многостадийный гидроразрыв пласта, ранне-радиальный режим, эллиптический режим, низкопроницаемый коллектор

Горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) часто применяются для разработки низкопроницаемых нефтяных и газовых пластов. Для исследований таких скважин гидродинамическими методами (ГДИ) характерно крайне длительное время выхода на поздний радиальный режим, недостижимое на практике, что снижает достоверность результатов интерпретации.

Для ГС с МГРП характерен целый комплекс различного вида течений, проявляющихся на соответствующих этапах замера кривой восстановления давления (КВД). Сначала на графике логарифмической производной давления (производной Бурде) регистрируются режимы, связанные с возникновением характерных течений вокруг трещины (с учетом ее конечной проводимости): билинейного, раннего линейного и ранне-радиального. При доминировании ранне-радиального режима формируется горизонтальная «полка», по которой оцениваемое значение гидропроводности $(kh/\mu)_{p.p.}$ соответствует произведению истинной гидропроводности пласта на количество трещин $(kh/\mu)_{ист.} \cdot N$ [1, 2]. При увеличении длительности замера КВД ранне-радиальный режим сменяется поздним линейным течением к ГС, аналогично «обычному» горизонтальному стволу, который в свою очередь сменяется уже упомянутым поздне-радиальным режимом.

Несмотря на теоретическую возможность оценки $(kh/\mu)_{ист.}$ через ранне-радиальный режим, на практике такой способ является недостижимым. Для его возникновения необходимо соотношение расстояния между трещинами L и их полудлины Xf не менее $L/Xf = 3...5$ [2]. Как правило, экономическая целесообразность при строительстве ГС с МГРП диктует формирование протяженных трещин с достаточно близким их расположением, в связи с чем этот критерий не выполняется. Более того, при плотном расположении трещин вместо ранне-радиального режима возможно возникновение псевдостационарного (или псевдоограниченного) режима, связанного с возникновением интерференции между трещинами по окончании раннего линейного режима [3].

В свою очередь, для такого комплекса чередующихся режимов может быть характерна зависимость поведения КВД от длительности отработки $T_{отр}$ скважины. В литературе описаны подобные случаи для вертикальной скважины, работающей вблизи непроницаемой границы пласта [4]. Это обусловлено особенностями суперпозиции «встречных» процессов кратковременной отработки и закрытия на ранних этапах замера КВД. Такое поведение подтвердилось с помощью расчетов четырех вариантов синтетических кривых для ГС с МГРП с различным расстоянием между краевыми портами hw (длиной ГС) и длительностью $T_{отр}$,

при прочих неизменных параметрах системы «пласт–скважина». Длина ГС hw подбиралась исходя из условий формирования различных видов течения на среднем этапе замера кривой снижения давления (КСД): псевдоограниченного (25 м и 100 м), переходного между ранним и поздним линейными (400 м), ранне-радиального (1000 м).

По результатам расчетов была выявлена одна интересная особенность. При определенном малом значении $T_{отр}$ на КВД для каждого варианта hw происходит формирование горизонтального участка на среднем этапе замера, которое не наблюдается для синтетической КСД (рис. 1) за исключением варианта $hw = 1000$ м, для которого указанные участки совпадают. Отсюда было сделано предположение, что формирование «полки» для остальных вариантов может являться характерным режимом, позволяющим произвести оценку $(kh/\mu)_{уст.}$ аналогично «классическому» ранне-радиальному режиму. При этом оставшиеся три варианта не характеризуются зависимостью $(kh/\mu)_{уст.} \cdot N$.

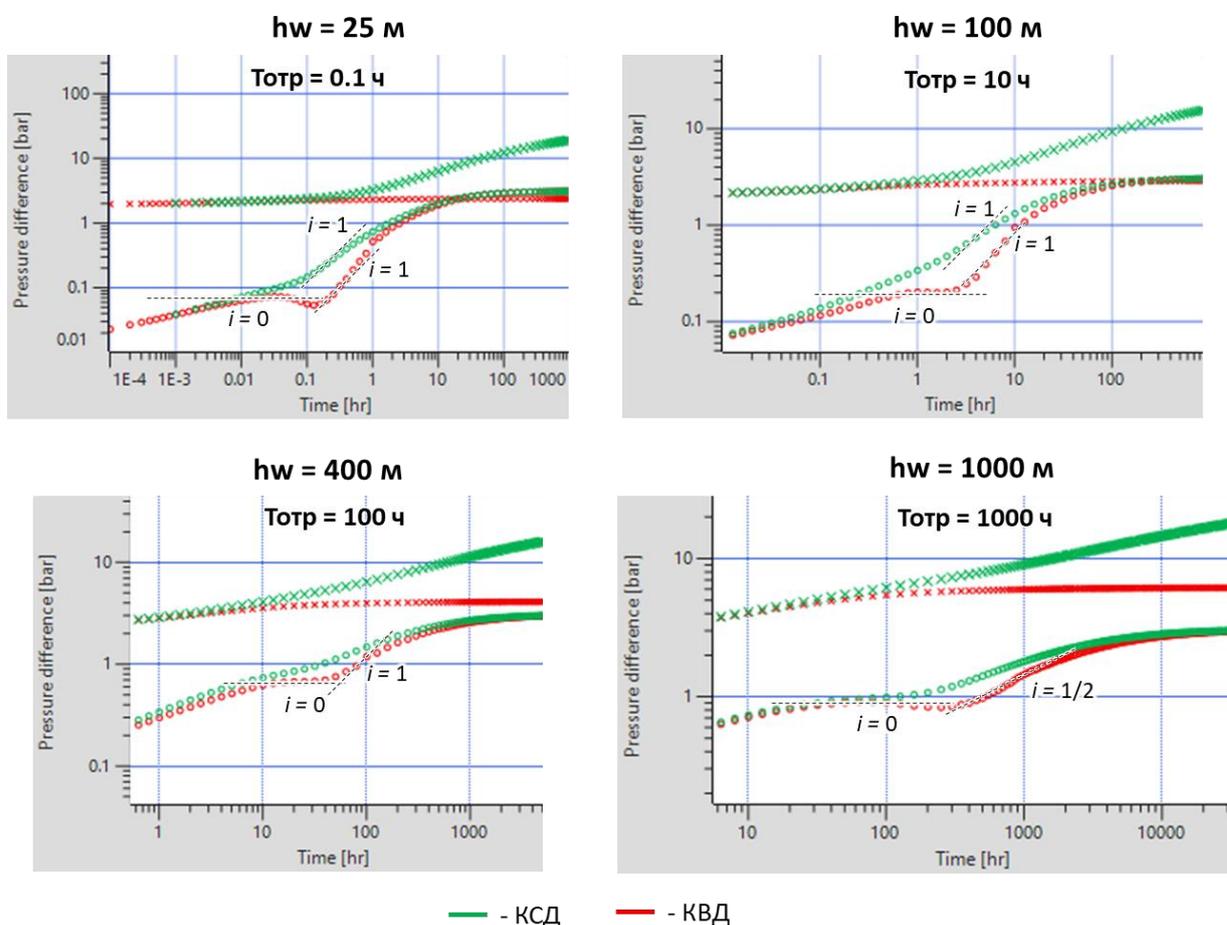


Рис. 1. Проявление горизонтального участка на КВД для четырех вариантов hw при малом значении $T_{отр}$

Чтобы удостовериться в том, что полученный отклик вызван проявлением «радиально-подобного» режима, была выполнена проверка его зависимости от $T_{отр}$ и сжимаемости системы c_t . Выявлено, что при вариации $T_{отр}$ происходит только изменение продолжительности проявления «полки», а при вариации c_t – продолжительности и времени начала проявления. При этом

для обоих вариантов «полка» не меняет своего вертикального положения, что указывает на ее связь с «радиально-подобным» режимом течения.

Возникающий «радиально-подобный» режим также был проверен средствами численного моделирования путем построения распределений давления на различные временные этапы доминирования характерных режимов (рис. 2). Выявлено, что на момент проявления ранней «полки» вокруг скважины действительно формируются эллипсы в распределении давления. При этом геометрия эллипсов для трещин бесконечной и конечной проводимостей различается. Для первого случая эллипсы более вытянуты по вертикальной оси, для второго – по горизонтальной. Доказано, что данное различие связано с особенностями распределения давления в период доминирования билинейного режима для трещины конечной проводимости.

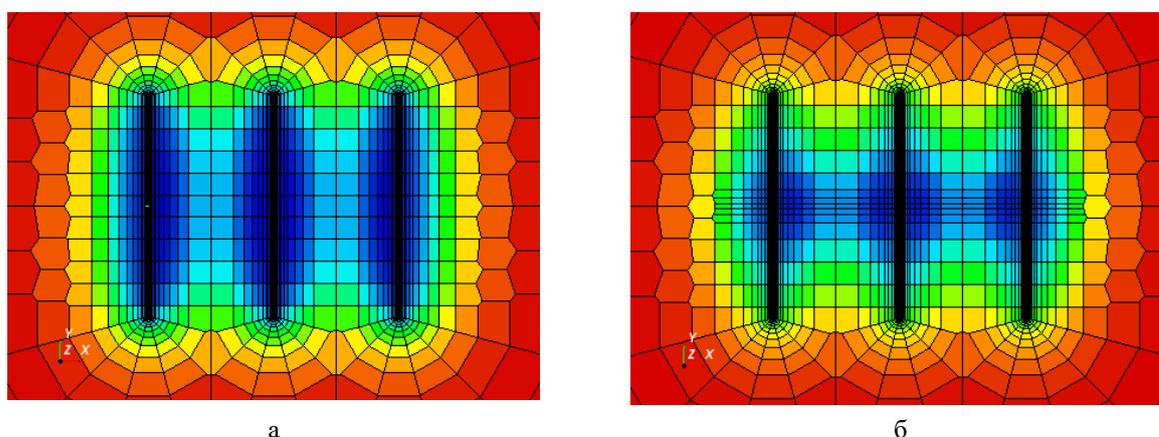


Рис. 2. Распределение давления на момент проявления ранней «полки» для трещин бесконечной и конечной проводимостей:
а – бесконечная проводимость; б – конечная проводимость

Формирование эллипсов также оценивалось с точки зрения характерных особенностей эллиптического режима. Данный режим впервые был представлен в работе D. Tiab [5], в которой на основании регрессионного анализа была получена зависимость давления от времени и описан характерный диагностический признак в виде проявления прямолинейного участка на производной с наклоном 0,36. Несмотря на кажущееся проявление данного признака для вариантов, представленных на рис. 1, результаты определения гидропроводности пласта по эллиптическому режиму показали свою неприменимость для КВД скважин с МГРП.

Дальнейшая работа была направлена на поиск эмпирической зависимости между положением «полки» и параметрами системы «пласт–скважина». На основе модификации зависимости дебита от гидропроводности для классического радиального режима, с учетом особенностей площади притока и распределения давления вокруг трещин МГРП и их количества, была получена следующая формула безразмерного давления для эллиптического режима:

$$P_D = \frac{4\pi \cdot (t \cdot \Delta p') \cdot kh \cdot 4Xf \cdot N}{q \cdot \mu \cdot B \cdot L/2 \cdot \sqrt{2}} = 1.$$

Для проверки зависимости было выполнено 40 расчетов синтетических кривых для трещин бесконечной проводимости с вариацией дебита, проницаемости, толщины пласта, вязкости,

полудлины трещины и длины ГС. Вариация производилась таким образом, чтобы ранняя «полка» формировалась при $T_{omp} = 100$ ч. Результаты оценки P_D для указанных вариантов показали отличие от 1, но в целом характеризуются погрешностью, не превышающей приемлемое в практике ГДИ значение в 15%.

Помимо указанных 40 вариантов зависимость также дополнительно была проверена и для вариантов, представленных на рис. 1, для трех из которых «полка» возникает при отличающихся значениях T_{omp} (табл. 1). Как видно, за исключением случая, соответствующего проявлению «классического» ранне-радиального течения, эмпирическая зависимость показывает работоспособность. Это ставит вопрос о необходимости исследования области применимости полученной формулы, а также разработки ее модификации для трещин конечной проводимости.

Таблица 1. Оценки P_D для четырех вариантов hw

hw , м	k , мД	h , м	μ , сП	Xf , м	Кол-во трещин, N	Расстояние между трещинами L , м	P_D
25	1,0	30,0	1,0	50,0	3	12,5	0,994
100						50,0	1,023
400						200,0	0,865
1000						500,0	0,493

Выводы

Представленная в работе особенность суперпозиции давления, возникающей при кратковременной отработке ГС с МГРП, может явиться фактором, повышающим достоверность записываемых в них КВД путем использования представленной в работе эмпирической зависимости.

Литература

1. Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Буянов А.В. Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5(617). С. 38–43. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5\(617\)-38-43](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5(617)-38-43)
2. Кременецкий М.И., Инатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
3. Zhou W., Banerjee R., Poe B. et al. Semianalytical production simulation of complex hydraulic-fracture networks // SPE Journal. 2014. Vol. 19, No. 1. P. 6–18. <https://doi.org/10.2118/157367-PA>
4. Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S. et al. Dynamic Data Analysis, v5.42. Kappa, 2021. 776 p.
5. Tiab D. Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching – III. Vertically fractured wells in closed systems // SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 26–28 May 1993. <https://doi.org/10.2118/26138-MS>

Разработка методики построения и адаптации секторной модели для нефтяного месторождения с низкопроницаемым коллектором

Автомонов П.Ю.

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

Ключевые слова: секторная модель, адаптация, тренды падения давления, низкопроницаемый коллектор

Комплексное проектирование системы разработки является неотъемлемой частью эксплуатации нефтяных месторождений. Одним из способов повышения эффективности проектов разработки месторождений является использование различных моделей. Математическое моделирование может помочь спрогнозировать наиболее вероятные технологические показатели и позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 10–25% [1]. Основу для проектирования составляет анализ данных, полученных с использованием методов нефтегазопромысловый геологии [2]. Неопределенность в исходных данных является большой проблемой, с которой сталкиваются инженеры нефтегазовой отрасли. Причинами ее появления являются погрешности приборов, масштабирование информации, полученной с групп специальных скважин путем исследований.

Использование моделей, имитирующих разработку залежей нефти [3], позволяет упростить работу, но при этом занимает длительное время ввиду сложности численных расчетов. Такие модели, основанные на законах, описывающих физические процессы, и протекающие в системах «пласт–скважина», показывают достаточно высокую точность. Длительное время обосновывается использованием большого количества ячеек со своими статическими и динамическими свойствами. Специалисты нефтегазовой отрасли часто сталкиваются с задачами проведения многовариантных расчетов для оценки неопределенностей, но при этом ограничены проектными сроками.

Использование аналитических прокси-моделей позволяет сократить время, затрачиваемое на проведение расчетов, что достигается путем снижения точности за счет уменьшения количества влияющих факторов [4]. Отличительной особенностью прокси-модели является однослойная постановка задачи, то есть отсутствие вертикальных перетоков. Целевым интервалом являются краткосрочные и среднесрочные отрезки, на которых не наблюдается значительного влияния на результат данного механизма. Вопрос точности экспресс расчетов влияния неопределенности на результат проекта является довольно актуальным [5]. Его решение могло бы сэкономить время проектирования и упростить оценку влияния различных параметров на разработку [6].

Научная новизна работы заключается в получении дополнительной качественной и количественной информации о работе скважин и трещин гидроразрыва пласта путем адаптации секторной прокси-модели на величины забойных давлений.

Таким образом, основными целями работы являются:

– Разработка методологии автоматизированного получения секторной прокси-модели из набора доступных исходных данных.

– Получение алгоритма автоматизированного механизма адаптации модели на значения забойных давлений.

Результаты работы могут быть использованы при проектировании разработки нефтяных месторождений для быстрой адаптации моделей на величины забойных давлений и получении качественной и количественной информации о работе скважин, которая может быть использована при расчете прогнозов динамики показателей разработки и оценке эффективности геолого-технических мероприятий.

В настоящее время большинство месторождений находятся на третьей-четвертой стадиях разработки. Ввиду длительного времени разработки существует большой объем информации, полученной путем исследований или мониторинга. Также у таких проектов существуют полноценные трехмерные гидродинамические модели, первоначальная цель построения которых – обоснование коэффициентов извлечения нефти. Модели сложные, трудозатратные и, как правило, адаптированные на значения добычи.

Рассмотрим способ проведения быстрой оценки геолого-технических мероприятий путем автоматизированного построения и адаптации однослойных прокси-моделей. Ввиду отсутствия перетоков между слоями данные модели могут быть использованы лишь в краткосрочных и среднесрочных прогнозах. Но процесс автоматизации позволяет довольно быстро проводить адаптацию на величины забойных давлений, которые необходимы для проведения прогнозов и дальнейшей оценки ГТМ.

Общий алгоритм работы с однослойной секторной прокси-моделью включает в себя следующие этапы:

– Сбор и анализ исходной информации путем работы с базами данных или иными доступными методами.

– Создание алгоритма построения модели с использованием внутренних средств программного продукта tNavigator, обеспечивающего возможность работы с «воркфлоу» различных модулей. Так, в работе используются «воркфлоу» дизайнера проектов и PVT. В результате данной операции получаем однослойную модель сектора.

– Проведение первичной адаптации на величины добычи и обводненности. (при необходимости). Выравнивание среднего пластового давления является одной из целей данного этапа.

Основной частью работы является разработка и реализации алгоритма автоматизированной вторичной адаптации на величины забойных давлений по скважинам. Данный алгоритм интересен инженерам, которые проводят оценку эффективности ГТМ и рассчитывают прогнозные параметры. tNavigator обладает опцией проведения внутренней адаптации, но преимуществом данного алгоритма является получение дополнительной качественной и количественной информации, которая может быть использована при построении прогнозов. К такой информации относятся тренды, описывающие кольматацию призабойной зоны скважины, деградации трещин гидравлического разрыва пласта.

Сравним результаты базового расчета, представленного на рис. 1, с результатами адаптации (рис. 2). Заметим, что количество скважин, попадающих в допустимый интервал отклонения увеличилось с 1 до 5.

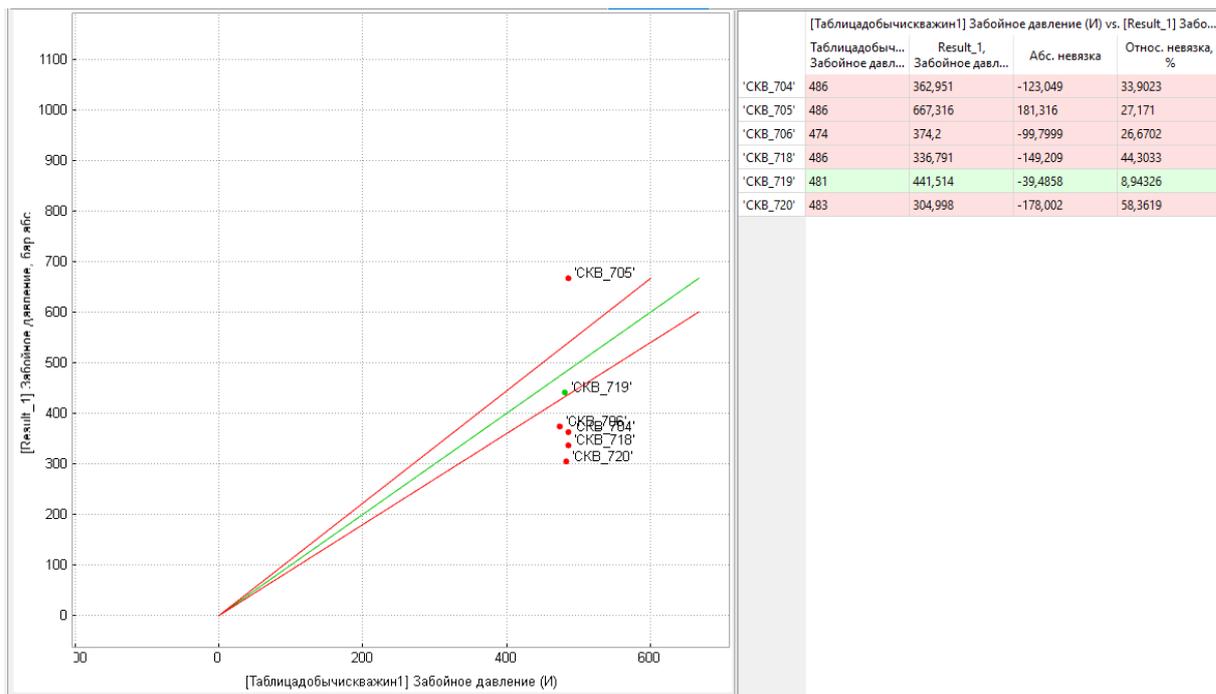


Рис. 1. Кросс-plot сравнения рассчитанных забойных давлений с историческими для базовой модели

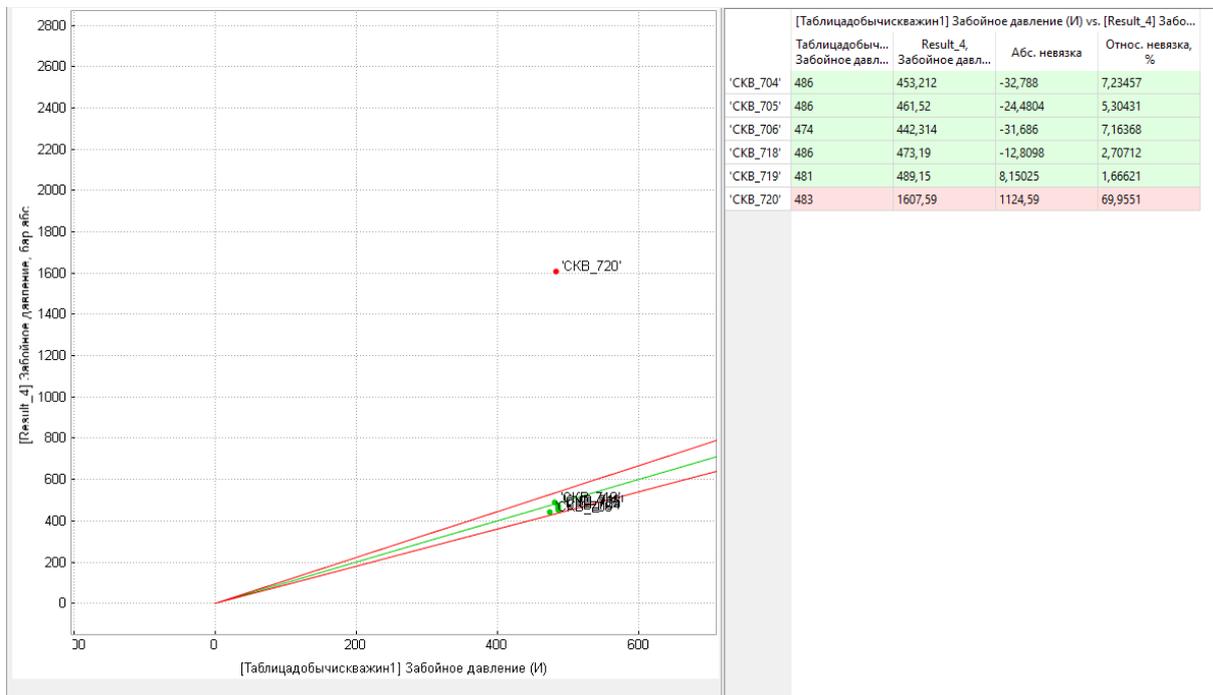


Рис. 2. Кросс-plot сравнения рассчитанных забойных давлений с историческими для базовой модели

Таким образом, использование разработанной методики позволяет в автоматизированном варианте проводить адаптацию модели путем подбора необходимых множителей на каждый момент времени. Использование такого подхода также позволяет получать дополнительную информацию на основе анализа добычи за длительное время. Например, можно более точно определять тренды, связанные с проведением ГРП на скважине или кольматации призабойной зоны. Полученные тренды можно использовать при расчете прогнозных моделей и получать более качественные результаты.

Литература

1. *Костюченко С.В., Ямпольский В.З.* Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений. Томск: НТЛ, 2000. 246 с.
2. *Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д.* Проектирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1987. 247 с.
3. *Булыгин Д.В., Булыгин В.Я.* Имитация разработки залежей нефти. М.: Недра, 1996. 382 с.
4. Руководство для построения прокси-модели пласта. Уфа: РН-УфаНИПИнефть, 2009. 46 с.
5. *Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И.* Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 45–50.
6. *Юдин Е.В., Губанова А.Е., Краснов В.А.* Метод оценки интерференции скважин с использованием данных технологических режимов их эксплуатации // Нефтяное хозяйство. 2018. № 8. С. 64–69. https://doi.org/10.24887/0028_2448-2018-8-64-69

О построении доскладчатой модели пласта для расчета поля деформаций

Бызова С.И.

АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», РФ, 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1
sibyzova@igirgi.rosneft.ru

Ключевые слова: трещины, поле деформаций, доскладчатая модель

Важную роль в задачах бурения скважин и разработки месторождений играет прогнозирование зон повышенной трещиноватости. Одним из важных способов определения физических свойств пород, влияющих на распространение трещин, являются геофизические исследования скважин. Наряду с этими методами для локализации зоны трещиноватости горных пород и степени ее интенсивности используются расчеты на основе теории упругости. Была разработана технология прогнозирования трещиноватости геологического объекта, основывающаяся на результатах расчета поля деформации и ее инвариантов: объемной деформации и интенсивности деформации сдвига [1]. В данной методике в качестве исходных данных, помимо информации о положении горизонтов и разломов, углах погружения и смещения по ним, необходимы также данные о положении доскладчатой (отсчетной) модели, деформации в которой принимаются нулевыми. Таким образом, важным этапом численного способа определения областей трещиноватости является моделирование начальной конфигурации пласта.

Используя доскладчатую модель, можно рассчитать напряженно-деформированное состояние и определить изменение углов падения и азимутов простирания трещин и сопоставить их с результатами исследований скважин. Именно верификация модели путем сравнения результатов расчета с фактическими данными трещиноватости позволяет сделать выводы о возможностях ее применения. В работе представлены подходы к решению двух задач прогнозирования трещиноватости: построение доскладчатой модели для расчета поля деформаций, а также сравнение полученных результатов с фактическими данными о трещиноватости.

Была разработана и реализована методология построения доскладчатой модели, основанная на использовании геометрических подходов, моделировании системы «масса–пружина», а также решении задачи Convex Hull. Построение доскладчатой модели происходит в два этапа: расчет деформаций для перехода от наблюдаемой конфигурации к додеформированному состоянию объекта и балансировка полученной модели. Для расчета упругих деформаций, возникших в результате воздействия внешних сил на горные породы, был использован механизм «масса–пружина». Предполагается, что между точками поверхности натянуты пружины. Каждая точка имеет свою точечную массу. Внешние силы, действующие на массив пород, действуют на каждую точечную массу поверхности, вследствие чего пружины растягиваются или сжимаются. Механизм «масса–пружина» был реализован с помощью алгоритма Ванга. В основе данного алгоритма лежит вычисление растягивающей силы и энергии деформаций и определение положения точек поверхности в момент, когда никаких деформаций еще не произошло [2]. Балансирование модели

необходимо для сохранения длины/площади/мощности слоев в процессе реставрирования доскладчатого состояния [3]. Силы, действующие на вышележащий слой, действуют и на нижележащие слои, но обратное неверно: не все силы, воздействующие на нижележащие слои, действуют и на вышележащие слои. Чтобы это учесть, необходимо начинать построение модели от более молодых к более древним по времени образования слоям. На каждом слое при моделировании механизма «масса–пружина» рассчитываются смещения из текущей конфигурации в начальную и на эти величины сдвигаются все нижележащие слои. Таким образом учитывается сохранение мощностей слоев в процессе деформаций. Чтобы учесть сохранение длин/площадей слоев, необходимо определить угол α между поверхностями (или их проекциями) текущей конфигурации и построенной додеформированной модели. Длина/площадь доскладчатой модели будет представлять собой произведение площади наблюдаемой конфигурации на $\cos \alpha$.

По предложенной методологии была построена доскладчатая модель. Данная модель была использована в расчете поля деформаций с применением технологии прогнозирования трещиноватости. С помощью расчетных данных о поле деформаций были определены главные направления тензора деформаций, что позволило оценить предполагаемые углы падения и азимуты простираия трещин. Расчетные данные были сопоставлены с фактическими данными FMI. Обобщенный анализ результатов интерпретации, полученных при записи данных с помощью имиджей, показывает различное направление естественных трещин в окрестностях скважин. На основе предположения о том, что плоскость трещины формируется перпендикулярно направлению минимальных деформаций, расчетные значения этого параметра сопоставлялись с направлениями трещин, полученными с помощью FMI. Для сравнения результатов были построены диаграммы nightingale rose. Диаграмма по одной из скважин представлена на рис. 1.

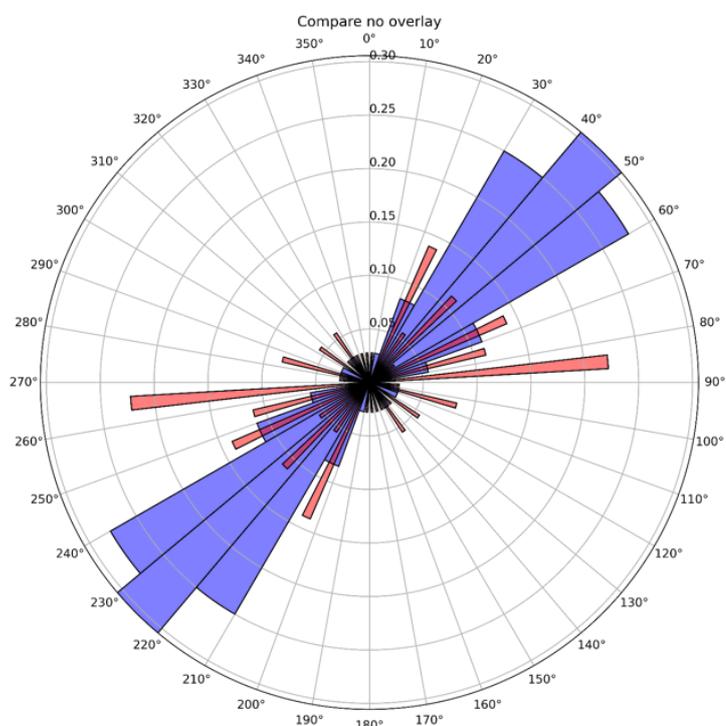


Рис. 1. Диаграмма сопоставления расчетных данных о поле деформаций с фактическими данными исследований FMI

Синим цветом на диаграмме указаны направления трещин по исследованиям с помощью FMI, красным – расчетные результаты, определяемые направлением главных осей тензора деформаций вдоль траектории скважины. Сопоставление показало, что расчетные данные о направлении трещин коррелируют с фактическими данными исследований FMI. Кроме того, показатели трещиноватости сопоставлялись с другими данными, в частности, с дебитами и коэффициентами продуктивности скважин.

Результаты показали корректность использования предложенной методики построения доскладчатой модели пласта для расчета напряженно-деформированного состояния и прогнозирования зон повышенной трещиноватости.

Литература

1. Ялаев Т.Р., Каневская Р.Д., Ребецкий Ю.Л. и др. Прогнозирование зон с большим содержанием трещин в массиве горных пород на основе расчета деформаций // Нефтяное хозяйство. 2021. № 11. С. 98–102. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-11-98-102>
2. Wang C.C.L., Smith S.S.-F., Yuen M.M.F. Surface flattening based on energy model // Computer Aided Design. 2002. Vol. 34, No. 11. P. 823–833. [https://doi.org/10.1016/S0010-4485\(01\)00150-6](https://doi.org/10.1016/S0010-4485(01)00150-6)
3. Гайдук В.В., Прокопьев А.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. Новосибирск: Наука, Сиб. предприятие РАН, 1999. 160 с.

Возможные пути решения проблемы образования гидратов при водогазовом воздействии на пласт

Горелкина Е.И.

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), РФ, 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
Gorelckina.evgenia@yandex.ru

Ключевые слова: водогазовое воздействие, насосно-эжекторные системы, снижение углеродного следа, ингибирование гидратообразования, увеличение нефтеотдачи

Несмотря на значительный накопленный опыт внедрения, технология заводнения сохраняет ряд недостатков, которые снижают эффективность разработки [1–8]. В связи с этим все большую актуальность приобретают различные технологии водогазового воздействия. Известны методы попеременной и одновременной закачки воды и газа. Данные методы позволяют закачивать нефтяной газ в нефтяные пласты и увеличивать нефтеотдачу. Известна также технология образования водогазовой оторочки с углекислым газом в пласте [4], однако данная модификация не подразумевает использования попутного нефтяного газа (ПНГ) или парниковых газов для снижения углеродного следа.

Известно, что на объектах ПАО «Татнефть» в 70-х годах прошлого века применялось водогазовое воздействие [8], однако из-за ограниченных возможностей предложенных технических решений реализация метода была прекращена.

С целью совершенствования технологии была разработана компоновка насосно-эжекторной системы, которая позволяет закачивать мелкодисперсную водогазовую смесь в нагнетательные скважины.

На опытном участке ПАО «Татнефть» начата реализация пилотного проекта по закачке водогазовой смеси. В качестве нефтяного газа закачивается нефтяной газ затрубных пространств добывающих скважин. В качестве жидкой фазы использовали пресную воду из существующей на промысле системы поддержания пластового давления. Как известно, смесь в процессе закачки претерпевает влияние ряда факторов, что приводит к расслоению водогазовой смеси. Для предотвращения данного процесса закуплено поверхностно-активное вещество (ПАВ), подавляющее коалесценцию газовых пузырьков и способствующее улучшению развиваемых дожимным насосом характеристик.

Первые испытания насосно-эжекторной системы на объекте показали, что она успешно откачивает затрубный газ подключенных скважин. Однако регистрировался рост давления нагнетания водогазовой смеси. При увеличении давления до критических значений (более 20 МПа) систему останавливали.

В процессе стравливания скважин в периоды их остановок на устье образовывалась стойкая пена, что натолкнуло на предположение о блокировании пеной призабойной зоны. Подача ПАВ была прекращена, последующая закачка водогазовой смеси осуществлялась с меньшим газосодержанием. Однако давление неуклонно росло.

В связи с возникшими в процессе испытаний осложнениями было выдвинуто предположение, что промысловые условия благоприятны для выпадения гидратов.

Расчет равновесных кривых гидратообразования по методикам [9, 10] подтвердил, что условия объекта способствуют выпадению гидратов (рис. 1).

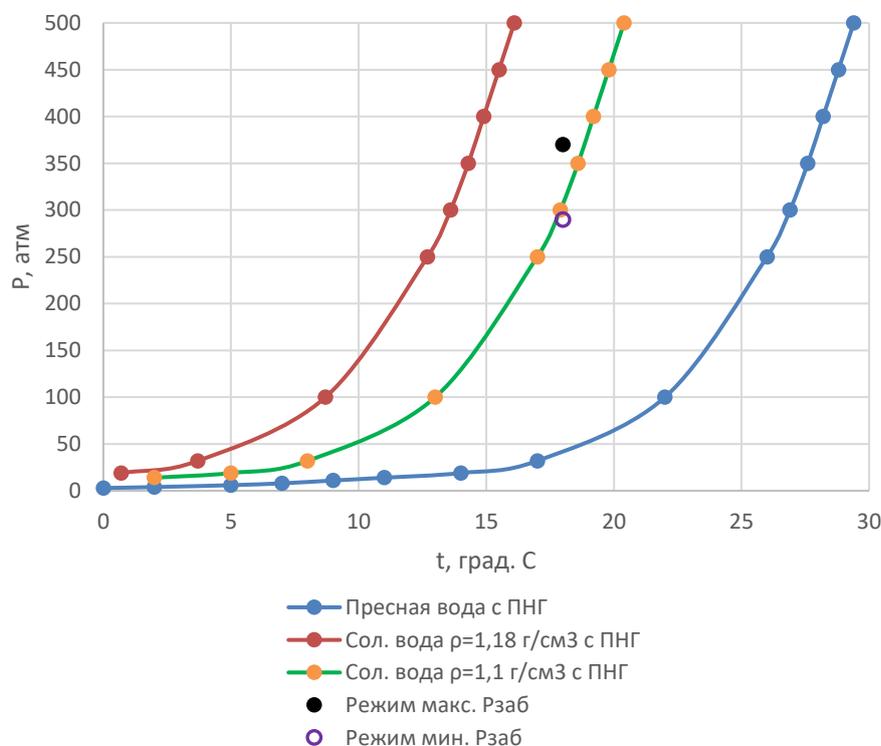


Рис. 1. Зависимость давления гидратообразования от температуры при различной минерализации воды

Поэтому поиск возможных путей решения проблемы образования гидратов при водогазовом воздействии на пласт является весьма актуальным.

Существует несколько способов ингибирования гидратообразования. Применение на опытном участке ПАО «Татнефть» метанольного раствора экономически невыгодно из-за большого расхода метанола, также необходимо отметить ядовитость данного реагента. Спуск греющего кабеля может быть реализован только в некоторых скважинах, также этот метод значительно увеличивает эксплуатационные затраты на нагрев кабеля. Третий, наиболее перспективный, способ – использование минерализованной воды. Растворенные электролиты ингибируют выпадение гидратов.

Одна из возможностей дальнейшей реализации пилотного проекта предполагает выбор в качестве источника воды пласта, насыщенного минерализованной водой. Закачка воды данного пласта позволит ингибировать выпадение гидратов, а также увеличить степень подавления коалесценции газовых пузырьков. Целесообразно также применение для этого установок одновременно-раздельной эксплуатации и внутрискважинной сепарации.

Другой вариант обеспечения безгидратной закачки водогазовой смеси связан с отбором минерализованной воды, добываемой вместе с нефтью из эксплуатационных скважин. Для его реализации необходимо установить на кусте скважин сепаратор, который позволит отделять попутно добываемую воду из водонефтегазовой смеси. После этого минерализованную воду

следует подать в фильтр для отделения загрязнений и направить потом в насосно-эжекторную систему для водогазового воздействия.

Следует отметить также, что ранее технологические параметры закачки водогазовой смеси были рассчитаны по методике [7]. Эта методика не учитывает влияние состава закачиваемой воды, а также изменение температуры смеси при ее движении по стволу нагнетательной скважины. Поэтому в данной работе был предпринят расчет распределения давления и температуры при закачке водогазовой смеси по стволу нагнетательной скважины путем усовершенствования методики [7] с использованием формул [11], что позволит достоверно оценивать термобарические условия в скважине и прогнозировать возможное выпадение отложений гидратов при водогазовом воздействии.

Литература

1. *Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х.* Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.
2. *Шахвердиев А.Х., Рыбичкая Л.П.* Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
3. *Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А.* и др. Пат. RU 2125154 С1. Способ разработки нефтяной залежи. № 97109104/03; Заявл. от 16.06.1997; Оpubл. 20.01.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 1. 5 с.
4. *Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Huimin Z.* и др. Инновационная технология извлечения остаточных запасов углеводородов внутрипластовой генерацией диоксида углерода // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 44–47.
5. *Брезицкий С.В., Джафаров И.С., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х.* Пат. RU 2142557 С1. Способ разработки нефтяной залежи. № 99113100/03; Заявл. 29.06.1999; Оpubл. 10.12.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 34. 8 с.
6. *Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М.* Пат. RU 2244110 С1. Способ разработки нефтяной залежи. № 2003110568/03; Заявл. 13.06.2002; Оpubл. 10.01.2005 // Изобретения. Полезные модели. 2005. Бюл. № 1. 7 с.
7. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А.* Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: Учебное пособие. М.: РУДН, 2019. 160 с.
8. *Сулейманов Б.А.* Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2022. 288 с.
9. *Макогон Ю.Ф.* Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. 208 с.
10. *Тройникова А.А., Истомин В.А., Семенов А.П.* и др. Перспективы применения электролитов как ингибиторов гидратообразования // Вести газовой науки. 2022. № 3(52). С. 91–100.
11. *Малюфеев Г.Е., Мирсаитов О.М., Чоловская И.Д.* Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2008. 220 с.

Теория и практика обоснования оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах

Добровинский Д.Л.*, Вилков М.Н.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Тюмени, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Республики, д. 143а

*dobrovinskyid@gmail.com

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, двухстадийный гидроразрыв пласта, двухэтапный гидроразрыв пласта, многоэтапный гидроразрыв пласта, наклонно-направленная скважина, моделирование

Общемировая тенденция к снижению темпов выработки запасов ставит перед отраслью задачу вовлечения в освоение трудноизвлекаемой нефти. Одним из эффективных способов решения является системное применение гидроразрыва пласта (ГРП). Однако многолетний опыт применения ГРП показывает, что на поздних этапах разработки месторождений не существует универсальной технологии, позволяющей вовлекать в добычу невыработанные запасы пласта. Это и определяет актуальность работы, необходима методика применения технологии многоэтапного ГРП с целью максимизации добычи нефти на применяемых объектах без увеличения текущих затрат на проведение работ.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3], а вопросы индивидуального подхода к проведению ГРП по предлагаемой технологии освещены в [4]. Если описать процесс технологии многоэтапного ГРП, то он базируется на предварительном разрушении скелета горной породы. Раскрытие первой трещины вызывает рост горизонтальных сжимающих напряжений, при этом чем выше ширина трещины, тем выше влияние на направление движения скважины (НДС) в призабойной зоне пласта (ПЗП). Главным является то, что при большем раскрытии первичной трещины в ее окрестности происходит снижение уровня анизотропии первоначального поля напряжений. Вследствие этого, минимум величины давления, при котором создаются условия для роста вторичной трещины в другом направлении, увеличивается [5, 6]. Соответственно, развитие трещин предполагает иное азимутальное отклонение относительно направлений предыдущих стадий ГРП, что увеличивает охват пласта.

Цель работы – повышение показателей эффективности многостадийного ГРП в наклонно-направленных скважинах методом обоснования оптимальных параметров трещин ГРП и количества стадий в один целевой интервал перфорации.

В работе выполнено гидродинамическое моделирование характера притока к наклонно-направленной скважине с многоэтапным ГРП в гидродинамическом симуляторе с одной, двумя, тремя и четырьмя трещинами ГРП с различными азимутальными углами и полудлинами в окрестности одиночной добывающей скважины со свойствами реального объекта разработки (табл. 1).

Для гидродинамического расчета используется модель нелетучей нефти (black oil), представленная в виде куба с размерами 1500×1500 м, толщиной 50 м, размер одной ячейки

5×5×1 м. Модель является частью пласта, в которой находятся две нагнетательные скважины № 1 и № 3 и одна добывающая № 2, расположенная в центре (рис. 1).

Таблица 1. Геолого-физические характеристики объекта

Эффективная толщина, м	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	Коэффициент песчанистости, д. ед.	Расчлененность, ед.	Начальные геологические запасы, тыс. т	Подвижные запасы, тыс. т
19,3	24,2	0,56	0,42	8	3529,2	1782,4

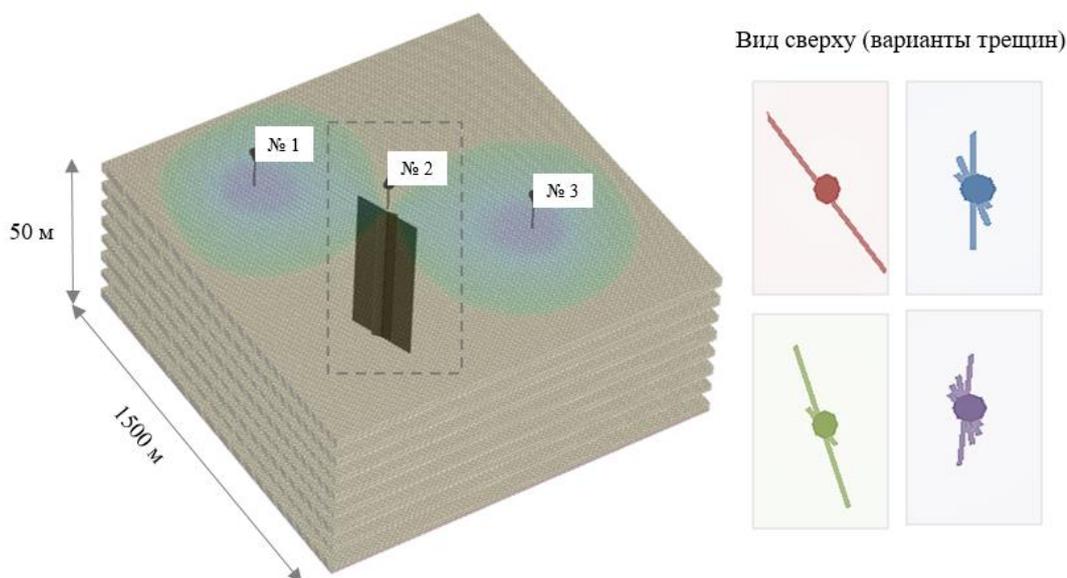


Рис. 1. Модель куба нелетучей нефти в начальный момент времени с направлением трещины вдоль максимального стресса

Здесь и в дальнейшем в расчетах принимаются следующие граничные условия на ГРП: общая масса проппанта (Мпр) – 90 т, первая трещина ГРП направлена вдоль максимального стресса (по данным ранее выполненных исследований азимут составляет 140° (Юго-Восточный квадрант) – 320° (Северо-Западный квадрант)) и имеет меньшую полудлину относительно других трещин, все рассматриваемые варианты операций ГРП выполнены с равной суммарной массой проппанта. Во всех вариантах полудлины трещин рассчитаны исходя из средних значений полудлин по данным фрак-листа для соответствующей общей массы проппанта на рассматриваемом объекте. В качестве конкретного примера: одной трещине массой проппанта 90 т соответствует средняя полудлина 140 м, двум трещинам с комбинацией закачки 20+70 т средняя полудлина – 35+125 м, трем трещинам с закачкой 20+30+60 т – 30+50+80 м и далее аналогичным образом.

Для моделирования процесса ГРП применялась улучшенная одномерная модель течения флюида в трещине с возможностью прямого перетока из ячейки в ячейку, в которой учитываются эффективные радиусы питания трещин.

Сравнительный анализ на тестовой модели показывает (рис. 2), что количество трещин ГРП влияет нелинейно на показатели добычи нефти в течение времени. Наибольший прирост

дополнительной добычи нефти в абсолютных значениях за рассматриваемый период получен при четырех трещинах ГРП, однако в приращенной доле, при многостадийном ГРП, наибольший процент получен при добавлении второй трещины.

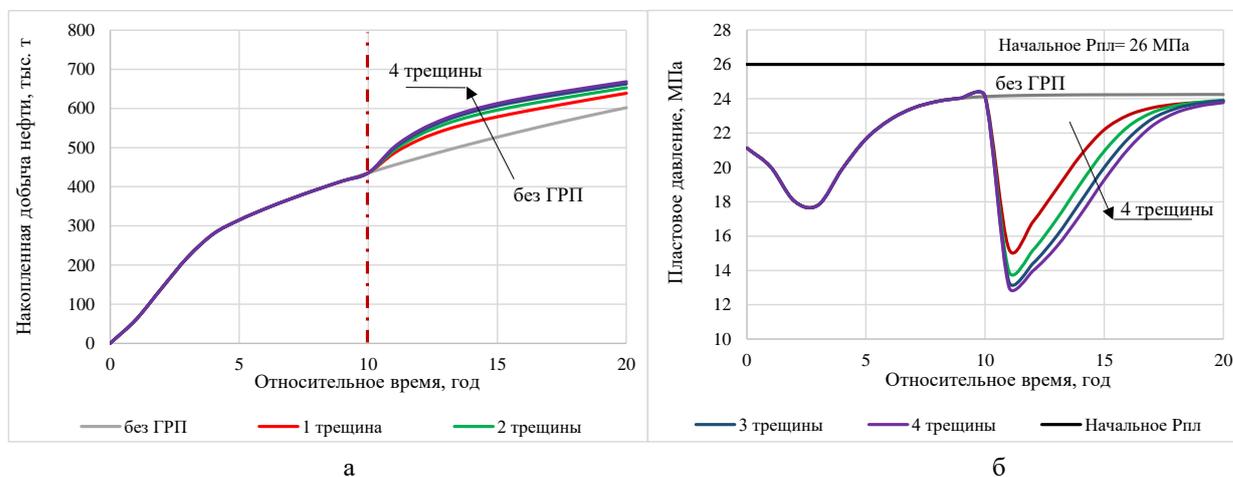


Рис. 2. Распределение: а) накопленной добычи нефти и б) пластового давления (9 точек) в зависимости от количества трещин ГРП. Эксплуатационная скважина

Далее более подробно рассмотрено влияние угла раскрытия трещины при двухстадийном ГРП (рис. 3). Увеличивая угол раскрытия, наблюдается положительный эффект по нефти, что обусловлено увеличением плотности потока на удаленной концевой части трещин по причине снижения взаимовлияния между ними.

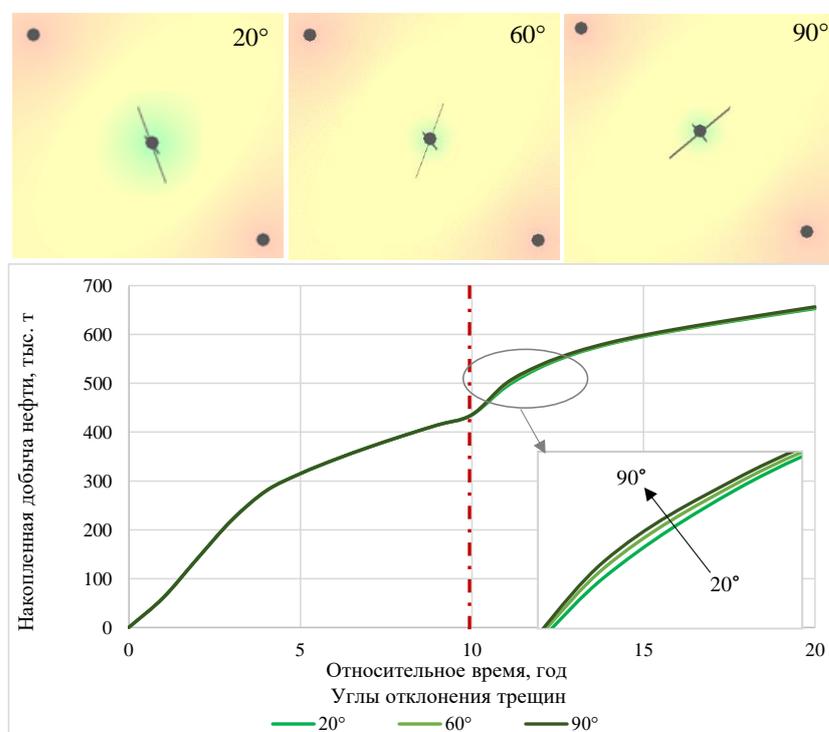


Рис. 3. Распределение накопленной добычи нефти в зависимости от угла отклонения трещин при двухэтапном ГРП. Эксплуатационная скважина

Варьируя соотношением полудлин трещин при максимальном угле раскрытия, для двухстадийного ГРП получен небольшой прирост дополнительной добычи нефти (рис. 4) при соотношении трещин 1:2 (короткая трещина вдоль направления максимального стресса к длинной трещине перпендикулярно направлению максимального стресса), в абсолютных значениях полудлина составила 55+105 м.

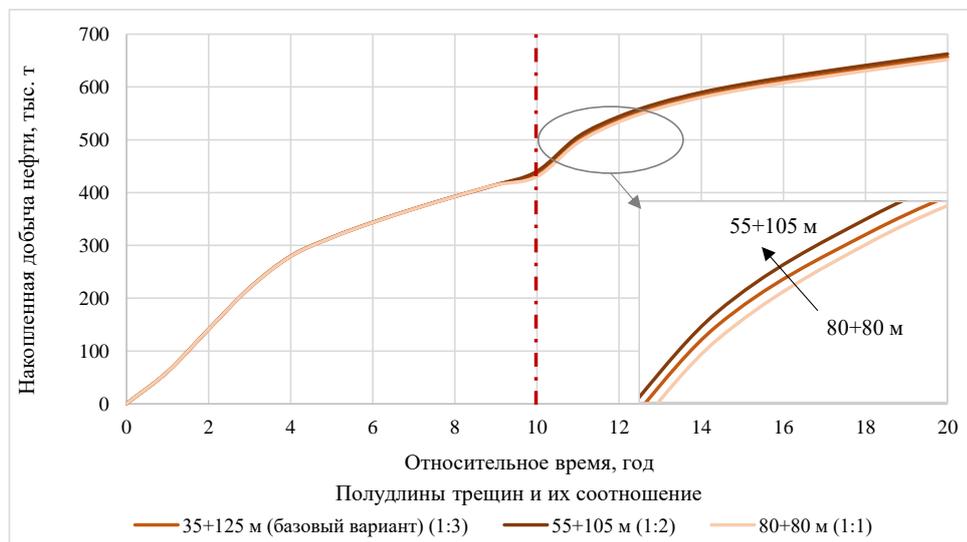


Рис. 4. Распределение накопленной добычи нефти при двухэтапном ГРП в зависимости от соотношения полудлин при максимальном отклонении трещины. Эксплуатационная скважина

Для операций трех- и четырехэтапного ГРП выполнена аналогичная последовательность в методике расчета (соблюдены граничные условия по массе проппанта в 90 т и проведена корреляция со средними значениями полудлин фактических операций). Установлено, что наибольшая добыча нефти при трех трещинах ГРП достигается в соотношении 1:1,5:2,8 или 30+45+85 м, при четырех трещинах – 1:1,6:2,2:3,0 или 25+40+55+75 м.

Выводы

В результате работы предложен концепт «эталонной» модели многостадийного ГРП. С увеличением угла раскрытия трещин ГРП, стремящихся к нормали относительно предыдущей трещины, увеличиваются накопленные показатели добычи нефти (и жидкости), в случае двухстадийного ГРП этот угол равен 90°, для трехстадийных обработок – 60°, для четырехстадийных – 45°. Для получения максимального притока нефти (и жидкости) в обозначенных условиях необходимо стремиться к соотношению полудлин трещин 1 к 2 (или 55+105 м в абсолютных значениях) (первая короткая и вторая длинная трещина), для трехстадийного ГРП соотношение составляет 1:1,5:2,8 (или 30+45+85 м), для четырехстадийного – 1:1,3:1,8:2,5 (или 30+40+55+80 м).

Литература

1. Яхина Ю.И. Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 2. С. 108–114. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.108-114>

2. *Савченко П.Д., Федров А.И., Колонских А.В.* и др. Методика выбора скважин-кандидатов для проведения повторного гидроразрыва пласта на основе эффекта переориентации трещины // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 114–117. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-114-117>
3. *Roussel N., Sharma M.* Quantifying transient effects in altered-stress reacturing of vertical wells // SPE Journal. 2010. Vol. 15, No. 3. P. 770–782. <https://doi.org/10.2118/119522-PA>
4. *Бухаров А.В., Иванова Ю.И., Шабелянский В.А., Астафьев Д.А.* Индивидуальный подход к проектированию ГРП на поздней стадии эксплуатации месторождений // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 11. С. 75–80.
5. *Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Никитин А.Н., Кардымон Д.В.* Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
6. *Сметанников О.Ю., Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В.* Численная модель развития трещины при повторном гидроразрыве пласта // Вычислительная механика сплошных сред. 2015. Т. 8, № 2. С. 208–218. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2015.8.2.18>

Фильтры для нефтяной и газовой промышленности – современные технологии

Дрозд А.С.*, Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*asd@ipng.ru

Ключевые слова: проницаемость, гироидная структура, ограничение выноса механических примесей, скважинный фильтр, полимер

В настоящее время для решения технологических вопросов нефтегазовой промышленности, например, выноса песка, применяют фильтры различных конструкций и размеров [1, 2], изготовленные из металла. В Институте проблем нефти и газа разрабатываются фильтры, обладающие теми же фильтрационными свойствами, с применением полимеров и 3D-печати. В работе представлены новые виды фильтров.

Внутрипластовый фильтр представляет собой технологию создания в призабойной зоне пласта полимерного экрана, ограничивающего вынос механических примесей в ствол скважины путем спекания полимерных гранул. Получаемая структура фильтра представлена на рис. 1.

Создание противопесочного внутрискважинного фильтра происходит по технологии закачивания суспензии гранул термопластичного полимера в пласт при помощи ЦА-320 с последующим прогревом призабойной зоны при помощи паровой промышленной установки.

Были проведены измерения проницаемости на лабораторной установке, представленной на рис. 2, полученных образцов, значение проницаемости составляет 95 Д.



Рис 1. Образец, полученный
путем спекания полимерных гранул

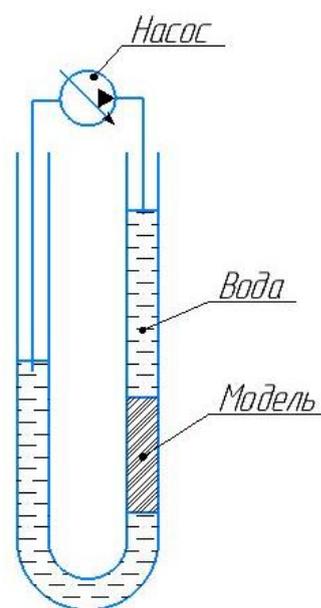


Рис. 2. Лабораторная установка для изучения
фильтрационных свойств фильтров

Второй предлагаемый фильтр – скважинный фильтр, фильтрующая поверхность которого представлена в виде трижды периодической минимальной поверхности типа «гироид» [3]. Данный фильтр изготавливается по технологии 3D-печати, образцы представлены на рис. 3.

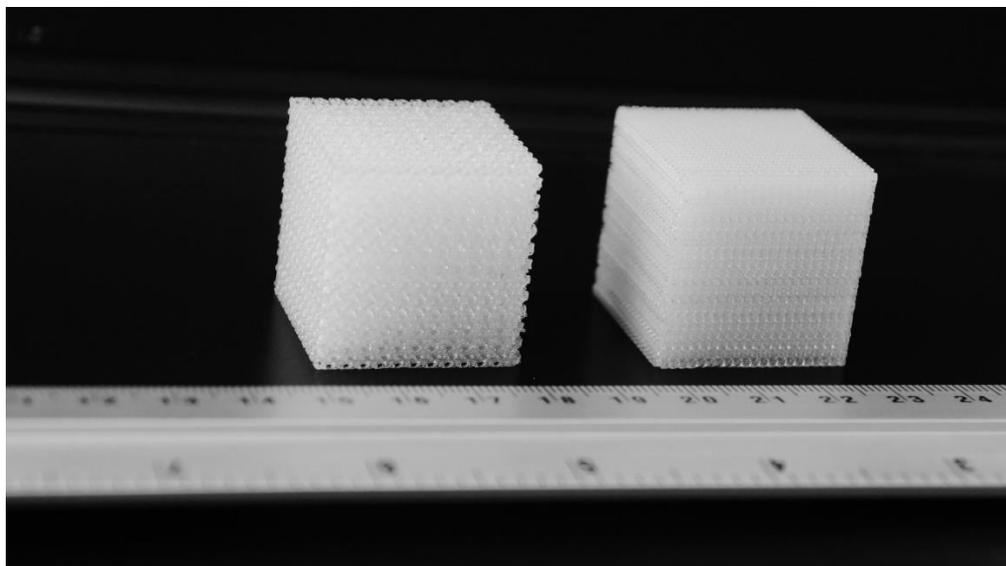


Рис. 3. Образцы гироидных структур, изготовленные по технологии 3D-печати

Стоит отметить, что технология печати позволяет получать образцы с различной проницаемостью путем регулирования пористости во время создания трехмерной модели. На лабораторной установке (рис. 4) исследованы образцы с пористостью 30, 40, 50 и 60% и получены значения проницаемости, представленные на рис. 5, по которому можно отследить достаточно высокую проницаемость полученных структур.

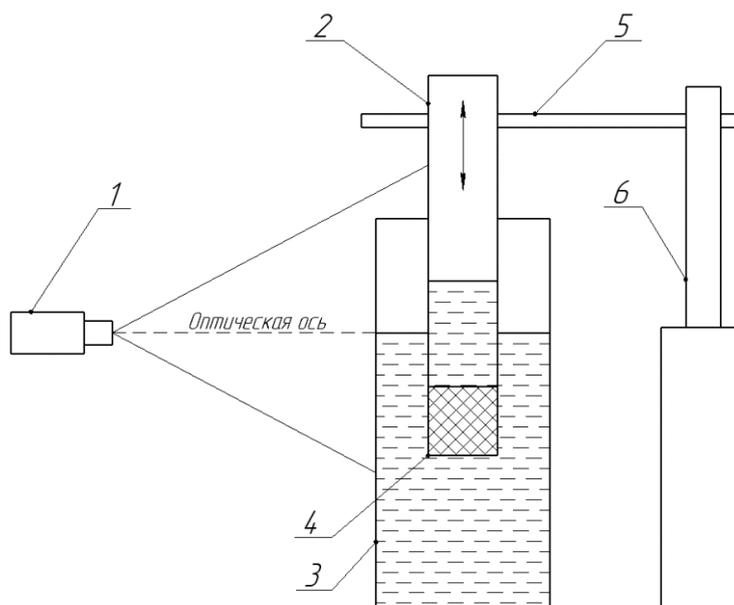


Рис. 4. Схема установки для исследования фильтрационных свойств:
1 – камера; 2 – прозрачная трубка, держатель модели; 3 – сосуд с жидкостью;
4 – модель; 5 – подвижная платформа; 6 – линейный привод

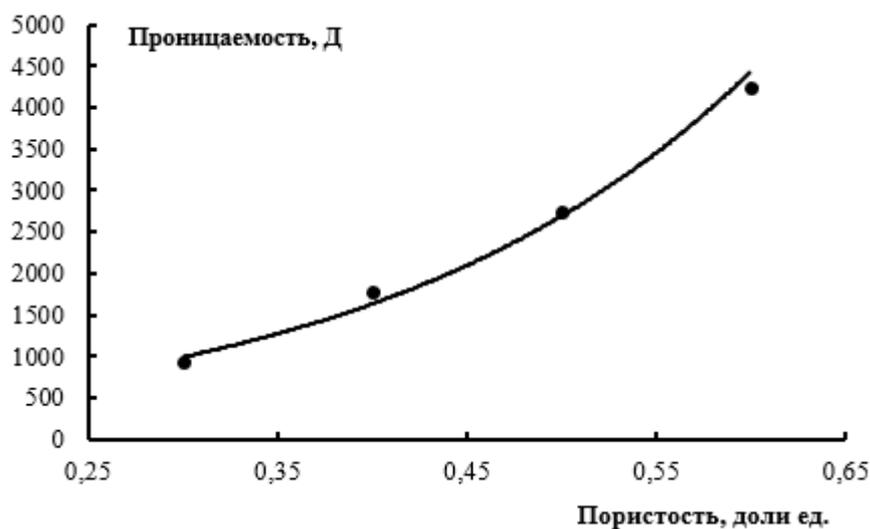


Рис. 5. Зависимость проницаемости образцов со структурой пространства «гириод» от пористости

Из представленных результатов можно сделать вывод, что полимерные фильтры можно использовать для ограничения выноса механических примесей при сохранении высокой проницаемости.

Литература

1. Штурн Л.В., Кононенко А.А., Денисов С.О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин // Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 57–61.
2. ГОСТ 32504-2013 (ISO 17824:2009). Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Фильтры противопесочные. Общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2014. 36 с.
3. Schoen A.H. Infinite periodic minimal surfaces without self-intersections: NASA Technical Note, 1970. URL: <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19700020472/downloads/19700020472.pdf> (дата обращения: 02.09.2024).

О проблемах моделирования притока к скважине в анизотропной среде с использованием прямоугольных ячеек

Жаглова А.Э.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
azhaglova@ipng.ru

Ключевые слова: численное моделирование пласта, анизотропная среда, эквивалентный радиус

При моделировании месторождения пласт представляется сеткой с блоками определенного размера, а скважина – точечным источником или стоком. Радиус Писмена (эквивалентный, эффективный радиус) – ключевое понятие в численном моделировании притока флюида к скважине. Он назван в честь Д. Писмена, который в 1978 году определил этот радиус как расстояние от оси скважины, на котором давление равно вычисленному давлению в блоке, содержащем скважину. В работе [1] Писмен вывел формулу для эквивалентного радиуса в случае, когда пласт представлен квадратной сеткой, а в работе [2] распространил свой метод на прямоугольную сетку и анизотропную среду.

Суть работы заключается в том, чтобы аналитическое решение поставленной задачи связать с численным и таким образом получить формулу для радиуса Писмена. В предыдущих работах [3, 4] были выведены уточненные формулы эквивалентного радиуса для псевдостационарного режима (pseudo-steady state flow – PSS) и для режима потока с преобладанием границ (boundary dominated flow – BD), которые оказались идентичны формуле при стационарном режиме потока (steady state flow – SS), но только при условии достаточно удаленной внешней границы. Сделанные выводы были подтверждены численно. В работе методом конечных объемов выводится конечно-разностная аппроксимация уравнения материального баланса для нестационарного течения слабосжимаемого флюида по линейному закону Дарси в анизотропной среде, а также ставится задача для нахождения радиуса Писмена при моделировании PSS-режима течения флюида к скважине на неквадратной сетке в анизотропной среде.

Рассмотрим приток к скважине с границей Γ_w в изолированной 2D области U с внешней границей Γ_e . Пусть V – объем области пласта U с границей $\partial U = \Gamma_e \cup \Gamma_w$ и толщиной h . Начально-граничная задача для нестационарного течения слабосжимаемого флюида по линейному закону Дарси имеет вид:

$$\frac{1}{\mu} \cdot \nabla \cdot K(\nabla p) = c_p m \frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{в } U, \quad (1)$$

$$\frac{\partial p}{\partial \nu} = 0 \quad \text{на } \Gamma_e, \quad \frac{1}{\mu} \cdot \int_{\Gamma_w} K \frac{\partial p}{\partial \nu} dl = -\frac{q}{h} \quad \text{на } \Gamma_w, \quad (2)$$

где c_p – коэффициент сжимаемости насыщенной пористой среды; m – пористость; K – тензор проницаемости пласта; μ – вязкость флюида; q – дебит скважины; ν – направление внешней нормали к границе.

Используя пятиточечный шаблон, представленный на рис. 1, построим конечно-разностную аппроксимацию уравнения материального баланса для нестационарного течения слабосжимаемого флюида по линейному закону Дарси в анизотропной среде с координатными осями, ориентированными по главным осям тензора проницаемости ($k_x \neq k_y$) в блоке, содержащем скважину с дебитом q . Пусть скважина находится в узле 0; p_i – давление в узле i , $i = \overline{0,4}$; $\Delta x, \Delta y, h$ – размеры нулевого сеточного блока, а также Δx – расстояние от 0-го узла до узлов 1 и 3, Δy – расстояние от 0-го узла до узлов 2 и 4, причем $\Delta x \neq \Delta y$. $V_0 = \Delta x \cdot \Delta y \cdot h$ – объем сеточного блока 0.

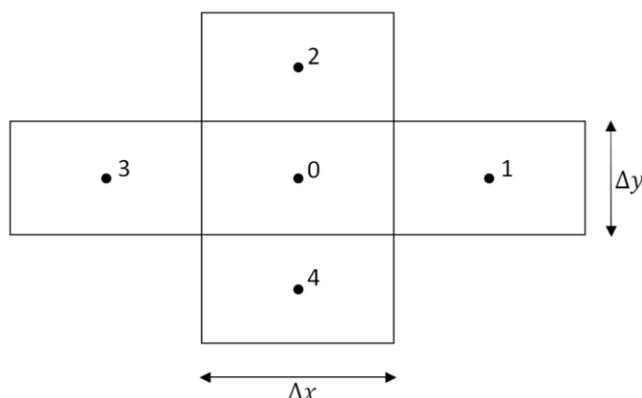


Рис. 1. Пятиточечный шаблон для аппроксимации уравнения материального баланса, где $\Delta x, \Delta y$ – размеры сеточных блоков

Численно проинтегрируем уравнение (1) методом конечных объемов:

$$\int_{V_0} \int_s^{s+\tau} \frac{1}{\mu} \cdot \nabla \cdot K(\nabla p) dt dV = \int_{V_0} \int_s^{s+\tau} c_p m \frac{\partial p}{\partial t} dt dV, \quad (3)$$

где τ – шаг по времени.

Проинтегрируем правую и левую части уравнения (1) сначала по времени, затем по объему и получим:

$$\begin{aligned} & c_p m \frac{V_0}{h} \frac{1}{\tau} \cdot [p(s + \tau) - p(s)] = \\ & = \frac{q}{h} - 2 \frac{1}{\mu} \left[k_y \frac{\Delta x}{\Delta y} (p_0(s) - p_2(s)) + k_x \frac{\Delta y}{\Delta x} (p_0(s) - p_1(s)) \right]. \end{aligned} \quad (4)$$

Уравнение (4) представляет собой конечно-разностную аппроксимацию уравнения материального баланса для нестационарного течения слабосжимаемого флюида в анизотропной среде на прямоугольной сетке.

Предположим, что течение осесимметричное и соответствует PSS-режиму для слабосжимаемого флюида, то есть изменение давления в каждой точке определяется величиной сжимаемости c_p , в частности:

$$(p_0(s + \tau) - p_0(s)) = q \cdot \frac{\tau}{m \cdot h \cdot |U| \cdot c_p}. \quad (5)$$

Подставим выражение (5) в уравнение (4):

$$\frac{q}{h} \cdot \left(\frac{V_0}{V} - 1 \right) = -2 \frac{1}{\mu} \left[k_y \frac{\Delta x}{\Delta y} (p_0(s) - p_2(s)) + k_x \frac{\Delta y}{\Delta x} (p_0(s) - p_1(s)) \right]. \quad (6)$$

При PSS-режиме решение задачи (1)-(2) можно выразить следующим образом:

$$p_{pss}(x, y, t) = w(x, y) + At, \quad (7)$$

где $A = \frac{q}{V \cdot c_p \cdot m}$, а $w(x, y)$ – решение стационарной задачи:

$$\frac{1}{\mu} \left(k_x \frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + k_y \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) = \frac{q}{V}, \quad (8)$$

$$\frac{\partial w}{\partial \nu} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad w = 0 \text{ на } \Gamma_w, \quad r = \sqrt{x^2 + y^2}, \quad (9)$$

где r_e – радиус контура питания, r_w – радиус скважины.

Чтобы привести уравнение (8) к уравнению Пуассона, сделаем замену переменных, использованную Писменом в работе [2]:

$$x' = \left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{\frac{1}{4}} x, \quad y' = \left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{\frac{1}{4}} y. \quad (10)$$

После чего задача (8)-(9) принимает вид:

$$\frac{\sqrt{k_x k_y}}{\mu} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x'^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y'^2} \right) = \frac{q}{V}, \quad (11)$$

$$\frac{\partial w}{\partial \nu} = 0 \text{ на } \Gamma_e, \quad w = 0 \text{ на } \Gamma_w, \quad r = \sqrt{\left(\frac{k_x}{k_y} \right)^{1/2} x'^2 + \left(\frac{k_y}{k_x} \right)^{1/2} y'^2}. \quad (12)$$

После замены переменных внешняя и внутренняя границы стали подобными эллипсами, что существенно затрудняет поиск аналитического решения задачи (11)–(12). В статьях [5–8] приводятся аналитические и численные решения похожих задач с эллиптическими границами, однако внутренний и внешний эллипсы являются софокусными. Применить описанные в этих работах методы к задаче (11)–(12) невозможно.

Упростим задачу, полагая среду изотропной ($k = k_x = k_y$). Тогда уравнение материального баланса (6) для функции w примет вид:

$$\frac{q}{h} \cdot \left(\frac{V_0}{V} - 1 \right) = -2 \frac{k}{\mu} \left[\frac{\Delta x}{\Delta y} (w(R_0) - w(\Delta y)) + \frac{\Delta y}{\Delta x} (w(R_0) - w(\Delta x)) \right]. \quad (13)$$

Решение задачи (8)-(9) в полярных координатах при $k_x = k_y$ подставим в уравнение (13) и, учитывая, что область притока – это кольцо, т. е. $V = \pi(r_e^2 - r_w^2)h$, выполним преобразования:

$$\frac{(\alpha \Delta x)^2}{r_e^2} - \pi \alpha \left(1 - \frac{r_w^2}{r_e^2} \right) = -\Delta x^2 \frac{\left(\frac{R_0}{\Delta x} \right)^2 - \alpha^2}{2r_e^2} - (\alpha \Delta x)^2 \frac{\left(\frac{R_0}{\Delta x} \right)^2 - 1}{2r_e^2} + (1 + \alpha^2) \ln \frac{R_0}{\Delta x} - \ln \alpha, \quad (14)$$

где $\alpha = \frac{\Delta y}{\Delta x}$.

Так как $r_e \gg \Delta x, \Delta y, r_w, R_0$, то некоторыми слагаемыми можно пренебречь, вследствие чего выражение (14) упрощается до формулы:

$$\frac{R_0}{\Delta x} = \exp \frac{\ln \alpha - \pi \alpha}{\alpha^2 + 1}. \quad (15)$$

Формула (15) представляет собой выражение для радиуса Писмена при PSS-режиме течения в случае достаточно удаленной внешней границы и совпадает с формулой для SS-режима, выведенной Писменом в статье [2]. Сделанные выводы подтверждает график, представленный на рис. 2, где для различных α и r_e было вычислено отношение $R_0/\Delta x$ по формулам (14) и (15).

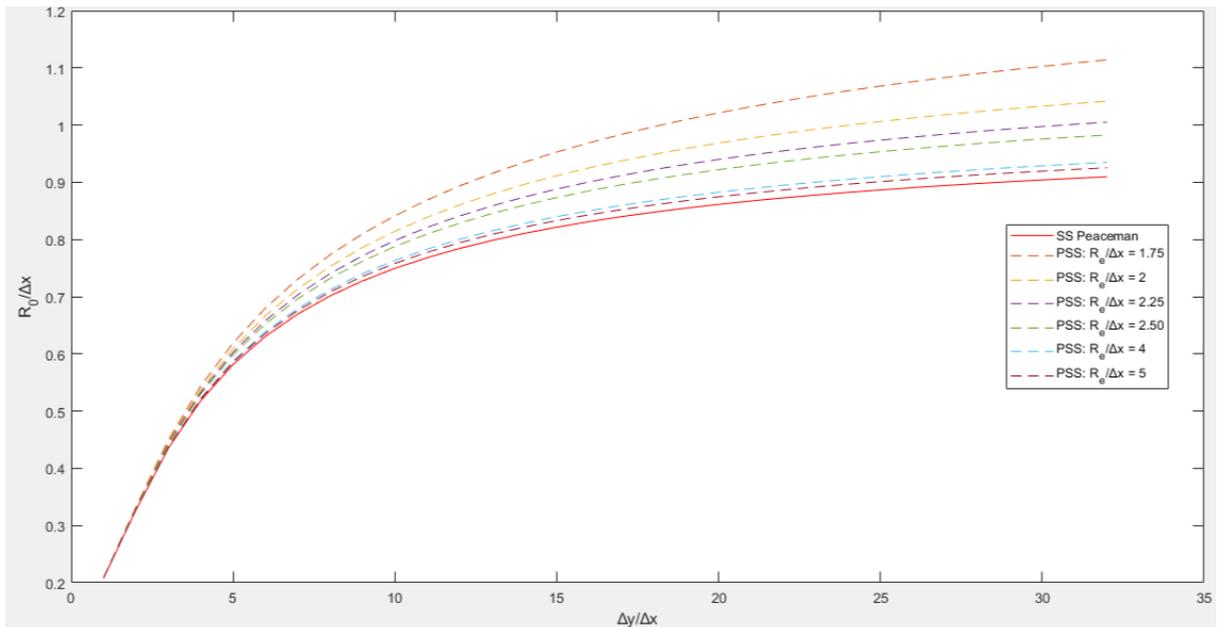


Рис. 2. Зависимость $R_0/\Delta x$ от $\Delta y/\Delta x$ для SS- и PSS-режимов течения

Литература

1. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // Society of Petroleum Engineers Journal. 1978. Vol. 18, No. 3. P. 183–194. <https://doi.org/10.2118/6893-PA>
2. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressure in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks anisotropic permeability // Society of Petroleum Engineers Journal. 1983. Vol. 9. P. 531–543. <https://doi.org/10.2118/10528-PA>
3. *Ибрагимов А.И., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* и др. Материальный баланс Эйнштейна и моделирование течения сжимаемой жидкости вблизи границы // Современная математика. Фундаментальные направления. 2023. Т. 69, № 4. С. 643–663. <https://doi.org/10.22363/2413-3639-2023-69-4-643-663>
4. *Zhaglova A.E., Ibragimov A.I., Indrupskiy I.M.* et al. Equivalent radius for well inflow calculations at different regimes in reservoir flow simulations // IOP Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2701. P. 012063. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2701/1/01206>
5. *Kucuk F., Brigham W.E.* Transient flow in elliptical systems // Society of Petroleum Engineers Journal. 1979. Vol. 19, No. 6. P. 401–410. <https://doi.org/10.2118/7488-PA>
6. *Golebiowski J., Zareba M.* The distribution of the thermal field in an elliptical electric conductor coated with insulation // Energies. 2021. Vol. 14, No. 21. P. 6880. <https://doi.org/10.3390/en14216880>
7. *Liemert A., Kienle A.* Exact solution of Poisson's equation with an elliptical boundary // Applied Mathematics and Computation. 2014. Vol. 238. P. 123–131. <https://doi.org/10.1016/j.amc.2014.04.003>
8. *Lai M.-C.* Fast direct solver for Poisson equation in a 2D elliptical domain // Numerical Methods for Partial Differential Equations. 2004. Vol. 20. P. 72–81. <https://doi.org/10.1002/num.10080>

Вовлечение в активную разработку низкопроницаемых пластов терригенного девона Ромашкинского месторождения

Зайдуллин А.Г.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
ayr.zaydullin@yandex.ru

Ключевые слова: низкопроницаемые коллекторы, гидравлический разрыв пласта, трудноизвлекаемые запасы нефти

Цель работы: формирование технологических предложений по увеличению степени извлечения нефти в залежах с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к низкопроницаемым коллекторам. Объект исследования – продуктивные отложения кыновского и пашийского горизонтов Ромашкинского месторождения.

Основные месторождения Республики Татарстан вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся закономерным снижением уровней добычи нефти, качественным изменением структуры запасов углеводородов, ростом обводненности добываемой продукции. Неравномерная выработка запасов, обусловленная различными геолого-технологическими факторами, приводит к формированию трудноизвлекаемых запасов нефти. Выявление мест локализации и распределения остаточных запасов в слабодренлируемых и застойных зонах с целью разработки эффективных технологий для их последующего доизвлечения является актуальной производственной задачей [1].

К категории остаточных запасов относят запасы нефти, оставшиеся в нефтяных пластах, разрабатываемых долгое время с применением заводнения. Основной период разработки характеризуется опережающей выработкой лучших по качеству запасов нефти, по которым выработка начальных извлекаемых запасов может достигать более 80%, по второстепенным объектам выработка не превышает 40% [2].

К категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов могут быть отнесены запасы, находящиеся в сложных геолого-физических условиях, обладающие «ухудшенными» физическими свойствами, извлечение которых связано с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами [3].

Автором в результате выполнения работы по изучению особенностей геологического строения низкопроницаемых глинистых (нетрадиционных) пластов-коллекторов получены следующие результаты:

1. Выполнена переинтерпретация геофизических исследований скважин (ГИС) более 3360 скважин Ромашкинского месторождения с учетом нового граничного значения пористости, равного 7,0%.

2. По результатам анализа лабораторных исследований керна обновили петрофизическую модель. Установлено, что сложное геологическое строение, обусловленное неоднородным литологическим и минералогическим составом, а также широким диапазоном изменения гранулометрического состава. В описаниях некоторых образцов керна встречаются аргиллиты с прослоями вермишелевыми, аргиллиты хрупкие и разрушенные, зеркала скольжения. Данное

обстоятельство во многом может предопределять структуру пустотного пространства пород-коллекторов и, соответственно, локализацию подвижных запасов нефти [4].

3. Построены трехмерные геологические модели изучаемых отложений и оценены начальные геологические запасы.

4. В качестве программы доизучения изучаемых отложений приведены номера скважин для проведения дополнительных ГИС (С/О каротаж, радиационный, газовый, ядерно-магнитный каротаж).

5. По уточненной геологической модели были актуализированы гидродинамические модели, построены карты нефтенасыщенных толщин, карты $k \cdot h / \mu$, карты толщин между подошвой коллектора D0 и кровлей D1.

6. Проведен анализ технологических показателей разработки.

7. Проведен анализ эффективности системы заводнения в низкопроницаемых глинистых пластах.

8. Выполнен прогнозный расчет на гидродинамической модели до 2052 года с целью локализации зон с невыработанными запасами, построены карты плотности подвижных запасов (начальные, текущие и с учетом выработки существующим фондом скважин до 2052 года). Выделены зоны повышенной плотности текущих пластовых запасов, даны предварительные рекомендации по проведению исследований в этих зонах. Предварительно выбраны перспективные участки и размещены перспективные горизонтальные скважины (ГС) для применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), проведен риск-рейтинг проектных скважин. Учет вариативности геомеханических свойств пород вдоль ствола скважины, согласно расчетам, не критично сказывается на показателях добычи. Увеличение расстояния между трещинами приводит к заметному ухудшению динамики добычи, рекомендуется 100 м.

9. Организация закачки для поддержания пластового давления повышает выработку запасов ГС с МГРП, однако, для каждого участка и скважины требуется адресный подход с дополнительным анализом состояния транзитного фонда скважин.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Трудноизвлекаемые и остаточные нефти эксплуатируемых крупных месторождений – мощный резерв развития ТЭР в 21 столетии (на примере супергигантского Ромашкинского месторождения) // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2015. С. 216–220.

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

3. Дополнение к проекту разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. Кн. 1 / ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. Бугульма, 2012. 494 с.

4. СТО ТН 105-2013. Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан. Альметьевск, 2013. 36 с.

Первый опыт в разработке трудноизвлекаемых запасов нефти на Салымских месторождениях

Зайцев Д.И.^{1,2*}, Еремеев Д.М.², Хакимов Д.К.², Кайгородцев Е.Б.², Еремин Н.А.^{1}**

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – ООО «СПД», РФ, 123242, г. Москва, Новинский б-р, д. 31

*dizaytsev81@gmail.com, **ermn@mail.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, многостадийный гидравлический разрыв пласта, опытно-промышленная разработка

В условиях истощения традиционных запасов углеводородов крайне актуальной задачей становится поиск и разработка глубокозалегающих трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) с низкими коллекторскими свойствами. Авторами представлены результаты работ по расчетам, проектированию и реализации опытно-промышленной разработки (ОПР) ачимовских отложений, а также геологоразведочных работ (ГРП) тюменских пластов на площади Салымских месторождений ООО «СПД». Авторами организованы работы и включены в материалы итоговые расчеты по поиску оптимальной схемы разработки ТРИЗ на ачимовских и тюменских пластах.

Данная задача была рассмотрена в работах российских и зарубежных авторов [1–6]. Изучаемое месторождение находится на территории Нефтеюганского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области в 140 км к югу-востоку от г. Ханты-Мансийска. Месторождение разрабатывается с 2004 г. Основными объектами разработки являются шельфовые пласты черкашинской свиты («традиционный коллектор»). При этом промышленная нефтеносность так же установлена в отложениях ачимовской и тюменской толщ («низкопроницаемый» коллектор) и в баженовской свите («нетрадиционный» коллектор).

Для подготовки запасов по низкопроницаемым пластам были построены концептуальная, петрофизическая, геологическая и гидродинамическая 3D-модели, на основе которых были выделены участки для проведения ОПР (рис. 1) и намечена программа разведочного бурения.

Ачимовские и тюменские отложения относятся к ТРИЗ со следующими средними геолого-геофизическими характеристиками, полученными в результате бурения и испытания ряда поисковых и эксплуатационных скважин: общая нефтенасыщенная толщина – 10–15 м, проницаемость – 0,1–0,5 мД, пористость – 0,13–0,15, нефтенасыщенность – 0,3–0,4, начальное пластовое давление – 280–380 атм, давление насыщения – 140–170 атм, газосодержание – 90–140 м³/м³, вязкость пластовой нефти – 0,4–0,7 сП.

В ходе выполнения работ были выявлены следующие геологические особенности:

- Сложность корреляции пластов и прогнозирования развития песчаных тел по сейсмике из-за высокой расчлененности, низких толщин и отсутствия контрастных границ [7].
- Невозможность уверенного прогнозирования нефтенасыщенности пласта по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) [1].
- Невозможность замерить фазовые проницаемости на керне.
- Невозможность отобрать кондиционные PVT пробы на вертикальных скважинах из-за низкой продуктивности и высокого давления насыщения.

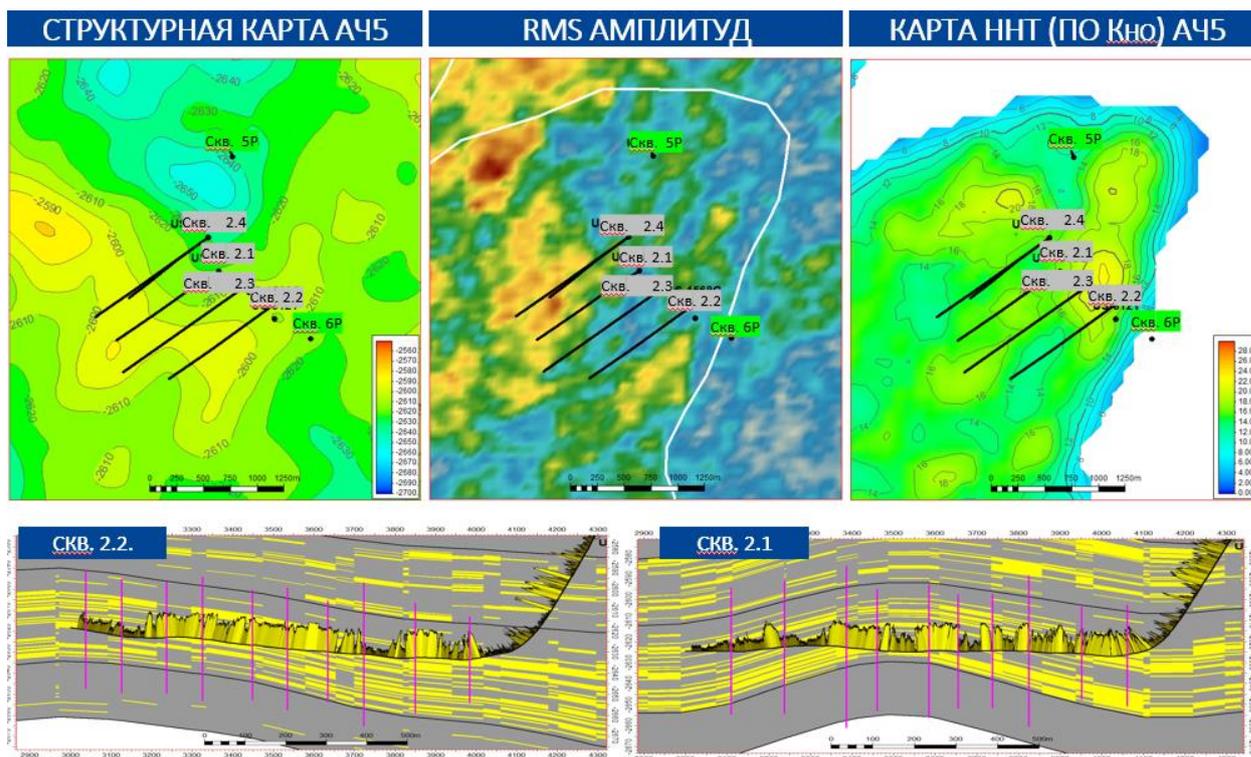


Рис. 1. Расположение ачимовского участка ОПР № 2. Проходка горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП)

Авторами совместно с техническими и экономическими специалистами проектной команды была выполнена комплексная технико-экономическая оценка ачимовских и тюменских залежей с выделением рентабельных зон для разработки и заложения программы ГРП. С целью выбора оптимальной системы разработки был проведен обзор аналогов [2] и многовариантные расчеты на 2D-моделях с последующим расчетом экономической эффективности. В ходе расчетов (рис. 2) варьировалась длина горизонтального участка 500–2500 м, расстояние между скважинами 100–600 м, расстояние между портами гидравлического разрыва пласта (ГРП) 50–150 м, тоннаж пропанта на стадию ГРП 50–200 т, ориентация скважин по азимуту (вдоль и поперек максимального стресса), режим работы на истощении и с поддержанием пластового давления (ППД). Результаты показали наибольшую привлекательность рядной системы горизонтальных скважин (ГС-ГС) с длиной горизонтальной части 1500 м, 15 стадиями ГРП, 80 т пропанта на стадию, расстояние между рядами 300 м, с поперечными трещинами на истощении и продольными с ППД.

За последние два года на ачимовских объектах были реализованы последовательно ОПР № 1, ОПР № 2 (см. рис. 1). Реализуется программа ГРП и научно-исследовательских работ (НИР) на ачимовских и тюменских площадях [4]. Для снятия неопределенностей во время ОПР были пробурены ГС различной длины от 1000 до 1500 м, протестированы МГРП от 10 до 15 стадий с различным объемом пропанта от 80 до 120 т. Параметры работы скважин приведены в табл. 1.

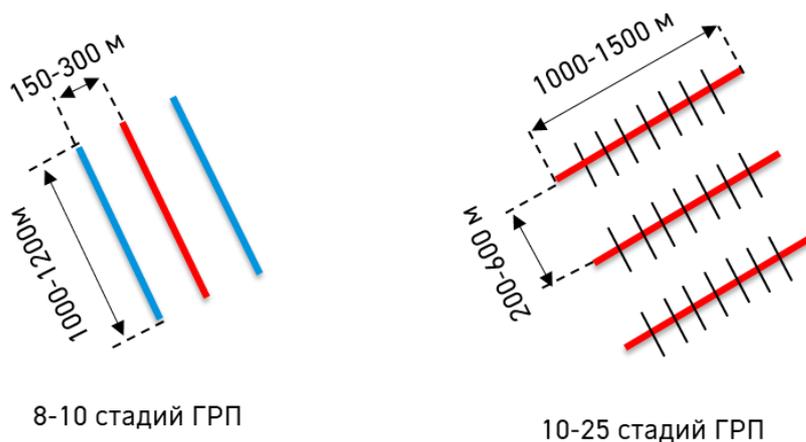


Рис. 2. Типовые схемы разработки

Таблица 1. Параметры работы скважин ОПР

ОПР	Скважина	Параметры	Запускные параметры					Текущие параметры					Накопленная добыча		Комментарии	
			Ож, м ³ /сут	Он, т/сут	Обв, %	Рзб, атм	Кпрод	Дней в работе	Ож, м ³ /сут	Он, т/сут	Обв, %	Рзб, атм	Кпрод	Жидкость, тыс т		Нефть, тыс т
1	Скв. 1.1	1300м, 13 ГРП, 80г., продольные	178	31	79	105	0.9	81	85	17	80	64	0.37	13.9	2.9	Остановлена из-за высокого ГФ
	Скв. 1.2	1400м, 14 ГРП, 80г., продольные	204	29	83	105	1.1	189	49	6	85	98	0.25	23.6	2.6	
	Скв. 1.3	1500м, 14 ГРП, 80г., поперечные	193	43	73	105	1	91	52	11	74	100	0.26	10	2.4	
	Скв. 1.4	1500м, 14 ГРП, 120г., поперечные	68	12	78	74	0.3	71	10	3	80	70	0.04	1.9	0.4	тех. проблемы со скважиной
2	Скв. 2.1	1000м, 9 ГРП, 80г., поперечные	209	109	37	130	1.27	369	32	24	5	83	0.18	28.9	18.5	
	Скв. 2.2	1000м, 10 ГРП, 80г., поперечные, ПАА	201	110	34	107	1.07	375	62	35	36	65	0.32	35.3	20.2	высокорасходный ГРП (7 м ³ /мин)

В ходе реализации программы подготовки Ачимовских запасов к полномасштабной разработке и проведения программы ГРП по Тюменским пластам удалось снять следующие неопределенности:

- Подтверждена возможность строительства ГС до 1500 м с 15 стадиями ГРП.
- Значительно снижены неопределенности по геологическим запасам по результатам бурения пилотных стволов.
- Уточнены запускные параметры и темпы падения по целевым скважинам.
- Уточнены прогнозные профили добычи нефти на адаптированной на факт ГДМ по ачимовской залежи. Авторами проведены аналитические расчеты профилей добычи и построена концептуальная ГДМ по тюменским пластам.
- Авторами проработана программа и отобраны кондиционные PVT пробы, замерен ГФ в динамике.

Сохраняющиеся неопределенности:

- Эффективность ППД (эффект ожидается через 1,5–2 года).
- Прогнозирование насыщения по ГИС.
- Оптимальный дизайн «идеальной» скважины (бурение и ГРП).
- Эффективность проводки скважин из-за сложного геологического строения.
- Уверенное прогнозирование распространения песчаных тел.

Литература

1. *Жигулина Д.И., Латышева М.В., Климов В.Ю.* и др. Важность учета неопределенностей петрофизической и геологической моделей на ранней стадии проектирования и их влияние на профиль добычи объекта // ПроГГРесс'2023: Материалы 3-й международной научно-практической конференции, Сочи, Россия, 23–25 октября 2023 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/6746.pdf> (дата обращения: 14.09.2024).
2. *Karpov V.B., Parshin N.V., Sleptsov D.I.* et al. Tight oil field development optimization based on experience of Canadian analogs // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Astana, Kazakhstan, 1–3 November 2016. Paper SPE-182572-MS. <https://doi.org/10.2118/182572-MS>
3. *Хакимов Д.К., Илюшин Д.В., Жигулина Д.И., Идрисова В.М.* Непростые горизонты – системный подход к освоению запасов ачимовской толщи // Геомодель 2024: Материалы 26-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, Россия, 9–12 сентября 2024 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/13800.pdf> (дата обращения: 14.09.2024).
4. *Илюшин Д.В., Кайгородцев Е.Б., Суней В.В.* и др. Пример реализации этапов поисково-разведочных работ на объекты ниже-среднеюрского нефтегазоносного комплекса Салымского НГР // Геомодель 2024: Материалы 26-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик Россия, 9–12 сентября 2024 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/11964.pdf> (дата обращения: 14.09.2024).
5. *Li M., Qu Z., Wang M., Ran W.* The influence of micro-heterogeneity on water injection development in low-permeability sandstone oil reservoirs // Minerals. 2023. Vol. 13, No. 12. P. 1533. <https://doi.org/10.3390/min13121533>
6. *Li S., Ma Y.Z., Yu X., Li S.* Reservoir potential of deep-water lacustrine delta-front sandstones in the Upper Triassic Yanchang Formation, Westers Ordos Basin, China 2017 // Journal of Petroleum Geology. 2016. Vol. 40, No. 1. <https://doi.org/10.1111/jpg.12666>
7. *Горбунов С.А., Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А.* Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 247 с.

Перспективный подход к термополимерному заводнению нефтяных пластов

Зубарева И.А.*, **Иванцов Н.Н.****

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

*iazubareva-tnk@tnnc.rosneft.ru, **NNIvantsov@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: полимерное заводнение, нагретый раствор полимера, слабосцементированный коллектор

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов диктует необходимость развития технологий разработки нетрадиционных коллекторов. Примером таких объектов являются геологически неоднородные залежи высоковязкой нефти (ВВН) в слабосцементированных коллекторах, эффективность разработки которых обеспечивается применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), в том числе полимерного заводнения [1]. Зачастую подбор эффективного МУН на таких залежах является нетривиальным процессом, осложненным, в частности, необходимостью ограничения приемистости нагнетательных скважин из-за геомеханических эффектов в призабойной зоне пласта [2].

Использование полимерного раствора в качестве агента закачки само по себе эффективно, так как за счет сближения подвижностей нагнетаемого и вытесняемого флюидов происходит выравнивание фронта вытеснения. Также полимерное заводнение обеспечивает больший коэффициент вытеснения ВВН [3]. В работе для одного из месторождений высоковязкой нефти Западной Сибири рассмотрены перспективы термополимерного заводнения, поскольку повышенная температура агента закачки позволяет решить ряд проблем, связанных с ограничениями по забойному давлению нагнетательных скважин:

1) Нагрев раствора полимера позволяет снизить его вязкость при закачке, что ведет к более низкой репрессии на пласт при сохранении величины приемистости. Постепенное остывание полимерного раствора и снижение его скорости продвижения в пласте приводит к повышению его кажущейся вязкости. Одновременно с этим происходит разогрев пластового флюида, что ведет к установлению более благоприятного соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз. Данные факторы обеспечивают выравнивание фронта вытеснения, повышение коэффициентов охвата и извлечения нефти.

2) Чередование закачки воды и раствора полимера позволяет увеличить приемистость нагнетательных скважин без превышения допустимых забойных давлений даже в условиях неоптимальной сетки скважин. Более частое чередование агентов закачки в начале воздействия на пласт обеспечивает быстрое повышение фазовой проницаемости вблизи нагнетательных скважин, что позволяет добиться более быстрого продвижения полимерного раствора высокой вязкости вглубь пласта.

3) Постепенное изменение концентрации нагретого раствора полимера позволяет либо повысить коэффициент извлечения нефти (в случае начала закачки с повышенных концентраций раствора), либо повысить приемистость скважин в начальный период воздействия (в случае начала закачки с пониженных концентраций). Величина и скорость изменения концентрации зависят

от свойств пласта и пластовых флюидов и подбираются таким образом, чтобы в процессе изменения концентрации закачка осуществлялась в пределах допустимого забойного давления.

В процессе численного моделирования было рассмотрено несколько сценариев заводнения. Базовой технологией принята закачка воды пластовой температуры. В расчетах температура агентов закачки применяется выше пластовой, оптимизирована по результатам лабораторных и вычислительных экспериментов для условий данного пласта. Сравнение добычи производилось через 5, 10, 15 и 20 расчетных лет. По результатам численных экспериментов вариант с чередованием закачки позволяет достичь прироста 9% и 18% в первые 5 и 10 лет, соответственно. Более детально в табл. 1 (выдержка из патента № 2822789) приведены приросты накопленной добычи нефти в сравнении с вариантом обычного заводнения.

Таблица 1. Сравнение вариантов заводнения

№	Технология	5 лет	10 лет	15 лет	20 лет
1	Чередование закачки горячей воды и нагретого раствора полимера, с увеличением концентрации от 0,01 до 0,07, с увеличением периодов чередования с 1 мес. до 3 мес.	7%	17%	24%	30%
2	Чередование закачки горячей воды и нагретого раствора полимера, со снижением концентрации от 0,1 до 0,07, с увеличением периодов чередования с 1 мес. до 3 мес.	11%	16%	24%	28%

Концентрация полимерного раствора подбирается с учетом целей разработки. Вариант, в котором реализуется постепенное увеличение периодов чередования закачки горячей воды и нагретого раствора полимера, при этом повышение концентрации раствора до целевой осуществляется постепенно с целью обеспечения максимально возможной приемистости скважин, позволяет добиться максимальной нефтеотдачи за 20 лет (+30%). Таким образом, для достижения максимального коэффициента извлечения нефти необходимо увеличивать концентрацию нагретого раствора полимера периодически до достижения целевой концентрации.

С другой стороны, вариант, где осуществляется снижение концентрации раствора при условии отсутствия значительных ограничений по приемистости скважин, показывает прирост добычи в первые годы эксплуатации (+11% за первые 5 лет), что является существенным для экономической эффективности проекта.

Эффективность применения совокупности решений для рассмотренного объекта подтверждена результатами численных и лабораторных экспериментов. В ходе лабораторных экспериментов отмечена тенденция роста коэффициента вытеснения при увеличении концентрации полимерного раствора, а также повышенная эффективность закачки нагретого полимерного раствора при сравнении с закачкой воды.

Предложенный перспективный способ термополимерного заводнения позволяет повысить коэффициент извлечения нефти, увеличить дебиты нефти, снизить скорость развития обводненности продукции и таким образом сократить объемы добываемой жидкости, что в совокупности позволяет улучшить экономические показатели проекта. На данную технологию получен патент № 2822789 (Иванцов Н.Н., Зубарева И.А., Волгин Е.Р., Торопов К.В.). Для каждого месторождения, в зависимости от геологических характеристик, свойств пластовых флюидов и существующих ограничений по режимам работы скважин, температура агентов

закачки, начальная и целевая концентрация нагретого раствора полимера, а также скорость изменения концентрации и частота чередования с закачкой горячей воды подбираются индивидуально с использованием гидродинамического моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. *Иванцов Н.Н.* Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4, № 2. С. 136–150. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-2-136-150>
2. *Зубарева И.А., Степанов А. В., Гавришь А.С.* Воспроизведение геомеханических эффектов при адаптации гидродинамической модели слабосцементированного коллектора // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2024. Т. 10, № 2(38). С. 56–68. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-56-68>
3. *Khodaverdian M.* Polymer flooding in unconsolidated-sand formations: Fracturing and geomechanical considerations // EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands, 8–11 June 2009. Paper SPE-121840-MS. <https://doi.org/10.2118/121840-MS>

Инновационный подход к определению технического состояния скважины

Ишкуллов И.М.^{1,2*}, Тахауов Д.Д.², Вафин Р.Р.², Фаттахов И.Г.², Пименов А.А.²

1 – Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», РФ, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186а

2 – Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*ishkulovim@tatneft.ru

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны, исследование, компонентный состав воды, машинное обучение

В настоящее время большинство месторождений находится на поздней стадии разработки, при этом фонд скважин осложнен высоким процентом добываемой воды и техническими нарушениями [1]. В связи с этим достаточно остро стоит проблема оперативного определения скважин, работающих с нарушениями, и путей их устранения. Наиболее популярным на сегодняшний день методом по определению технического состояния колонны скважины является геофизическое исследование [2–6].

На рис. 1 представлено распределение проведенных исследований герметичности эксплуатационной колонны по площадям месторождения N за период с 2000 по 2022 гг. на основе 23715 исследований.

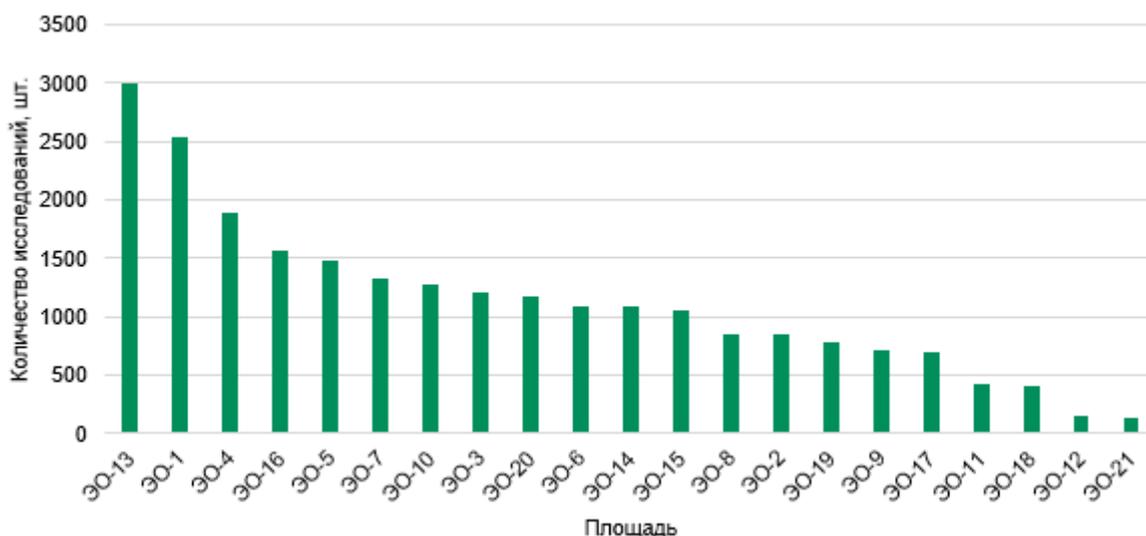


Рис. 1. Распределение проведенных исследований герметичности эксплуатационной колонны по площадям

Максимальное количество исследований приходится на наиболее крупные площади месторождения N: ЭО-13, ЭО-1 и ЭО-4. Наименьшее количество исследований приходится

на ЭО-18, ЭО-12 и ЭО-21. В среднем по площадям в период с 2000 по 2022 гг было проведено 1129 исследований.

Далее рассмотрим эффективность проведенных исследований по площадям месторождения N (рис. 2). Эффективность определения негерметичности эксплуатационной колонны определяется как отношение количества исследований, при которых было получено заключение о негерметичности скважины, к общему количеству проведенных исследований.

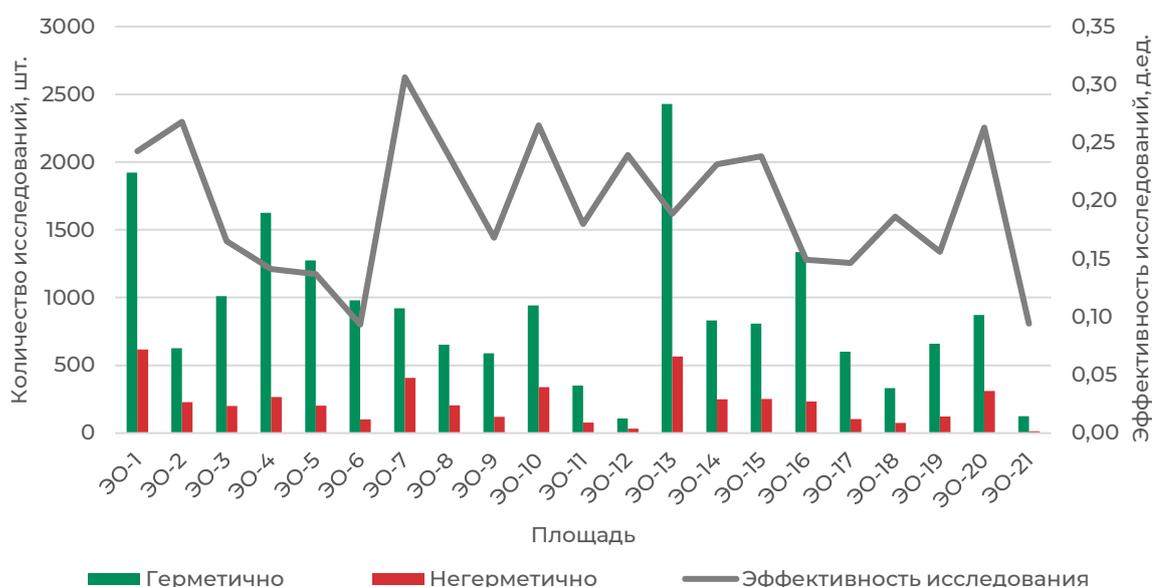


Рис. 2. Эффективность проведенных исследований по площадям месторождения N

Среднее значение эффективности проведенных исследований по определению негерметичности эксплуатационной колонны составляет 0,195. Наилучшая эффективность исследований отмечается по ЭО-7, ЭО-2 и ЭО-10 со значениями 0,31, 0,27 и 0,26, соответственно. Наименьшая эффективность отмечается по ЭО-4, ЭО-5, ЭО-21 и ЭО-6 со значениями 0,14, 0,14, 0,09 и 0,09, соответственно.

По приведенной выше статистике можно сделать вывод о необходимости разработки нового метода определения негерметичности эксплуатационной колонны скважины для повышения доли подтверждающих исследований.

Для полноценного проведения работ с целью поэтапного решения задач первоначально проведен анализ причин возникновения негерметичности. Авторами выделены три основные группы причин: качество цементирования, износ металла и коррозия металла. Основными последствиями негерметичности являются увеличение процента обводненности, загрязнение окружающей среды, непроизводительная закачка, а также снижение целевых экономических показателей [7–10].

Впервые разработана система, которая по оценке более 20 входящих параметров предсказывает наличие негерметичности скважины. Для решения данной задачи сформирован пул необходимых промысловых данных, которые затем были обработаны и заложены в модель для обучения. В процессе обучения опробованы несколько алгоритмов машинного обучения, такие как дерево решений, случайный лес, CatBoost, LGBM и др. По итогам обучения

и тестирования наилучшие результаты по параметру F1-меры показал градиентный бустинг LGBMClassifier, величина которого составила 0,764.

На рис. 3 показан график со степенью важности признаков на результат предсказания модели в виде горизонтальной гистограммы. Признаки расположены по убыванию важности. Длина горизонтальной линии признака пропорциональна суммарной важности этого признака. Чем длиннее горизонтальная линия, тем больший вклад этот признак вносит в предсказания модели.

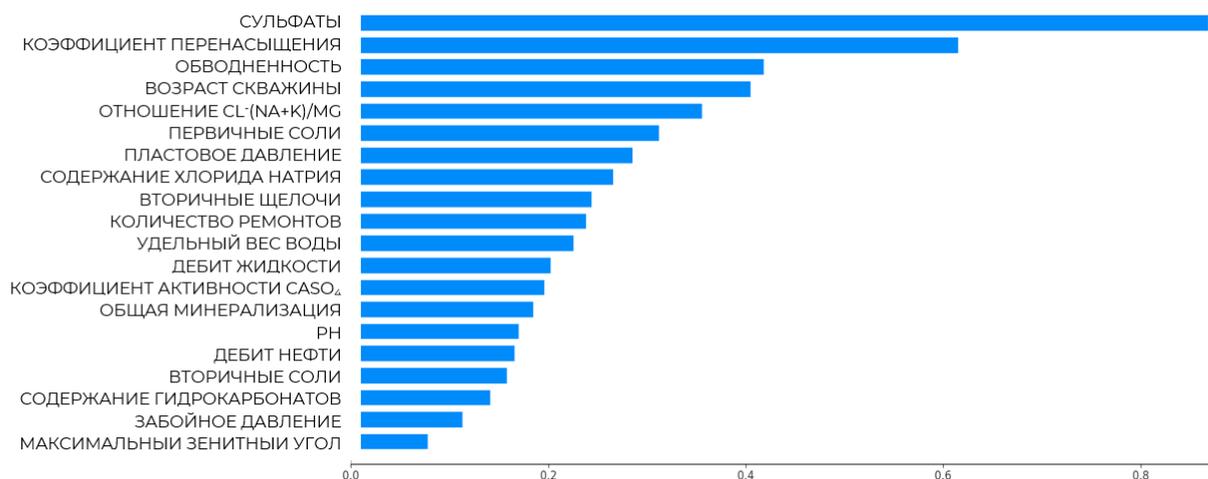


Рис. 3. Степень важности признаков на результат предсказания модели

По графику, представленному на рис. 3, можно заметить, что наибольшее влияние на возникновение негерметичности по модели LightGBM оказывают следующие признаки: содержание сульфатов, коэффициент перенасыщения, обводненность продукции, возраст скважины на момент исследования, а также гидрохимический коэффициент Cl-(Na+K)/Mg.

В заключение стоит отметить, что авторами проведен анализ разработанной методики определения негерметичности эксплуатационной колонны на примере скважин месторождения N. В результате исследования выявлены ключевые признаки, оказывающие значительное влияние на вероятность негерметичности эксплуатационных колонн, а также предложен оптимизированный набор признаков для повышения точности предсказаний. Предложенная методика имеет значительный потенциал для применения в реальных условиях эксплуатации нефтяных месторождений. Применение данной методики позволит оперативно выявлять и устранять негерметичности эксплуатационных колонн, что, в свою очередь, способствует повышению эффективности эксплуатации скважин, снижению экологических рисков и улучшению экономических показателей.

Литература

1. Хузина Л.Б., Фаттахов И.Г., Хузин Р.Р. и др. К вопросу о негерметичностях эксплуатационных колонн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 4. С. 35–38. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-4\(364\)-35-38](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-4(364)-35-38)

2. Назаров В.Ф., Мухутдинов В.К. Контроль герметичности обсадной колонны и НКТ в нагнетательных скважинах по измерениям комплексной аппаратурой // Инновационная наука. 2015. № 12. С. 107–112.

3. Хамзин Л.Г., Вахитова Г.Р. Выявление источников обводнения ачимовских отложений нефтяного месторождения // Булатовские чтения. 2017. № 2. С. 289–291.

4. Асланян А.М., Волков М.В., Сорока С.В. и др. Выявление негерметичности муфтовых соединений насосно-компрессорных труб, обсадных и технических колонн для скважин подземного хранилища газа в соляных кавернах методом спектральной шумометрии // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 3. Ч. 1. С. 186–190. <https://doi.org/10.18599/grs.18.3.7>

5. Канафин И.В., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я. и др. Изучение формирования тепловой метки в стволе скважины при индукционном нагреве колонны для оценки дебита межпластовых перетоков // Булатовские чтения. 2017. № 1. С. 70–72.

6. Давлетишин Ф.Ф., Рамазанов А.Ш., Акчурун Р.З. и др. Исследование теплового поля в скважине при заколонном движении жидкости в процессе индукционного воздействия // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 3. С. 153–164. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/3/3896>

7. Аникеев Д.П., Закиров С.Н., Аникеева Э.С. и др. Негерметичность скважин – глобальная проблема, а не локальная // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 4(27). С. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art15>

8. Агадулин И.И., Игнатьев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 4. С. 82–90. URL: <https://ogbus.ru/article/view/ekologicheskie-aspekty-negermetichnosti-zakolonno-go-prostranst> (дата обращения: 24.07.2023).

9. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. и др. Экологические вопросы контроля за эксплуатацией скважин подземных хранилищ газа // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2015. Т. 17, № 5. С. 256–262.

10. Дзюбло А.Д., Рубан Г.Н. Надежная диагностика и ликвидация заколонных перетоков как залог экологической безопасности при разработке нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4(23). С. 56. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art56>

Гидро-геомеханическое моделирование закачки CO₂ в водонасыщенный коллектор с тектоническим разломом

**Канин Е.А.^{1*}, Гарагаш И.А.^{1,2}, Боронин С.А.¹, Жигульский С.В.³, Пенигин А.В.³,
Осипцов А.А.¹**

1 – Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), РФ, 121205, г. Москва, территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1

2 – Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1

3 – Газпромнефть НТЦ, РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д
*e.kanin@skoltech.ru

Ключевые слова: подземное хранение CO₂, гидро-геомеханическое моделирование, активация тектонического разлома, утечки CO₂, включение Эшелби

Углекислый газ (CO₂) является одним из основных парниковых газов, присутствующих в атмосфере Земли. Значительную долю выбросов CO₂ обуславливает сжигание ископаемого топлива, что ведет к увеличению его концентрации в атмосфере и усилению парникового эффекта. Существенное уменьшение концентрации CO₂ в атмосфере может быть достигнуто путем применения CCUS технологий [1], включающих улавливание CO₂ у крупных источников, его транспортировку в сжиженном виде до мест захоронения и закачку в сверхкритическом состоянии в глубокозалегающие природные резервуары, водоносные горизонты и истощенные нефтегазоносные пласты, имеющие низкопроницаемую покрывку [2].

Оценка геомеханических эффектов, приводящих к неблагоприятным явлениям, является важной задачей при планировании работ по закачке CO₂ в коллектор для обеспечения безопасного длительного хранения. В работе анализируется риск активации магистральной трещины в ядре тектонического разлома, пересекающего зону размещения CO₂. Увеличение порового давления в резервуаре в процессе закачки способствует активации трещины, приводя к относительному смещению ее берегов и раскрытию на шероховатостях [3]. В результате тектонический разлом становится проводящим каналом, вдоль которого CO₂ и поровая жидкость утекают из целевого коллектора, вызывая загрязнение пресноводных горизонтов, расположенных выше зоны закачки.

Анализ геомеханических рисков может быть выполнен путем применения сопряженного гидро-геомеханического моделирования, позволяющего определить благоприятные режимы закачки CO₂, при которых не реализуются нежелательные геомеханические явления. Задача о размещении CO₂ в природном резервуаре включает в себя моделирование многофазного неизоэнтальпического течения и сопутствующего изменения напряженно-деформированного состояния резервуара.

В работе реализовано сопряжение гидродинамического симулятора MUFITS [4] и механического симулятора PyLith [5]. Основным предназначением сопряженной модели MUFITS-PyLith является оценка геомеханических рисков, реализующихся при размещении CO₂ в водонасыщенном коллекторе с тектоническим разломом.

В основе сопряжения лежит явная последовательная схема [6]. На временном интервале MUFITS решает динамическую задачу многофазной неизотермической фильтрации в резервуаре при заданных распределениях пористости и проницаемости. Результатом моделирования являются поля давления, температуры и плотности флюидонасыщенной горной породы. Затем гидродинамический симулятор ставится на паузу и вышеперечисленные распределения передаются в механический симулятор. PyLith решает статическую задачу об определении состояния механического равновесия флюидонасыщенного нагретого резервуара в терминах тензоров напряжений, деформаций и вектора перемещений.

Обновление распределений пористости ϕ и проницаемости k происходит согласно соотношениям: $\phi = 1 - (1 - \phi_0) \exp(-\varepsilon_v)$, $k = k_0(\phi/\phi_0)^n$, где ε_v – объемная деформация, ϕ_0, k_0 – начальные значения пористости и проницаемости.

Особое внимание уделяется ядру тектонического разлома, которое содержит магистральную трещину. Активация сегмента трещины происходит, когда касательное усилие на поверхности трещины превышает силу трения. Вследствие активации берега трещины смещаются друг относительно друга и трещина раскрывается на шероховатостях. Активированный сегмент магистральной трещины характеризуется раскрытием w_f и проницаемостью $k_f = w_f^2/12$. Проницаемость ячейки гидродинамической модели, характеризующей ядро разлома и содержащей активированный сегмент магистральной трещины, в направлении вдоль плоскости разлома обновляется согласно соотношению: $k_{||} = k(1 - l) + k_f l$, где k – проницаемость вмещающей породы, $l = w_f/h$, h – толщина ячейки ядра разлома.

В работе предложена новая аналитическая модель сегмента магистральной трещины, позволяющая определить эволюцию ее раскрытия после активации. В рамках модели сегмент трещины аппроксимируется узким эллиптическим включением с большой полуосью a , малой полуосью b , заполненным упругопластическим материалом с модулем сдвига G , более мягким по сравнению со вмещающей породой. Взаимодействие берегов магистральной трещины контролируется силой трения в соответствии с критерием Кулона–Мора. Активация сегмента происходит, когда касательное усилие τ достигает критического значения $\tau_u = c - \sigma'_n \cdot f_u$, где c – сцепление, σ'_n – эффективное нормальное напряжение, f_u – коэффициент трения покоя. Таким образом, начальное состояние включения характеризуется напряжением сдвига τ_u и сдвиговой деформацией $\gamma_u = \tau_u/G$.

В предлагаемой модели относительное движение берегов магистральной трещины после активации описывается неустойчивым деформированием включения. В данном процессе система переходит между состояниями равновесия трения покоя и трения скольжения по линии Эшелби [7]. В модели учитываются силы вязкого трения, возникающие при движении берегов магистральной трещины, путем введения вязкости материала включения η . В случае нулевой вязкости происходит мгновенный переход между состояниями равновесия.

Сдвиговая деформация во включении описывается дифференциальным уравнением, решение которого находится аналитически на временном интервале в предположении постоянного значения эффективного нормального напряжения. Деформирование включения прекращается, когда достигается состояние равновесия трения скольжения, характеризующееся касательным усилием $\tau_d = -\sigma'_n \cdot f_d$, где f_d – коэффициент трения скольжения. Раскрытие

активированного сегмента магистральной трещины определяется из соотношения: $w_f = (\gamma - \gamma_u) \cdot 2b \cdot \Lambda$, где Λ – коэффициент дилатансии материала включения.

Обновленные распределения пористости и проницаемости горной породы, соответствующие текущим полям давления, температуры и состоянию тектонического разлома, передаются в MUFITS, где продолжается гидродинамический расчет для следующего временного интервала, в течение которого пористость и проницаемость считаются постоянными.

В работе выполнено моделирование закачки CO_2 в целевой аквифер многослойного двумерного резервуара. На рис. 1 представлена геометрия резервуара и граничные условия в гидродинамической и механической моделях. Аквифер расположен на глубине 2 км и имеет проницаемость 100 мД. Закачка CO_2 проводится с постоянным забойным давлением 300 бар в течение 30 лет. Резервуар содержит тектонический разлом с проницаемостью в ядре 10^{-3} мД.

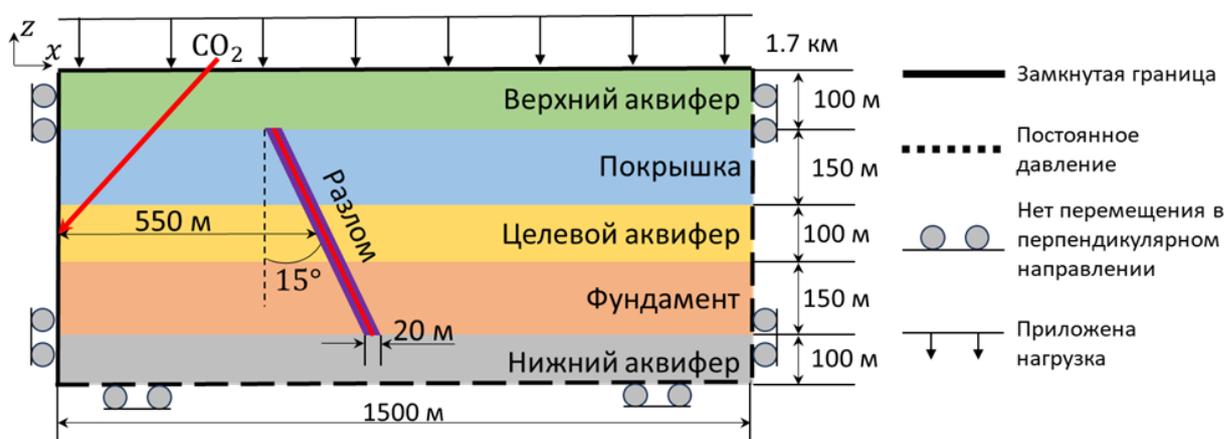


Рис. 1. Модель многослойного резервуара с разломом

Для анализа поведения магистральной трещины в ядре тектонического разлома при закачке CO_2 выполнено сопоставление случая динамического перехода между состояниями равновесия трения покоя и трения скольжения активированных сегментов магистральной трещины со случаем мгновенного перехода (нулевая вязкость материала включения). Масса закачанного CO_2 выше в случае мгновенного перехода, чем в случае динамического. Данный результат можно объяснить постепенным раскрытием активированных сегментов магистральной трещины при динамическом переходе, приводящем к меньшей раскрытости трещины на интервале глубин, соответствующем целевому аквиферу и покрышке, на протяжении всего периода закачки. На рис. 2 представлены распределения газонасыщенности в сопоставляемых случаях по прошествии 30 лет закачки CO_2 . Масса утечек CO_2 вдоль зоны разлома в верхний аквифер ниже, когда при моделировании эволюции раскрытия магистральной трещины учитываются вязкостные силы.

Разработанная модель сегмента магистральной трещины включает в себя три параметра: размеры полуосей эллиптического включения, используемого для аппроксимации сегментов магистральной трещины, и коэффициент вязкости материала включения. Рассматривая случай динамического перехода между состояниями равновесия, было выполнено параметрическое исследование, которое показало, что увеличение объема включения и уменьшение вязкости

материала включения способствуют увеличению массы закачанного CO_2 , раскрытия магистральной трещины в процессе закачки и, как следствие, массы утечек CO_2 из целевого слоя.

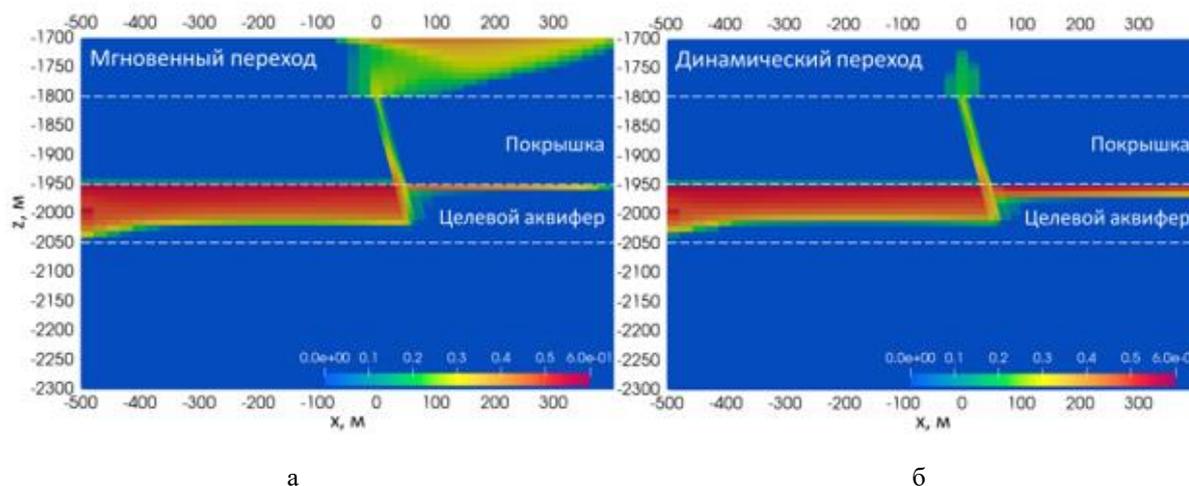


Рис. 2. Распределения газонасыщенности после 30 лет закачки CO_2

для случая мгновенного (а) и динамического (б) перехода между состояниями равновесия трения покоя и трения скольжения активированных сегментов магистральной трещины

Литература

1. *Kazemifar F.* A review of technologies for carbon capture, sequestration, and utilization: Cost, capacity, and technology readiness // *Greenhouse Gases: Science and Technology*. 2022. Vol. 12. No. 1. P. 200–230. <https://doi.org/10.1002/ghg.2131>
2. *Bickle M.J.* Geological carbon storage // *Nature Geoscience*. 2009. Vol. 2, No. 12. P. 815–818. <https://doi.org/10.1038/ngeo687>
3. *Streit J.E., Hillis R.R.* Estimating fault stability and sustainable fluid pressures for underground storage of CO_2 in porous rock // *Energy*. 2004. Vol. 29, No. 9–10. P. 1445–1456. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.078>
4. Гидродинамический симулятор MUFITS. URL: http://mufits.org/index_rus.html (дата обращения: 19.09.2024).
5. *Aagaard B.T., Knepley M.G., Williams C.A.* A domain decomposition approach to implementing fault slip in finite-element models of quasi-static and dynamic crustal deformation // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2013. Vol. 118, No. 6. P. 3059–3079. <https://doi.org/10.1002/jgrb.50217>
6. *Rutqvist J., Wu Y.-S., Tsang C.-F., Bodvarsson G.* A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2002. Vol. 39, No. 4. P. 429–442. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(02\)00022-9](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(02)00022-9)
7. *Rudnicki J.W.* The inception of faulting in a rock mass with a weakened zone // *Journal of Geophysical Research*. 1977. Vol. 82, No. 5. P. 844–854. <https://doi.org/10.1029/JB082i005p00844>

Применение модуля подбора PVT-свойств для моделирования нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири

Корнев А.И.*, **Максимова Ю.А.****, **Коровкин М.В.*****

Томский политехнический университет, РФ, 634050, г. Томск, пр-т Ленина, д. 30

*alexkorn99@inbox.ru, **yam3@tpu.ru, ***mvk@tpu.ru

Ключевые слова: модель PVT, разработка, моделирование

Актуальность работы обусловлена важностью повышения качества моделирования и мониторинга объектов разработки нефтегазовых пластов, имеющих сложное геологическое строение. В частности, важную роль играют геолого-физические и физико-гидродинамические характеристики продуктивных толщ, которые рассчитываются в специальных программных продуктах. В них создаются геологические и гидродинамические модели пластов. Одним из блоков параметров, которые обязательно входят в исходные данные расчета, является блок PVT-свойств пластового флюида (давление-объем-температура), где необходимы точные результаты определения газосодержания, объемного коэффициента нефти и плотности газа, выделяющегося из нефти.

Однако надежность исходных PVT-свойств флюидов уменьшается вследствие отсутствия или превышения погрешности фактических данных о продукции скважины, получаемых из геофизических, геохимических, сейсморазведочных и лабораторных исследований. Достоверность этих параметров кардинально влияет на подсчет запасов углеводородов, оценку коэффициента извлечения нефти (КИН) и проектирование разработки залежей. Существуют основные методики и программные продукты для создания PVT-модели нефти, которые основываются на методике материального баланса, для легкой нефти, газоконденсата, околокритической пластовой системы данную методику нельзя использовать по причине превышения погрешности расчета более 5%. Такая же ситуация с оценкой объемного коэффициента пластовой нефти методом Стэндинга. Соответственно, для более точных и достоверных данных для каждого месторождения необходимо разрабатывать индивидуальную методику оценки объемного коэффициента и PVT-модель, а в случае нетипичного (сложного) флюида – сложную композиционную модель. Данная проблема рассмотрена в работах [1–2], где предлагаются примеры практического применения специальных программных модулей для моделирования и адаптации PVT-свойств углеводородов на основу композиционных моделей, которые протестированы на нефтегазовых и газоконденсатных месторождениях.

В работе предлагается модуль подбора PVT-свойств, включенный в инструмент блочно-факторного анализа (БФА) рассматриваемого объекта разработки, целью которого является повышение качества анализа входных данных и улучшение адаптации PVT моделей, приближая их к реальным фактическим условиям. Подбор данных PVT-свойств с последующим моделированием производится с помощью алгоритма оптимизации удельной плотности газа методом половинного деления. При оценке значения газового фактора по критерию «больше $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ » или «меньше или равно $400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ » расчет PVT производится по корреляции Стэндинга или Маккейна соответственно. В дальнейшем идут расчеты начальных параметров:

псевдокритические параметры давления и температуры, объемные коэффициенты воды и нефти, вязкости и т. д. Затем подбираем параметры псевдоприведенного давления и температуры, пересчетного коэффициента газа, вязкости газа, Z-фактора, вязкости дегазированной и насыщенной нефти. В случае расчета по корреляции Маккейна дополнительно сравниваются значения пластового давления и давления насыщения. Если давление насыщения больше пластового, то вычисляется вязкость ненасыщенной нефти, а в противном случае – рассчитывается вязкость насыщенной нефти. По корреляции Стендинга необходимо определить степень наличия газосодержания, так как в случае низкого или высокого газосодержания отличается способ расчета давления насыщения нефти. Затем производится подсчет калибровочного давления насыщения, объемного коэффициента и подсчет основных параметров PVT-свойств, которые оцениваются на корректность подбора, т. е. насколько сильно идет отклонение расчета от начальных фактических данных. В случае если погрешность больше 5%, производится повторная итерация (до 25 раз). При достижении успешного подбора PVT-свойств используем их для моделирования. В противном случае, когда повторные итерации не дали успехов, для модели PVT используются данные из проектно-технических документов (ПТД).

Краткая схема алгоритма модуля подбора PVT-свойств пластового флюида представлена на рис. 1.



Рис. 1. Схема модуля подбора PVT-свойств

Для проверки работы модуля в основу были взяты параметры по одному продуктивному пласту нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири. На входе в модуль были использованы промысловые данные по скважинам и геофизические исследования.

В ходе проведения процедуры модуля подбора PVT-свойств и дальнейшего моделирования PVT в программе Schlumberger PVTi получены результаты построения моделей, представленные на рис. 2 и в табл. 1.

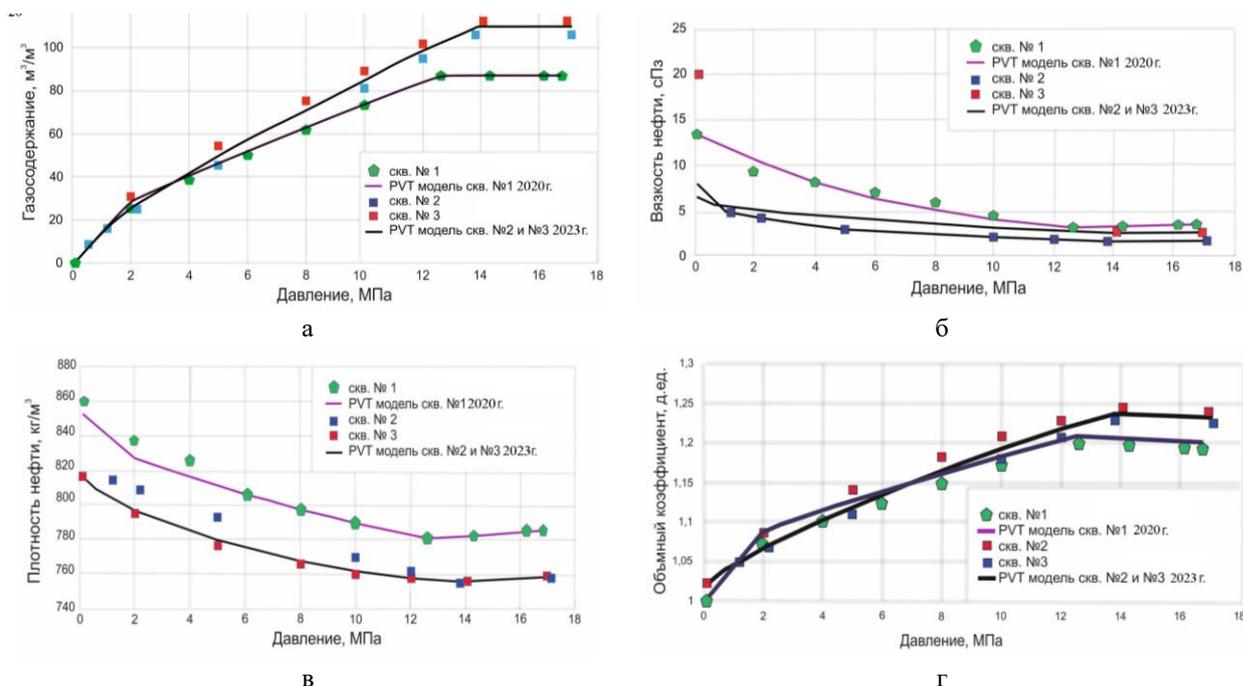


Рис. 2. Результаты построения PVT-модели – зависимости от давления:
а – газосодержания; б – вязкости; в – плотности; г – объемного коэффициента

Таблица 1. Обобщенные результаты подбора PVT-свойств

Параметры	Ед. изм	Расчет по модели	Фактические данные	Погрешность, %
Пластовое давление	МПа	10	10,1	1,43
Пластовая температура	°С	26,6	26,2	1,96
Давление насыщения	МПа	11,77	11,9	2,44
Газосодержание	м³/м³	62,7	62,5	0,46
	м³/т	63,9	64,4	0,97
Объемный коэффициент	доли ед.	1,123	1,143	2,54
Плотность пластовой нефти	кг/м³	804,9	807,5	2,05
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	7,87	7,81	4,87

Выводы

Показаны результаты построения PVT-модели по одному пласту нефтегазоконденсатного месторождения на основе подбора параметров PVT, которые были рассчитаны с помощью модуля и показали погрешность вычисления менее 5%, что подтверждает корректность расчета в сравнении с фактическими данными. Данный модуль рассчитывал все этапы на основании скриптов, написанных в Python, и в программном продукте VBA Excel.

Литература

1. Кокымбаева Г.Ж., Ермеков Э.В., Досниязов Р.У. Моделирование PVT свойств в пределах блока Тайсоган на примере месторождений Узз, Узз Восточный, Узз Северный // Engineering Journal of Satbayev University. 2022. Т. 144, № 3. С. 41–49. <https://doi.org/10.51301/ejsu.2022.i3.07>
2. Юценко Т.С., Брусиловский А.И. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 56–60.

Оптимизированное импульсное устройство для очистки коллектора в зоне перфорации

Ли Баочэн*, Крауиньш П.Я.**

Томский политехнический университет, РФ, 634050, г. Томск, пр-т Ленина, д. 30

*libc9408@gmail.com, **peterkrau@tpu.ru

Ключевые слова: импульс, очистка нефтяных скважин, источник, вибрационная волна

Актуальность работы обусловлена необходимостью восстановления притока нефти в скважине при эксплуатации в режиме накопления. Снижение производительности из-за отложения примесей непосредственно вблизи зоны перфорации общеизвестно и является распространенной проблемой. Традиционные методы, основанные на высокотемпературных химикатах для очистки, иногда неэффективны и представляют опасность, включая пожар или взрыв [1–3]. В ряде случаев малоэффективными является также кислотная обработка, когда продукты реакции и связываются с породой коллектора, и не выносятся в скважину. Опробованы также различные методы и устройства механического низкочастотного волнового воздействия на пласт, либо воздействия высокочастотными устройствами, устанавливаемыми непосредственно в зоне перфорации с внешним подводом энергии. В практике применяются ряд различных устройств источников импульсного воздействия на пласт в зоне перфорации [4–9]. Цель исследования инновационного устройства – определение рациональных параметров устройства импульсного источника, обеспечивающего высокий пространственный градиент давления вдоль оси скважины и в околоскважинной зоне пласта.

Конструкция и принцип работы устройства показаны на рис.1 – фрагмент источника с рабочими окнами и затвором. Экспериментальный образец этого источника создан в Томском политехническом университете в 2000–2009 гг. и испытан на месторождениях Томской области на многих малодобитных скважинах с положительным эффектом – увеличением дебита скважин в среднем на 10–15%. Эффект воздействия сохранялся около 3–4 месяцев.

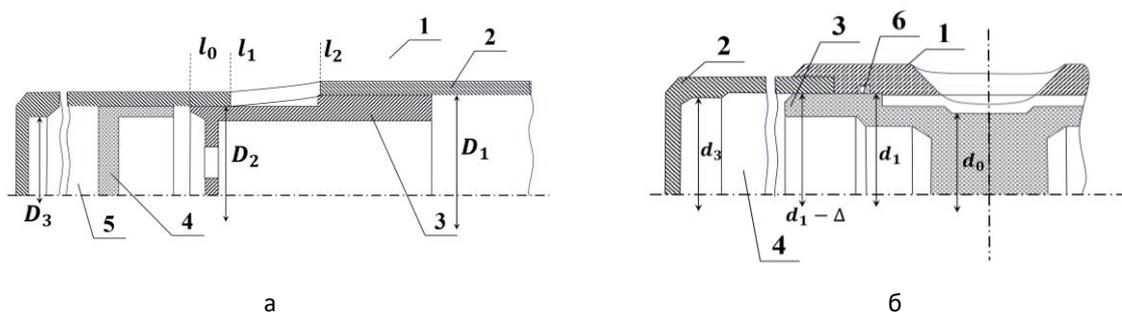


Рис. 1. Конструктивные схемы источников:
а – первоначальная; б – усовершенствованная

Первоначально резервуар заполнен газом атмосферного давления, а активный затвор закрывает окна. Источник устанавливают в скважине непосредственно в зоне перфорации (справа от скважины находится устье). Источник спускается в скважину по насосно-компрессорным трубам

на каротажном кабеле и запускается в работу посредством повышения давления в затрубном пространстве. В корпусе (1) (рис. 1а) выполнены окна и точные расточки с диаметрами d_1 и d_2 . Затвор (3) имеет необходимую длину бурта с диаметром d_1 и надежно перекрывает окна в корпусе, борт затвора диаметром d_2 также герметичен и не пропускает жидкость. Сам затвор имеет замок (не показано), который автоматически открывается при достижении заданного давления в скважине. После затвора со стороны бурта с диаметром d_1 установлен лайнер (4) с плотностью, близкой к плотности нефти. Он надежно изолирует поток жидкости от полости (5), заполненной воздухом или азотом под атмосферным давлением. Для гашения скорости потока в лайнере, последний, под всей накопленной кинетической энергией, вдавливаясь в выточку диаметром d_3 и изолирует сжатый газ от части полости (5), которая теперь заполнена жидкостью, на открытых окнах в этот момент давление в скважине минимальное, а скорость потока – максимальна. Так как скорость звука в жидкости известна с определенной точностью, то на расстоянии ut от окон давление в скважине будет равно давлению открытия окон в начальный момент и скорость движения жидкости будет равна «0». Так как звук от окон распространяется в обе стороны по стволу скважин, то удвоенное расстояние ut определяет половину длины волны, сформированной в скважине описанным источником.

При испытаниях в скважинах были обнаружены ряд недостатков в конструктивной схеме источника, связанные с затвором. Для приведенного на рис. 1а источника скорость затвора достигала 70–100 м/сек, что крайне затрудняло процесс его торможения после открытия окон. Второй существенный недостаток – это возникновение движения источника под действием одностороннего импульса силы в момент остановки движения жидкости с лайнером в полости (5); при этом вся кинетическая энергия переводится в импульс, нагружает каротажный кабель, что крайне нежелательно.

С учетом этого создана новая конструкция источника, схематично приведенная на рис. 1б. Источник по конструкции очень прост. Для исключения динамического нагружения каротажного кабеля и движения источника в скважине во время формирования импульса он выполнен симметричным, т.е. имеются две одинаковые цилиндрические полости (2) диаметром d_1 и два лайнера (3), которые соединены между собой цилиндром с уменьшенным диаметром с канавкой диаметром d_0 . В корпусе (1) для уплотнения обеих лайнеров выполнены канавки, в которых установлены уплотнения. К корпусу герметично подсоединены с каждого торца две полости (2) диаметром d_1 , заполненные воздухом (азотом), и также имеются проточки для торможения лайнера после заполнения емкости. Лайнеры в этих проточках частично разрушаются путем пластической деформации, но одновременно и изолируют сжатый газ от заполненной емкости.

Оба источника срабатывают при определенном настроенном расчетном давлении p_0 . Лайнеры начинают движение для источника с затвором (см. рис. 1а) в момент открытия окон, для источника, выполненного по новой схеме (см. рис. 1б), – в момент разрушения материала проточки диаметром d_0 . Это время начала формирования депрессионного импульса давления на окнах источника в заданной точке скважины. Отметим, что при регистрации процесса формирования импульса с последующим возникновением волнового процесса вместе с источником может в связке находиться определенный комплекс регистрирующих датчиков. Набор этих измерителей различен. В случае применения данного источника для задач очистки коллектора от загрязнений в околоскважинном пространстве этот набор измерителей минимален

или может отсутствовать, ибо степень воздействия стандартно оценивают по результатам геофизических исследований скважин.

Скважинная жидкость в зоне перфорации – это смесь воды, нефти и микропузырьков газа, а также малой доли твердой примеси загрязнения. В момент начала работы она имеет определенную плотность, определенный модуль объемной упругости и определенную скорость распространения скорости звука, т. е. скорость передачи информации от одного сечения потока другому. Линейные размеры скважинного пространства вдоль продольной оси таковы, что границы этого пространства в период заполнения цилиндрической полости диаметром d_1 и формировании в скважине переднего фронта импульса, а в последующем – переднего фронта бегущей волны, не влияют на этот процесс. Сама цилиндрическая полость характеризуется размерами, поток в ней неразрывен, имеет нестационарный турбулентный характер и характеризуется значительным коэффициентом путевых и инерционных потерь.

Математическая модель

Математическая модель включает дифференциальное уравнение движения лайнера совместно с потоком жидкости под воздействием давления жидкости в радиальном сечении окон (см. рис. 1) и алгебраическое уравнение изменения давления в возмущенном и увеличивающемся объеме. Невозмущенное сечение вдоль оси жидкости с начальным давлением p_0 удаляется в обе стороны от сечения окон со скоростью звука v_0 :

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = v, \\ \frac{dv}{dt} = \frac{1}{m(x)} (f_1 \cdot p(t) - \alpha(x) \cdot v), \\ \Delta p = E \cdot \frac{wx_0 + f_x \cdot x}{wy_0 + f_y \cdot a \cdot t}, \\ p(t) = p_0 - \Delta p. \end{cases}$$

Здесь $m(x) = \rho \cdot f_x$, x и β соответственно – текущая масса жидкости, площадь сечения полости, текущая координата лайнера и обобщенный коэффициент потерь при движении потока; E , wx_0 , wy_0 , f_y , и a соответственно – модуль упругости жидкости, начальные объемы в цилиндрической полости и скважине, площадь сечения скважины и скорость звука в жидкости в зоне расположения источника.

Когда давление в зоне расположения источника достигает настроенного давления p_0 , открываются окна (см. рис. 1а) или разрушается проточка (см. рис. 1б) и лайнеры начинают движение по цилиндрической полости. В момент троганья начальная масса равна массе лайнера и малой массе жидкости в окнах или между лайнерами. Решение уравнения проводилось стандартным методом Рунге–Кутты с малым шагом. Отметим, что алгебраическое соотношение позволяет оценить интегральное изменение давления на окнах в сечении в текущий момент времени, но так как в любой момент времени в скважине любое возмущение передается со скоростью звука, то это позволяет оценить распределение давления вдоль продольной оси скважины.

На рис. 2 в координатах $(t, y_t - pt)$ приведена пространственная диаграмма формирования профиля изменения формы переднего фронта волны вдоль оси скважины. На плоскости $(pt - yt)$

приведены: черным цветом – изменение скорости течения жидкости в сечении окон (см. рис. 1), красным цветом – сформированный профиль распределения давления вдоль оси скважины в момент окончания заполнения газовой полости (4). Как видно из диаграммы ($t, -yt-pt$), в начальный момент времени заполнения полости (4) пространственный и временной градиенты давления $\delta p/\delta y$ и $\delta p/\delta t$ очень велики, по мере заполнения этой полости они уменьшаются и в конце заполнения практически отсутствуют. Все величины по осям ($t, -yt-pt$) приведены безразмерными, реальные значения легко определяются по приведенным значениям p_0, v_0, t_0 и указанным параметрам.

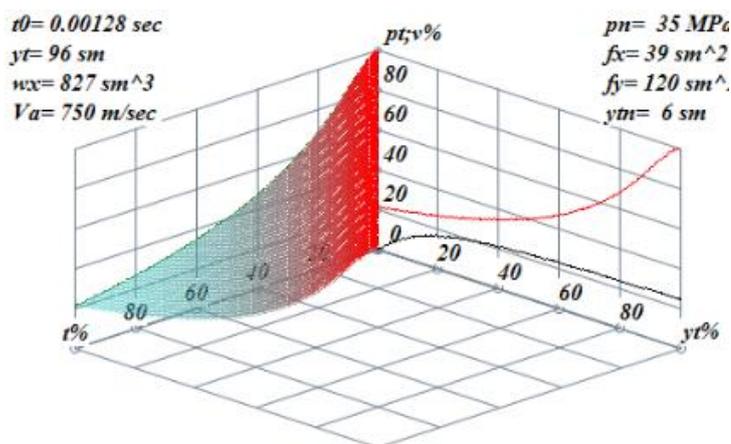


Рис. 2. Диаграмма изменения забойного давления при работе оборудования

Результаты

Как показано на рис. 2, моделирование показывает изменения давления в скважине и объясняет формирование переднего фронта волны давления. После заполнения газовой полости в сечении окон давление минимально и начинается автономный процесс восстановления давления и формирования «бегущей» волны с амплитудным значением, равным $(p_0 - \Delta p_{i0})$, и частотой ($\omega = \pi/2t_0$). В зависимости от требуемых параметров волны для воздействия на зону перфорации путем изменения габаритов газовой полости – ее длины и диаметра, можно установить требуемые параметры источника. Отметим, что для получения в скважине определенного волнового сигнала с нужными автокорреляционными параметрами и спектром, источник устанавливается между двумя пакерами для формирования необходимых отражающих границ.

Литература

1. Qureshi H.A., Pathan A.A., Muther T. et al. Successful matrix stimulation and wax cleaning of a high water cut oil well of east Potwar region: A case study // Arabian Journal of Geosciences. 2022. Vol. 15, No. 23. P. 1715. <https://doi.org/10.1007/s12517-022-11009-1>
2. Deshmukh V., Dewangan S.K. Review on various borehole cleaning parameters related to oil and gas well drilling // Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering. 2022. Vol. 44, No. 5. P. 185. <https://doi.org/10.1007/s40430-022-03501-2>
3. Feng Y., Zhao L. Research on oil well data cleaning system. in international journal of advanced network, monitoring and controls // International Journal of Advanced Network, Monitoring and Controls. 2022. Vol. 7, No. 3. P. 43–51. <https://doi.org/10.2478/ijanmc-2022-0026>

4. Luo J., Vespal'ko A.A., Lu D., Li B. Method for the P-wave arrival pickup of rock fracture acoustic emission signals under strong noise // Measurement Science and Technology. 2024. Vol. 35, No. 8. P. 086102. <https://doi.org/10.1088/1361-6501/ad3d02>
5. Ляпидевский В.Ю., Неверов В.В., Кривоцов А.М. Математическая модель гидроудара в вертикальной скважине // Сибирские электронные математические известия. 2018. Т. 15. С. 1687–1696. <https://doi.org/10.33048/semi.2018.15.140>
6. Попов А.А. Ударные воздействия на призабойную зону скважин. М.: Недра, 1990. 138 с.
7. Попов А.А. Имплозия в процессах нефтедобычи. М.: Недра, 1996. 95 с.
8. Крауиньш П.Я., Смайлов С.А., Ионна А.В., Гаврилин А.Н. Пат. RU 2137156 С1. Автономный импульсный источник сейсмических сигналов. № 97111321/25; Заявл. 01.07.1997; Опубл. 10.09.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 25. 5 с.
9. Крауиньш П.Я., Смайлов С.А., Ионна А.В. и др. Пат. 2176093 С1. Скважинный источник импульсов с динамическим пакером. № 2000119074/28; Заявл. 17.07.2000; Опубл. 20.11.2001 // Изобретения. Полезные модели. 2001. Бюл. № 32. 9 с.

Перспективы применения сайклинг-процесса с целью повышения конденсатоотдачи на примере Средневилюйского газоконденсатного месторождения

Литовченко В.В.¹, Бондаренко Е.Е.^{2*}, Уланов В.В.²

1 – АО «Сахалинморнефтегаз-Шельф», РФ, 693010, г. Южно-Сахалинск, ул. Сахалинская, д. 4

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*mr.zhen.2000@mail.ru

Ключевые слова: продуктивность скважин, коэффициент извлечения конденсата, сайклинг-процесс, углеводороды

Аннотация. Приведены общие сведения и геолого-физическая характеристика Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ). Построена и адаптирована гидродинамическая модель пласта ТI-III. Проведен расчет основных показателей разработки при базовом варианте и с применением сайклинг-процесса. Представлен сравнительный анализ полученных результатов, сделаны выводы по работе и предложен дальнейший план развития исследования.

В настоящее время интерес нефтегазодобывающих компаний по всему миру, в том числе и в России, к увеличению конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений с помощью методов поддержания пластового давления (ППД) стремительно растет. В связи с уменьшением запасов углеводородов в мире, активно проводятся исследования по поиску новых методов увеличения пластовой отдачи углеводородов, способных удовлетворить спрос в различных странах в потреблении, добыче и производстве топлива. Одним из таких методов может стать сайклинг-процесс, поскольку потенциальное увеличение конденсатоотдачи позволит снизить количество потерь газового конденсата при традиционной разработке месторождения на истощение.

Технология включает закачку отсепарированного (сухого) газа обратно в пласт для поддержания пластового давления и, тем самым, не позволяя давлению опуститься ниже начала конденсации. Как правило, при разработке месторождений с сайклинг-процессом выделяют два этапа. На первом этапе добывается большая часть запасов конденсата. За счет постоянной циркуляции пластовое давление снижается незначительно, что также снижает ретроградные потери конденсата. Состав пластового газа постепенно меняется и в нем начинает преобладать доля более легких компонентов, увеличивается газоконденсатный фактор скважины. Второй этап наступает при достижении нерентабельности сайклинга. Обратную закачку сухого газа прекращают, и месторождение разрабатывают на истощение, попутно добывая оставшиеся запасы конденсата [1].

Площадь Средневилюйского месторождения находится в пределах границ трех лицензионных участков – Северного лицензионного участка ЯКУ 06726 НР, Средневилюйского лицензионного участка ЯКУ 15093 НЭ, Тымтайдахского лицензионного участка ЯКУ 15665 НП.

Остаточные запасы на начало 2015 г составляют: газа категории ВС1 – 145,2 млрд м³, С2 – 33,8 млрд м³; газового конденсата (извлекаемые) ВС1 – 6,2 млн т, С2 – 1,4 млн т [2].

Содержание конденсата составляет 63 г/м^3 , начальное пластовое давление (25,9 МПа) близко к давлению начала конденсации (22,5 МПа).

Весь фонд скважин в пределах пласта Т1-III представлен вертикальными скважинами в количестве 51 ед., положение которых представлено на рис. 1 [3].

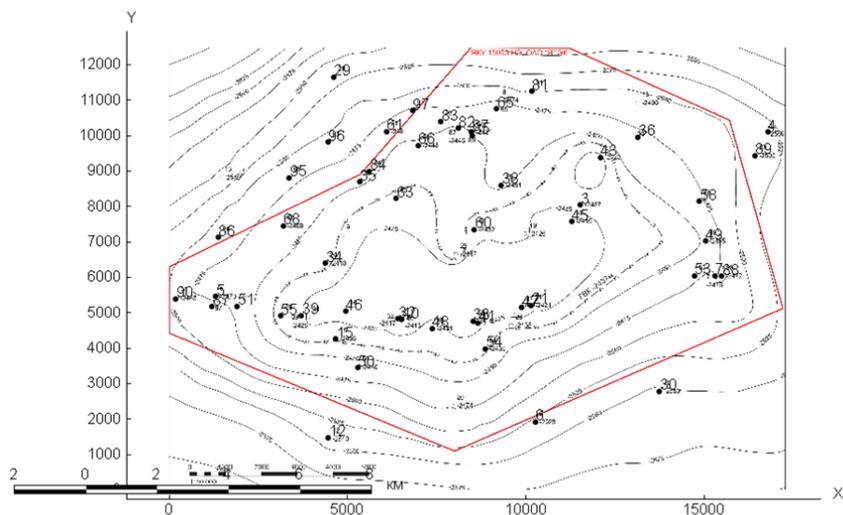


Рис. 1. Расположение скважин на растровой карте, вид сверху

Моделирование базового варианта [4,5] разработки основывалось на данных фактической добычи газа с 1986 по 2023 год по каждой скважине. Временной интервал был выбран начиная с ввода пласта в промышленную эксплуатацию в 1986 г. плюс дополнительные 13 лет для моделирования разработки при сайклинг-процессе до 2036 года.

Для перевода были выбраны 4 наиболее подходящие скважины для проведения моделирования обратной закачки газа (скв. № 32, 33, 40, 41).

В результате расчетов были получены данные по среднегодовым дебитам, представленные на рис. 2.



Рис. 2. График дебита по конденсату

Выбор критериев сайклинг-режима проводился на основании сезонной неравномерности потребления газа на месторождении. За основу был взят вариант неполного сайклинга с периодом нагнетания газа с мая по октябрь, начиная с 2024 г. До 2024 г. показаны данные при традиционной разработке месторождения на истощение.

В табл. 1 приведены сравнительные результаты расчетов по двум вариантам на 1.01.2036 г.

Таблица 1. Результаты расчетов при разработке месторождения на истощение и с применением сайклинг-процесса

Год	Базовый вариант				Сайклинг-процесс			
	Газ, млрд м ³	КИГ	Конденсат, тыс. т	КИК	Газ, млрд м ³	КИГ	Конденсат, тыс. т	КИК
2036	50,4	0,303	3014,4	0,287	50,4	0,303	3792,3	0,361

Проведенные расчеты показали, что при использовании сайклинг-процесса на пласте ТI-III Средневилюйского ГКМ в летний период времени на протяжении 13 лет потенциальные накопленные отборы конденсата могут быть увеличены до 20% в год при сохранении текущих темпов поставки газа потребителю, что существенно скажется на экономической составляющей месторождения и позволит снизить сезонную зависимость в добыче газа и, как следствие, газового конденсата. Также это приведет к более плавному снижению среднего давления по скважине.

Литература

1. *Файст И.А.* Оптимизация технологических параметров разработки газоконденсатных залежей: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2022. 24 с.
2. Средневилюйское газоконденсатное месторождение // Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/671733-sredneviluyuskoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie/> (дата обращения: 21.09.2024).
3. Дополнение к технологическому проекту разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения республики Саха (Якутия): Отчет по договору №1536/25-21 от 07.12.2021 г.
4. *Брусиловский А.И.* Методология и результаты применения кубических уравнений состояния для моделирования термодинамических свойств природных углеводородных флюидов // Вести газовой науки. 2011. № 2(7). С. 150–165.
5. *Ющенко Т.С., Брусиловский А.И.* Новый инженерный метод создания и адаптации PVT-модели природной газоконденсатной смеси // Вести газовой науки. 2015. № 4(24). С. 14–20.

Разработка и исследование составов на основе полиакрилатов для ремонтно-изоляционных работ и выравнивания профиля приемистости

Лулева А.И.^{1*}, Павельев Р.С.², Губайдуллин Ф.А.², Варфоломеев М.А.²

1 – Химический институт им. А.М. Бутлерова Казанского (Приволжского) федерального университета, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 29/1

2 – Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1

*moonlanka23@gmail.com

Ключевые слова: полимерные комплексы, выравнивание профиля приемистости, ремонтно-изоляционные работы, повышение нефтеотдачи пластов

Актуальность работы обусловлена одним из наиболее часто встречающихся осложнений при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) и выравнивания профиля приемистости (ВПП) – наличие негерметичности эксплуатационной колонны (Э/К) и заколонной циркуляции (ЗКЦ), что существенно снижает эффективность проводимых геолого-технических мероприятий [1, 2]. Последнее связано с необходимостью предварительной ликвидации ЗКЦ и негерметичности Э/К, что, как правило, требует: применения принципиально других ремонтно-изоляционных составов (РИС), в отличие от РИС для РИР и ВПП – гель-цементов, тампонажных смол и т. д., повышенного расхода вязкоупругих составов на основе полиакриламида или полисахаридов (ксантановая, гуаровая камеди), применяемых для РИР и ВПП. Вследствие чего актуальным вопросом является разработка импортозамещенных реагентов на основе коммерчески доступного отечественного сырья, имеющих преимущества над зарубежными аналогами – полиакриламидами и камедами [3].

Для повышения эффективности проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) при наличии негерметичности Э/К и ЗКЦ был разработан лабораторный регламент и синтезированы образцы акриловых полимерных гидрогелей (АПГ).

В данном исследовании было выделено 3 основных этапа:

1. Синтез образцов акриловых полимерных гидрогелей (АПГ) и предварительные лабораторные исследования – исследования вязкости с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV3TLVTJ0.

2. Фильтрационные испытания на моделях пласта с проницаемостью по воде $\leq 0,3$ мкм². В качестве основных показателей при оценке эффективности блокирования воды экспериментально определялись фактор остаточного сопротивления (ФОС) и коэффициент процентного снижения проницаемости (ПСП). Кроме оценки блокирующей способности при различных концентрациях был проведен сравнительный тест с использованием водного 0,3%-го раствора коммерческого ПАА (полиакриламида) Praestol.

3. Исследование состава в условиях ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и зон с катастрофическим поглощением.

Выбор данных методов исследования и оборудования позволил провести комплексный анализ реагентов, сопоставить полученные образцы с коммерческими аналогами и выявить лидирующие соединения, а также оценить эффект от применения агента на насыпных моделях пласта.

Проведение синтеза осуществлялось по классической методике матричной полимеризации – путем смешения реагентов в виде их растворов и дальнейшей полимеризации раствора при нагреве. Были проведены исследования растворимости образцов, была изучена их вязкость. Результаты представлены в табл.1.

Таблица 1. Вязкость водных растворов АПГ, синтезированного с исходной концентрацией мономера АН 50 масс.%

№ образца	Концентрация, % (масс.)	Динамическая вязкость η , мПа*с
1	0,1	5,5
2	0,5	20,2
3	0,7	413,7
4	8,0	17042,3

Фильтрационные исследования проводились на специально подготовленных консолидированных насыпных моделях пласта (НМП). НМП готовилась путем прессования модельного песчаника непосредственно в стальном (10X17H13M2T) кернодержателе L=120 мм, \varnothing 30 мм (рис. 1). Получение консолидированной НМП проводилось с помощью гидравлического пресса АЕ&Т Т61230М (рис. 2) с максимальным давлением более 5000 кг/см².



Рис. 1. Фотография извлеченного из кернодержателя материала НМП с отвержденным изоляционным коммерческим составом



Рис. 2. Внешний вид получаемого продукта

В качестве основы для получения консолидированной НМП использовался обработанный соляной кислотой песчаник с фракцией: 0,16÷0,25 мм, влажностью не более 8÷10% и содержанием бентонитового глинопорошка марки ПБМА (≤ 2 масс.%) по ТУ 4191-001-001136716-2001. В качестве модели воды использовалась водопроводная вода ГОСТ Р 51232–98.

Для оценки фильтрационно-емкостных параметров, получаемых для консолидированной НМП, использовалась методика по ОСТ 39-161-83 «Нефть. Метод лабораторного определения абсолютной проницаемости коллекторов нефти и газа и вмещающих их пород».

Отсутствие фильтрации в процессе закачки изоляционного состава на основе АПГ (рост перепада давления на модели составил 12 и 8 МПа, при продавке водой – до 20 МПа)

в экспериментах с концентрациями 1,2% и 0,7% соответственно, наглядно объясняется рис. 3. Видно, что исследуемый состав не смог профильтроваться в НМП и образовал гель на входе в модель.

Из рис. 4 видно, что изоляционный состав № 3 на основе АПГ (концентрация раствора 0,3%) полностью насытил при фильтрации НМП и образовал гель во всем объеме модели.



Рис. 3. Полимеризация в насыпной модели пласта



Рис. 4. Фотография извлеченного из кернодержателя материала НМП с отвержденным изоляционным составом на основе АПГ

Разработка состава для условий ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и зон с катастрофическим поглощением предполагает закачку не полимерной структуры, а набора мономеров с аддитивами, с целью проведения реакции полимеризации непосредственно в зоне негерметичности/поглощения.

Разработка данного состава для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и зон с катастрофическим поглощением включает в себя эксперименты, направленные на оптимизацию разработанных составов и изучение их свойств. Основным отличием от стандартного полимера является образование гипсоподобной структуры, не способной к растворению в воде любой минерализации.

Тестирование включало в себя измерение динамической вязкости исходной реакционной смеси (смеси мономеров с аддитивами) и исследование ее способности к полимеризации в насыпной модели (табл. 2).

Таблица 2. Динамическая вязкость исходной смеси

Концентрация С (%)	η , сПз
30%	5–10

Результатом проведения синтеза в насыпной модели пласта стало полное насыщение насыпной модели исходным полимеризующимся составом с последующим «цементированием» массы за счет реакции полимеризации. Время синтеза при этом составило около 5 часов.

Был разработан состав для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и зон с катастрофическим поглощением.

В ходе данного исследования было установлено:

1. Синтез ряда новых импортонезависимых полимерных гидрогелей на основе акриловой кислоты (АПГ), показывающих принципиальную возможность внедрения в РИР и ВПП.

2. Одновременно-последовательное применение ремонтно-изоляционного состава АПГ при проведении работ по ограничению/блокированию воды и водопритоков (РИР, ВПП, ликвидация ЗКЦ и негерметичности Э/К) позволит увеличить технологическую и экономическую эффективность указанных ГТМ.

3. Возможность приготовления технологического раствора из получаемого непосредственно на скважине АПГ позволит оперативно устранять осложнения в течение 1–2 рабочих смен бригад сервисных компаний без применения нескольких ремонтно-изоляционных составов.

4. Предварительные фильтрационные исследования на насыпных моделях пласта показали эффективность его применения для блокирования различных по проницаемости зон от 0,1 до 0,3 мкм² для концентраций водного раствора АПГ не более 0,3 масс.%. Повышение концентрации раствора АПГ приводит к увеличению давления закачки, снижая коэффициент охвата водоносной зоны блокирующим составом.

5. Сравнение результатов фильтрационных и реологических исследований коммерческого образца ПАА Praestol 2540 (0,3 масс.%) и гелеобразующего состава АПГ (0,3 масс.%) свидетельствуют о более полном насыщении образца при закачке АПГ и перспективности его использования для технологии выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах.

Работа выполнена в рамках Программы стратегического академического лидерства Казанского федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030) и финансируется за счет субсидии, выделенной Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-15-2022-299 от 15.04.2022 для реализации программы научно-исследовательского центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

1. Seright R., Brattekas B. Water shutoff and conformance improvement: An introduction // Petroleum Science. 2021. Vol. 18. P. 450–478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
2. Воробьёва Е.В. Полимерные комплексы и гидрогели на основе полиакриловой кислоты и поливинилового спирта // Доклады Национальной академии наук Беларуси. 2020. Т. 64, № 1. С. 55–62. <https://doi.org/10.29235/1561-8323-2020-64-1-55-62>
3. Иса А.Б., Бейсенбаев О.К., Кыдыралиева А.Ш. и др. Исследование модифицированного полиакриламида для вытеснения нефти // Химический журнал Казахстана. 2023. № 2(82). С. 141–151. <https://doi.org/10.51580/2023-2.2710-1185.21>

Обоснование систем геофизического мониторинга интеллектуальных скважин для сложнопостроенных месторождений

Москаленко К.А.^{1*}, Михайлов Н.Н.²

1 – ПАО «СИБУР Холдинг» РФ, 117218, г. Москва, ул. Кржижановского, д. 16/1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*kirya65@gmail.com

Ключевые слова: клапаны управления притоком, оптимизация добычи, моделирование, нейронные сети, интеллектуальные скважины

Актуальность работы обусловлена новым комплексным подходом к геофизическому мониторингу интеллектуальных скважин на сложнопостроенных месторождениях, учитывающим их специфику и требования к точности.

Проблемы современных решений и вызовы в управлении притоком:

- Недостаточная точность существующих методов измерения и контроля притока.
- Ограниченные возможности мониторинга в реальном времени и автоматизации процессов.
- Проблема совместимости различных систем управления притоком.

Эти проблемы были рассмотрены в работах [1–3]. В данной работе представлено комплексное решение всех вышеперечисленных проблем.

Была построена модель реального сложнопостроенного месторождения, верхняя и нижняя части которого сильно отличаются друг от друга по нефтенасыщенности, подвижным запасам, фильтрационно-емкостным свойствам и энергетике.

Для оптимальной выработки объекта было решено спроектировать скважину с горизонтальными и необсаженными участками ствола, оборудованную устройствами контроля притока (УКП), способными анализировать поток в реальном времени разработанным новым методом с использованием нейронной сети. Конструкция скважины представляет собой два сегмента длиной 5 и 11 метров, каждый из которых оборудован датчиками давления и температуры, а также регулирующим клапаном. За основу модели взята система Managa в комплексе с фильтрами LineSlot и УКП ResFlow. Эти устройства кардинально уменьшают степень влияния прорывов воды и газа на добычу. Комплекс позволяет построить саморегулирующуюся систему управления притоком, в которой не нужно дополнительное вмешательство извне. Скважина размещена таким образом, что захватывает оба продуктивных интервала, разных по фильтрационным свойствам.

Результаты работы смоделированной скважины с применением устройств контроля притока, которые являются наиболее перспективными для данных условий [4], приведены на рис. 1–4.

Результаты моделирования показывают, что использование интеллектуальных систем управления добычей на основе УКП и нейронных сетей способствует увеличению коэффициента извлечения нефти и снижению эксплуатационных затрат. Представленные результаты подтверждают важность внедрения интеллектуальных решений в разработке нефтегазовых месторождений и возможность дальнейшего развития этих технологий.

Слой	Сегмент скважины	$\Delta P = 10$ Мпа Без регулировки притока			$\Delta P = 3$ Мпа Без регулировки притока			Регулируемый приток		
		Дебит нефти, м ³ /сут	Дебит воды, м ³ /сут	Обводненность, д.ед	Дебит нефти, м ³ /сут	Дебит воды, м ³ /сут	Обводненность, д.ед	Дебит нефти, м ³ /сут	Дебит воды, м ³ /сут	Обводненность, д.ед
15	1 сегмент	0,2	0,1	0,333	0,1	0,1	0,500	0,2	0,1	0,333
16		0,2	0,1	0,333	0,1	0,1	0,500	0,3	0,1	0,250
17		0,3	0,1	0,250	0,2	0,1	0,333	0,3	0,1	0,250
18		1,1	0,5	0,313	0,6	0,3	0,333	1,1	0,6	0,353
19		2,3	0,8	0,258	1,2	0,5	0,294	2,3	0,8	0,258
20		6,1	1,3	0,176	3,4	0,7	0,171	6,2	1,3	0,173
21		2,7	0,6	0,182	1,6	0,3	0,158	2,7	0,6	0,182
22		5,0	1,0	0,167	2,8	0,6	0,176	5,0	1,0	0,167
23		2,7	0,8	0,229	1,6	0,4	0,200	2,7	0,8	0,229
24		0,1	0,0	0,000	0,1	0,0	0,000	0,1	0,0	0,000
25		2,9	0,7	0,194	1,8	0,4	0,182	2,9	0,7	0,194
26		3,5	0,7	0,167	2,0	0,4	0,167	3,5	0,7	0,167
27		3,3	0,7	0,175	1,8	0,4	0,182	3,3	0,7	0,175
28		3,4	0,7	0,171	1,8	0,4	0,182	3,4	0,7	0,171
29		4,5	0,9	0,167	2,5	0,5	0,167	4,6	0,9	0,164
30		1,1	0,2	0,154	0,6	0,1	0,143	1,1	0,2	0,154
31		4,3	0,8	0,157	2,4	0,5	0,172	4,4	0,8	0,154
32		2,2	0,4	0,154	1,3	0,2	0,133	2,3	0,4	0,148
33		6,4	1,2	0,158	3,6	0,6	0,143	6,4	1,2	0,158
34		6,2	1,1	0,151	3,5	0,6	0,146	6,3	1,2	0,160
35		3,8	0,7	0,156	2,2	0,4	0,154	3,9	0,7	0,152
36		3,2	0,6	0,158	1,8	0,3	0,143	3,3	0,6	0,154
37		6,0	1,3	0,178	3,5	0,6	0,146	6,0	1,3	0,178
38		3,8	0,7	0,156	2,1	0,4	0,160	3,9	0,7	0,152
39		3,3	0,8	0,195	2,0	0,4	0,167	3,4	0,8	0,190
40		2,9	1,0	0,256	1,8	0,4	0,182	2,9	1,0	0,256
41		0,6	0,3	0,333	0,4	0,1	0,200	0,6	0,3	0,333
42		3,7	0,7	0,159	2,0	0,4	0,167	3,7	0,7	0,159
43		3,3	1,0	0,233	1,9	0,5	0,208	3,4	1,0	0,227
44		1,0	0,5	0,333	0,6	0,2	0,250	1,0	0,5	0,333
45	3,4	0,8	0,190	1,8	0,4	0,182	3,4	0,8	0,190	
46	3,9	1,2	0,235	2,1	0,7	0,250	3,9	1,2	0,235	
47	0,9	2,4	0,727	0,6	1,2	0,667	0,9	2,4	0,727	
58	2 сегмент	18,5	3,4	0,155	11,0	2,0	0,154	16,9	3,0	0,151
59		18,2	3,3	0,153	10,8	1,9	0,150	16,6	2,9	0,149
60		20,1	3,4	0,145	12,0	2,0	0,143	18,4	2,9	0,136
61		43,3	5,5	0,113	24,2	3,4	0,123	19,2	2,5	0,115
62		12,1	1,9	0,136	7,2	1,1	0,133	11,0	1,6	0,127
67		91,9	147,9	0,617	55,7	84,7	0,603	27,2	38,9	0,589
68		34,5	71,2	0,674	21,1	40,8	0,659	10,4	18,5	0,640
69		17,7	74,2	0,807	14,8	37,9	0,719	8,2	14,0	0,631
70		22,7	37,2	0,621	14,4	20,7	0,590	6,6	7,9	0,545
71		12,9	43,5	0,771	8,7	23,9	0,733	4,4	9,2	0,676

Рис. 1. Показатели работы скважины в каждом слое модели на различных режимах

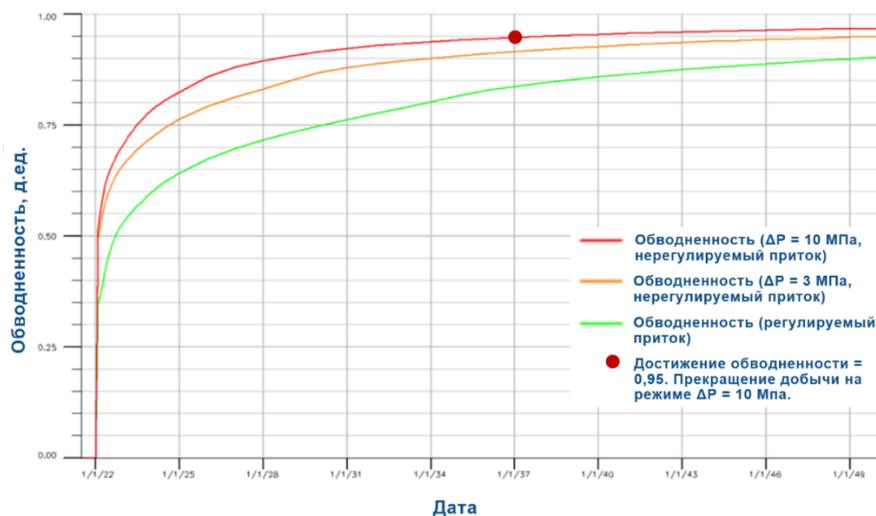


Рис. 2. Показатели обводненности при работе скважины на различных режимах

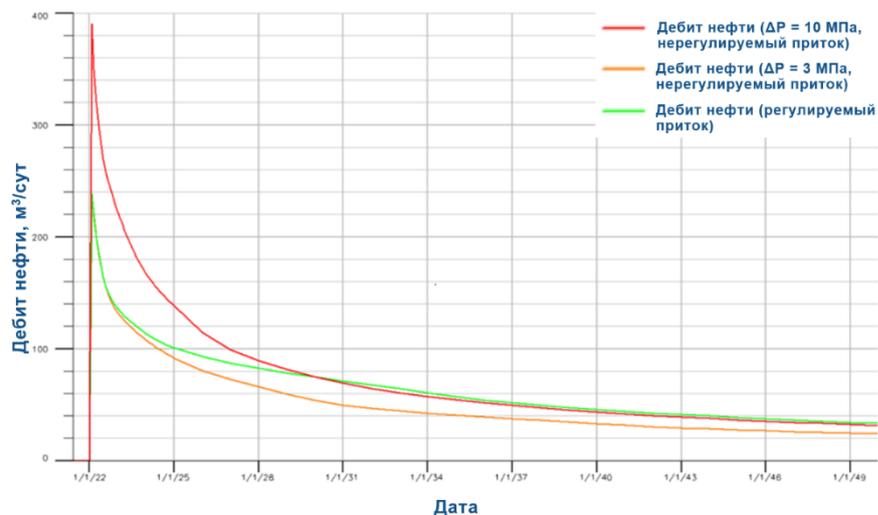


Рис. 3. Показатели дебитов нефти при работе скважины на различных режимах

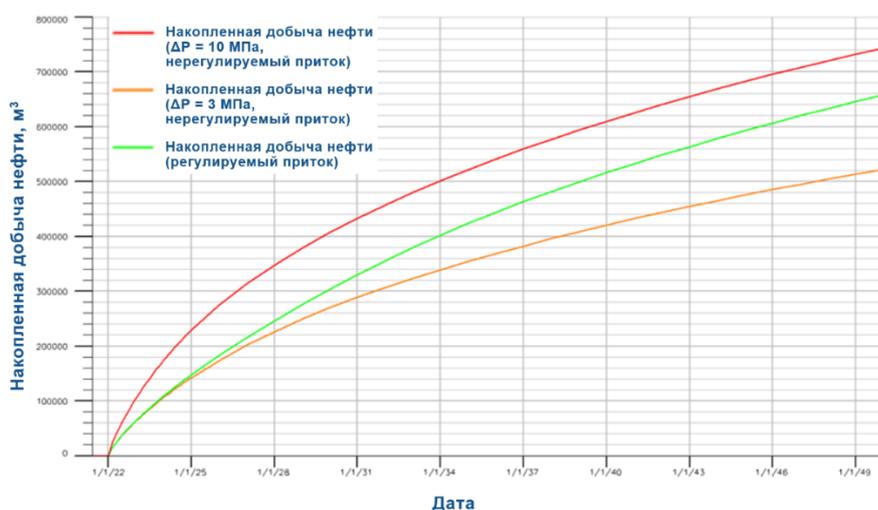


Рис. 4. Накопленная добыча нефти при работе скважины на различных режимах

Литература

1. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.В.* и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
2. *Kuvakina M., Makarov Yu., Zhuravlev O.* Well completion selection to increase the efficiency of contact reserves development on example of Van-Yoganskoye field // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176525-MS. <https://doi.org/10.2118/176525-MS>
3. *Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., Davies D.R.* Advanced wells: A comprehensive approach to the selection between passive and active inflow-control completions // SPE Production & Operations. 2010. Vol. 25, No. 3. P. 305–326. <https://doi.org/10.2118/132976-PA>
4. *Казымов Ш.П., Фариз А.* Опыт и перспективы применения скважинных фильтров устройствами регулирования притока // SOCAR Proceedings. 2015. № 2. С. 32–40. <https://doi.org/10.5510/OGP20150200240>

Обоснование технологий доизвлечения остаточной нефти на основе изучения ее подвижности и распределения в межскважинной области с учетом изменяющегося во времени влияния параметров фильтрации

Мо Цзяли^{1*}, Михайлов Н.Н.^{1,2}

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*mojjiali111@gmail.com

Ключевые слова: остаточная нефть, сверхвысокая обводненность, нелинейный закон фильтрации, смачиваемость

Аннотация

После десятилетий эксплуатации большинство нефтяных месторождений в мире находятся в поздней и конечной стадиях разработки. На этих нефтяных месторождениях в процессе разработки заводнением длительная промывка водой вызывает сложные физические и химические изменения в пласте, в результате чего физические свойства пласта постепенно меняются, особенно смачиваемость пород-коллекторов. На основе современных методов определения физических свойств пласта разрабатывается технология численного моделирования, учитывающая изменяющиеся во времени физические свойства. На основе прогнозирования остаточной нефтенасыщенности может быть оптимизирована система разработки, реализуемая в период сверхвысокой обводненности коллекторов средне- и высокопроницаемых пластов, чтобы достичь улучшения результатов разработки и доизвлечения остаточной нефти.

Породы-коллекторы, как правило, гидрофобные или слабо гидрофильные. После заводнения гидрофобные породы превращаются в слабогидрофобные, нейтральные или гидрофильные, при этом гидрофильность слабогидрофильных пород значительно усиливается [1–3]. Изменение смачиваемости пород-коллекторов может привести к изменению формы кривой относительной проницаемости, влияя на характер распределения и характеристики фильтрации нефти и воды в пласте. Изменения физических свойств пласта будут влиять на фильтрацию нефти и воды, тем самым влияя на эффект разработки нефтяного месторождения и распределение остаточной нефти.

Влияние смачиваемости породы на поток двухфазной жидкости может быть отражено на кривой относительной проницаемости, проявляющееся в изменении перколяционной способности двухфазной жидкости, что демонстрируют различные закономерности распределения кривой относительной проницаемости [4].

Учитывая недостатки существующих методов численного моделирования, в статье предлагается использовать изменение кривой фазовой проницаемости от плотности потока жидкости для количественной характеристики явления изменения во времени коллекторов. В процессе изменения физических свойств коллектора с течением времени фильтрационная способность породы-коллектора является независимой переменной, которая обычно выражается суммарным расходом жидкости в единицу времени [5].

Для более точного описания фильтрационной способности пород-коллекторов введена плотность потока жидкости. Плотность потока жидкости определяется как совокупный объем жидкости, проходящей через единицу площади в единицу времени:

$$F = \sum \frac{Q_i}{A_i}, \quad (1)$$

где F – плотность потока жидкости; Q_i – объем жидкости, проходящей через поперечное сечение A_i в единицу времени; A_i – площадь поперечного сечения.

Получены кривые фазовой проницаемости, соответствующие различным плотностям потока жидкости в эксперименте по промывке: K_{ro} – относительная проницаемость нефтяной фазы, K_{rw} – относительная проницаемость водной фазы, F – плотность потока жидкости (рис. 1). Охарактеризовав эти данные как зависимость «плотность потока жидкости – кривая фазовой проницаемости», используя алгоритм поверхностной интерполяции, можно получить соответствующую фазовую проницаемость при любой плотности потока жидкости и насыщенности, как показано на рис. 1.

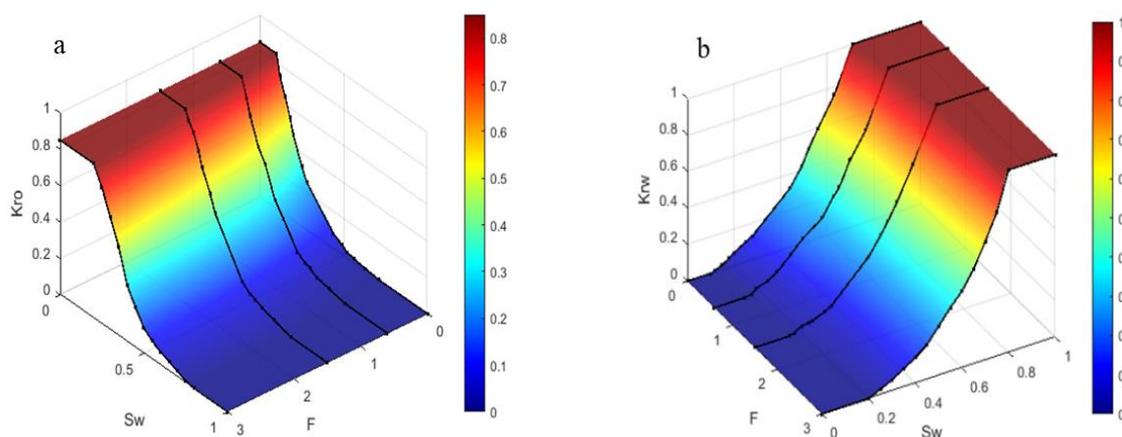


Рис. 1. Поверхность относительной проницаемости: а – нефтяной фазы; б – водной фазы

Посредством интерполяции по любым F и S_w можно получить соответствующее значение относительных фазовых проницаемостей K_{ro} и K_{rw} .

Результаты моделирования

На основе процесса расчета теоретических уравнений и законов изменения во времени пласта, полученных экспериментально, создана программа численного моделирования, учитывающая изменяющиеся во времени параметры. Для проведения исследований по численному моделированию нефтяного месторождения была использована технология нестационарного численного моделирования, а также проведено сравнение результатов модели с учетом изменения смачиваемости и традиционных моделей.

На рис. 2 видно, что эффективность вытеснения нефти, полученная после учета изменения смачиваемости, отличается от результатов традиционной численной модели. В изменяющемся во времени моделировании по мере увеличения интенсивности заводнения и снижения остаточной

нефтенасыщенности кривая проницаемости нефтяной фазы смещается вправо, позволяя более полно вытеснить зону промывки, что приводит к более низкой средней остаточной нефтенасыщенности и улучшению эффективности заводнения. За счет длительной промывки закачиваемой воды степень промывки водой в относительно крупных каналах пласта вблизи добывающей скважины увеличивается, что улучшает физические свойства в этих каналах и увеличивает дебит за счет снижения сопротивления движению жидкости.

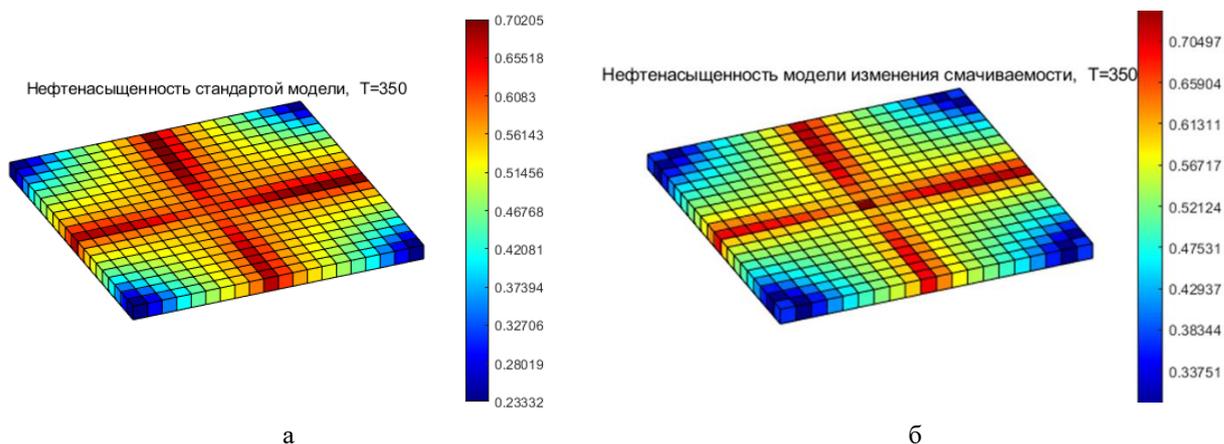


Рис. 2. Распределение нефтенасыщенности пласта при пятиточечной системе (через 350 дней после начала разработки):
а – стандартная модель, б – модель изменения смачиваемости

Результаты показали, что для точного прогнозирования коэффициентов нефтеотдачи и распределения остаточной нефти важно учитывать изменяющиеся во времени эффекты фазовой проницаемости. С помощью плоской однородной модели проанализировано различие результатов расчетов между изменяющейся во времени моделью и статической моделью. Установлено, что эффективность модели, учитывающей изменения смачиваемости, выше, чем стандартной модели.

Литература

1. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2016. № 3(51). С. 80–90.
2. Михайлов Н.Н., Мелехин С.В. Основные представления о кривых капиллярного вытеснения и их характеристика (обзор) // Нефтяное хозяйство. 2018. № 8. С. 24–28. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-24-28>
3. Злобин А.А., Эбзеева О.Р. Закономерности изменения смачиваемости пород-коллекторов по лабораторным данным // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. Т. 12, № 8. С. 52–61.
4. Fan M., Dalton L.E., McClure J. et al. Comprehensive study of the interactions between the critical dimensionless numbers associated with multiphase flow in 3D porous media // Fuel. 2019. Vol. 252. P. 522–533. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.04.098>
5. Coats K.H. A note on IMPES and some IMPES-based simulation models // SPE Journal. 2000. Vol. 5, No. 3. P. 245–251. <https://doi.org/10.2118/65092-PA>

Моделирование работы эжектора для добычи низконапорного природного газа

Нигматуллин Э.Х.^{1*}, Сивкова М.В.^{2}**

1 – Тюменский государственный университет, РФ, 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6

2 – Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38
*89129228450@mail.ru, **sivkovamvv@gmail.com

Ключевые слова: низконапорный газ, эжектор, сеноманская залежь, трудноизвлекаемые запасы

Актуальность работы обусловлена снижением уровня добычи природного газа на сеноманской залежи месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки. Добыча газа на этой стадии связана с трудностью его извлечения и увеличивающейся себестоимостью. Добывающие скважины переводятся в бездействующий фонд. В связи с этим, у компаний-недропользователей есть интерес к исследованиям возможных путей повышения рентабельности добычи природного газа из сеноманской залежи и поддержания плановых уровней добычи.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–4], где уделяется внимание проблемам добычи природного газа из сеноманской газовой залежи. Крупнейшие месторождения Надым-Пур-Тазовского региона, такие как Уренгойское, Медвежье, Ямбургское Заполярное и Вынгапуровское, находятся на завершающей стадии разработки, для них характерны такие проблемы как самозадавливание скважин, разрушение призабойной зоны пласта, неравномерность выработки запасов и износ промыслового оборудования [5–6].

Одна из категорий запасов газа, выделяемая на этих месторождениях, – низконапорный газ. Это газ с низким давлением, который не может быть транспортирован до установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и компримирован до требуемого давления магистрального газопровода [4]. Объемы запасов низконапорного природного газа, которые можно добыть с привлечением новых технологий, в данных залежах оцениваются более 1 трлн м³ [3].

В работе предлагается рассмотреть установку эжекторных технологий в газосборной сети (ГСС) для добычи низконапорного газа. Известно, что крупные месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа, упомянутые ранее, являются многозалежевыми. Газ нижележащих валанжинских и ачимовских пластов имеет высокое пластовое давление (более 600 бар для пластов ачимовских отложений) [7]. Разработка этих залежей ведется самостоятельной сеткой скважин, которые также имеют самостоятельную ГСС.

Технологический эффект от установки газового эжектора в ГСС был получен в гидродинамическом симуляторе tNavigator с использованием опции расширенной сети Network. Для построения геологической модели было выбрано Уренгойское месторождение, низконапорный пласт – объект ПК₁ и высоконапорный пласт – объект Ач. Фильтрационно-емкостные свойства пластов и свойства флюидов, насыщающих залежи, были взяты из открытых источников информации и не могут претендовать на точную геологическую модель Уренгойского месторождения.

Основные свойства модели приведены в табл. 1.

Таблица 1. Основные свойства модели Уренгойского месторождения

Параметр	Объект ПК ₁	Объект Ач
Размерность сетки	70×80×352	
Активных ячеек	1 321 977	
Модель у/в	Black Oil	
Тип инициализации	Равновесная	
Горизонт прогноза	100 лет	
Запасы газа, млрд м ³	48,4	126,6
Пластовое давление, бар	109	600
Глубина ГВК, м	-1053	-3690
Кол-во скважин	9	39
Тип скважин	ГС 300 м	ГС+МГРП 1000 м + 5 ст

Расчет газового эжектора был произведен в калькуляторе компании Аэрогаз и переведен в формат VFP-таблицы для целей гидродинамического моделирования. Модель газового эжектора представлена на рис. 1.

Из расчета базового сценария получено, что добыча с кустов KGS-1PK и KGS-3PK прекращается на 38-й год от начала разработки из-за недостаточного линейного давления для подачи газа на сеноманскую УКПГ. В этот же год производится подключение двух газовых эжекторов в шлейфы, работающие в ачимовскую ГСС. Подключение газового эжектора представлено на рис. 2.

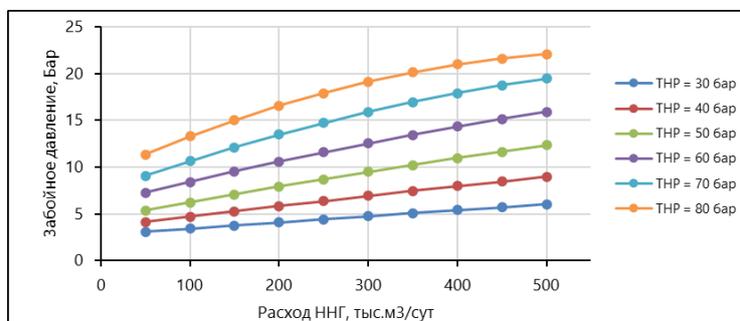


Рис. 1. Модель эжектора в виде VFP-таблицы

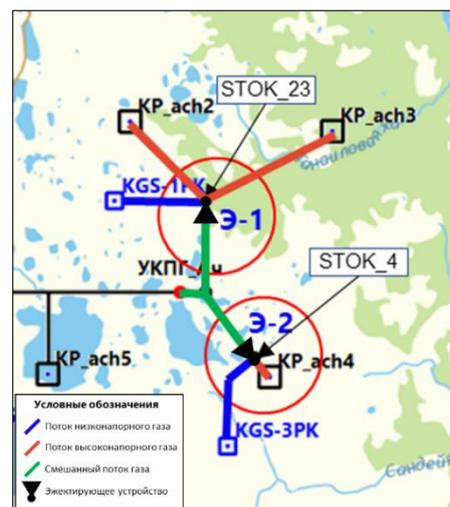


Рис. 2. Схема подключения газового эжектора в ачимовскую ГСС

По результатам гидродинамического моделирования установка двух эжекторов позволила дополнительно увеличить добычу с объекта ПК₁ на 906 млн м³ с двух низконапорных кустов, обеспечивая давление на выходе из эжектора 75 бар. Степень сжатия газового эжектора изменяется от 4,5 до 5,5.

Применение эжекторных технологий позволяет получать положительный технологический эффект от их применения, повышая давление низконапорного газа в шлейфе, значительно снижая капитальные и эксплуатационные затраты, которые были бы использованы для наращивания компрессорных мощностей.

Литература

1. *Грязнова И.В.* Повышение степени извлечения природного газа в период падающей добычи с применением эжекторных технологий: Автореф. дис. канд. техн. наук. М., 2011. 24 с.
2. Концепция вовлечения низконапорного природного газа в топливный баланс России. URL: <https://www.rusnorg/upload/iblock/9a9/pub-7367-205d.pdf> (дата обращения: 09.05.2024).
3. *Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М.* Технологии добычи низконапорного сеноманского газа // *Современные проблемы науки и образования*. 2015. № 1-1. С. 211. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18496> (дата обращения: 09.05.2024).
4. *Келигов М.-Б.С.* Геолого-промысловое обоснование технологических и технико-экономических критериев разработки сеноманских залежей газа в условиях сниженного пластового давления (на примере Уренгойского ГКМ) // *Международный научно-исследовательский журнал*. 2021. № 6-3(108). С. 11–16.
5. *Ли Дж., Никенс Г.В., Уэллс М.* Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. М.: Премиум инжиниринг, 2008. 359 с.
6. *Облеков Г.И., Гордеев В.Н.* Характерные особенности разработки сеноманских залежей ЯНАО. М.: ИРЦ Газпром, 2002. 88 с.
7. *Закиров С.Н.* Разработка газовых и газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.

Информативность гидродинамических исследований скважин в условиях пласта аномально низкой проницаемости

Никонорова А.Н.*, **Кременецкий М.И.**

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5

*anastasia.nikonorova@list.ru

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, низкопроницаемый коллектор, баженовская свита, промысловые исследования

Разработка объектов с трудноизвлекаемыми запасами все больше становится ключевым направлением изучения многими нефтепользователями, так как такие объекты хранят колоссальный потенциал по запасам углеводородов. Однако усложнение технологий добычи в сложных пластовых условиях приводит к ряду проблем при их исследовании с целью контроля разработки. Перед научным сообществом исследователей стоят задачи по подбору оптимальных технологий исследования таких объектов, а также по разработке методик, которые будут способны выдавать информацию о пласте и качестве вскрытия на высоком уровне [1–8].

В работе приведены результаты анализа гидродинамических исследований скважин на примере баженовской свиты. Особенностью скважин является сложность конструкции заканчивания: на объекте применяется кластерный гидроразрыв пласта, при котором трещины располагаются на маленьком расстоянии друг от друга. Кроме того, сам пласт обладает очень низкой проницаемостью, по результатам керновых исследования проницаемость составляет 0,0001 мД. Данные особенности очень повлияли на информативность диагностики в двойном логарифмическом масштабе.

В рамках анализа было рассмотрено более 50 гидродинамических исследований при остановке и запуске скважин в работу. По фактическим данным со скважин были оценены информативные возможности оценки фильтрационных параметров пласта. На рис. 1 приведен пример диагностики в двойном логарифмическом масштабе на одной из скважин баженовской свиты.

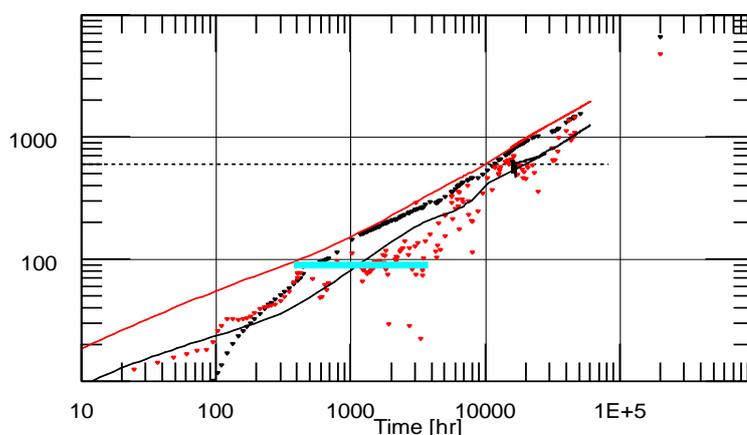


Рис. 1. Диагностика режимов течения в двойном логарифмическом масштабе на одной из скважин баженовской свиты

Наблюдается четко выраженный ранний радиальный режим течения, который переходит в линейное течение. Однако поздний радиальный режим течения диагностируется крайне неоднозначно. По синтетическим данным поздний радиальный режим течения в таких условиях должен наступить на временах, близких к 100 000 ч.

По результатам комплексного анализа фактических и модельных данных авторами установлено, что успешная обработка гидродинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов заключается в оценке инвариантных параметров раннего истощения и раннего линейного режима течений, которые позволят проводить оценку качества технологии вскрытия. Для оценки фильтрационных свойств используется ранний радиальный режим течения, прослеживающийся на временах 800–3000 ч, однако, с фиксацией всех работающих трещин или их части в скважинах с промыслово-геофизическими исследованиями.

Одной из особенностей промыслово-геофизических исследований скважин в баженовской свите являются контрастные аномалии, связанные либо с охлаждением после гидроразрыва пласта, либо с выделением газа. Однако, при анализе теплового поля установлено, что время проведения исследований очень важно. Так, можно контролировать промывку трещин после гидроразрыва, а также контролировать добычу из трещин углеводородов в зависимости от времени проведения исследований после запуска скважины. На рис. 2 приведен планшет промыслово-геофизических исследований по одной из скважин, где наблюдаются контрастные аномалии, связанные с выделением газа из нефти, которое повышает информативность методов контроля за разработкой и не оказывает влияния на оценку фильтрационных свойств по гидродинамическим исследованиям скважин (вывод сделан на основе моделирования) [7].

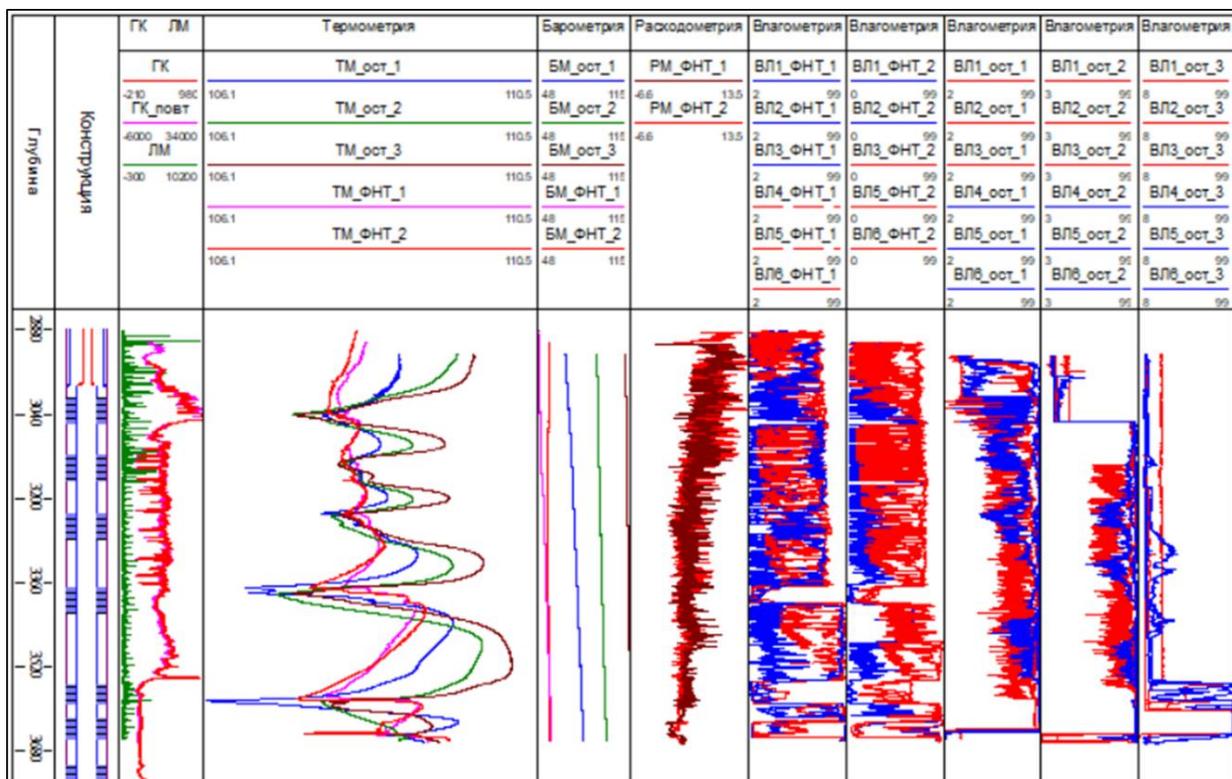
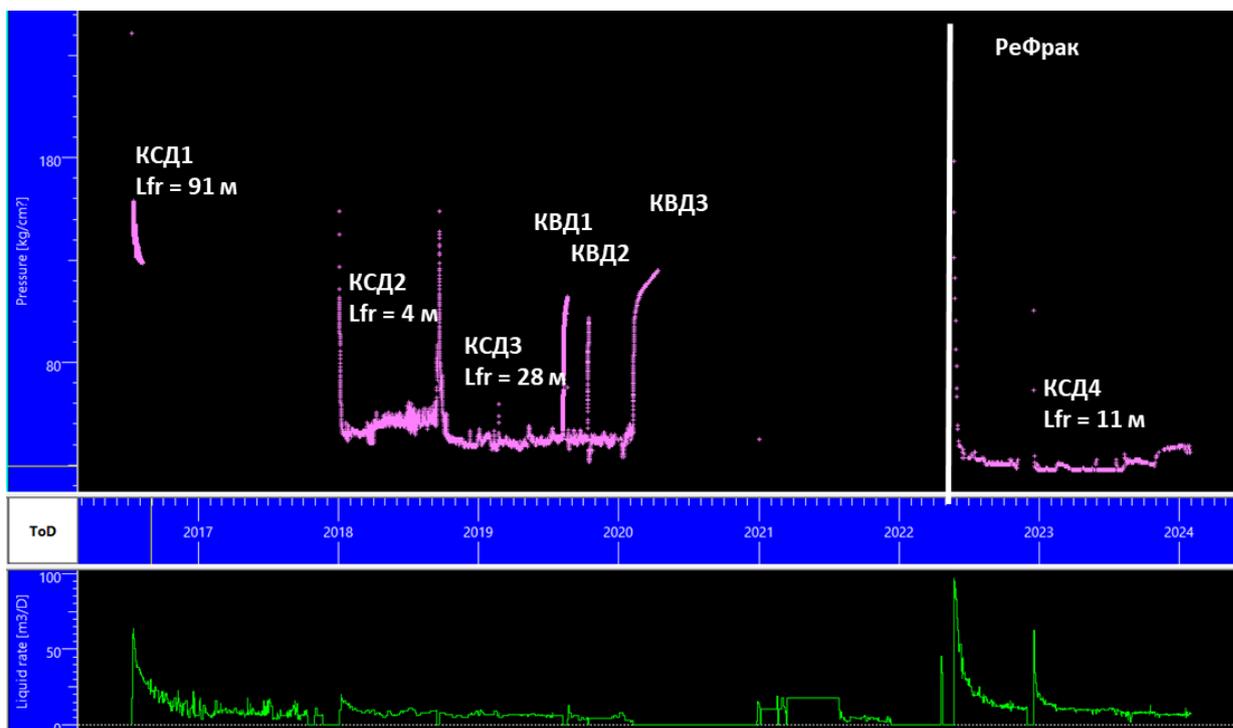


Рис. 2. Планшет с результатами промыслово-геофизических исследований по одной из скважин баженовской свиты

В результате комплексного анализа гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на одной из скважин апробирована методика оценки полудлин трещин гидродинамического разрыва пласта в динамике (рис. 3). Выполнена оценка инвариантных параметров по суммарной площади поверхности всех трещин, что характеризует суммарный объем дренирования. Стоит отметить, что стартовая трещина отличается значительной полудлиной, однако, объем дренирования резко падает.



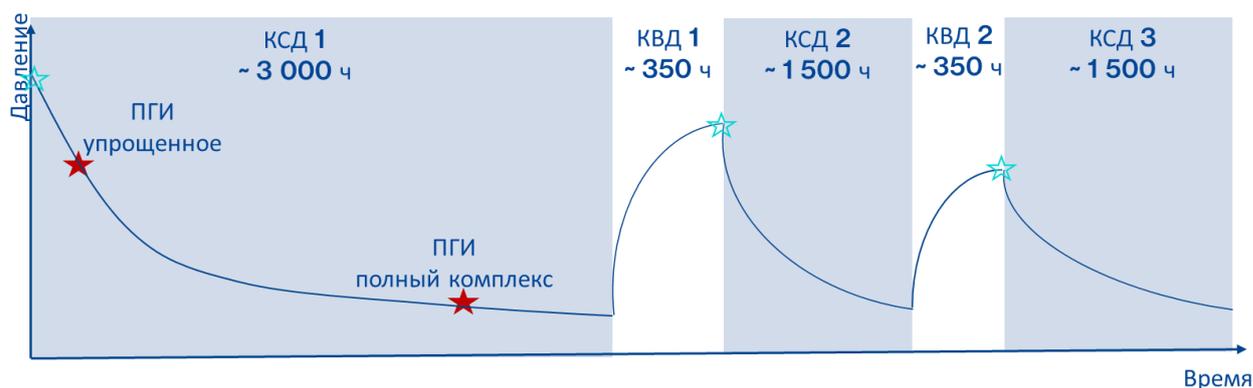
КСД – кривая стабилизации давления
КВД – кривая восстановления давления

Рис. 3. История работы с результатами гидродинамических исследований по одной из скважин баженовской свиты

Применяемый подход позволит оценивать стартовые условия дренирования коллектора, тем самым верифицировать технологии гидроразрыва по успешности.

Для успешной оценки как количества работающих трещин, так и стартовых их характеристик, а также фильтрационных свойств пласта авторами предлагается схема исследований, включающая в себя работу скважины на разных циклах (длительный запуск с короткими остановками), а также проведение двух промыслово-геофизических исследований для оценки качества гидроразрыва пласта и оценки профиля притока (рис. 4).

Таким образом, гидродинамические исследования в условиях низкопроницаемого коллектора направлены на оценку инвариантных параметров по ранним режимам течения. Фильтрационно-емкостные свойства пласта оцениваются также по раннему радиальному режиму течения в предположении, что все трещины работают, либо их работа определяется по промыслово-геофизическим исследованиям скважин.



КСД – кривая стабилизации давления

КВД – кривая восстановления давления

ПГИ – промыслово-геофизические исследования скважин

Рис. 4. Дизайн исследований в скважинах со сложным заканчиванием в условиях низкопроницаемого коллектора

На данный момент авторами ведется анализ возможностей гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин на основе моделирования в таких программных продуктах, как tNavigator (компания Rock Flow Dynamics) и Kappa Saphir (компания Kappa Engineering), в результате которого разрабатывается методика обработки гидродинамических исследований скважин по ранним режимам течения в условиях как работы скважины, так и в условиях ее остановки.

На данный момент оптимальной схемой исследования является работа скважины на разных циклах (длительная работа скважины и периодические короткие ее остановки), что позволит оценивать стартовые параметры трещин, а также их динамику во времени.

Литература

1. Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Каешков И.С. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
2. Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Буянов А.В. Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5(617). С. 38–43. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5\(617\)-38-43](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-5(617)-38-43)
3. Давлетбаев А.Я., Нуриев А.Х., Махота Н.А. и др. Пат. RU 2796265 С1. Способ исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах. № 2022128663; Заявл. 07.11.2022; Опубл. 19.05.2023 // Изобретения. Полезные модели. 2023. Бюл. № 14. 10 с.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.

5. *Мартынов В.А., Ипатов А.И., Кричевский В.М.* и др. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 106–109.

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

7. *Никонорова А.Н., Ерастова В.А.* Контроль эффективности многостадийного гидроразрыва пласта при вскрытии коллекторов в условиях высокого газового фактора // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 6(42). С. 14–23.

8. *Yao S., Zeng F., Liu H., Zhao G.* A semi-analytical model for multi-stage fractured horizontal wells // Journal of Hydrology. 2013. Vol. 507. P. 201–212. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2013.10.033>

Особенности выбора технологических схем для реализации водогазового воздействия на пласт на нефтегазоконденсатных месторождениях

Пасюта А.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65,
корп. 1
alexpasyuta@gmail.com

Ключевые слова: водогазовое воздействие на пласт, насосно-эжекторная система, нефтегазоконденсатное месторождение, кустовая сепарация нефти

Актуальность работы обусловлена тем, что в настоящее время рациональная разработка нефтегазоконденсатных месторождений России приобретает все большую важность по причине необходимости поддержания добычи углеводородов на необходимом уровне.

Разработка и эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений связаны с рядом осложняющих факторов: сложное геологическое строение залежей, содержащих фракции природного газа, газового конденсата и нефти, высокая степень расчлененности продуктивных пластов, низкая проницаемость коллекторов. Вышеописанные осложнения приводят к снижению годовых объемов добычи нефти и, как следствие, уменьшению прогнозируемого коэффициента нефтеотдачи – так, на Уренгойском месторождении данный показатель не превышает 16,9% [1].

Одним из рентабельных способов повышения эффективности разработки месторождений данной категории является применение методов увеличения нефтеотдачи, в частности, водогазового воздействия на пласт. С целью снижения капитальных затрат на реализацию данного метода предлагается использование насосно-эжекторной системы, отличающейся простотой и надежностью конструкции, в совокупности с технологическим оборудованием кустовой сепарации нефти [2].

Применительно к эксплуатации добывающих скважин с большим значением газового фактора, характерным для разработки нефтегазоконденсатных месторождений, разработана технологическая схема установки закачки водогазовой смеси в пласт, изображенная на рис. 1. Скважинная продукция на входе в рассматриваемую установку подвергается фильтрации для удаления механических примесей; затем в газоотделителе сепарируется газовая фаза, поступающая в приемную камеру эжектора. Отличительной особенностью данной установки является применение скважины-сепаратора для разделения на фазы дегазированной скважинной продукции. Отсепарированная вода откачивается погружной установкой на устье скважины с давлением, необходимым для ее нагнетания в сопло эжектора. Перед поступлением в сопло вода подвергается очистке от твердых частиц с помощью фильтрующих элементов. В камере смешения эжектора образуется водогазовая смесь, которая с помощью дожимного насоса закачивается в нагнетательные скважины, расположенные на кусте.

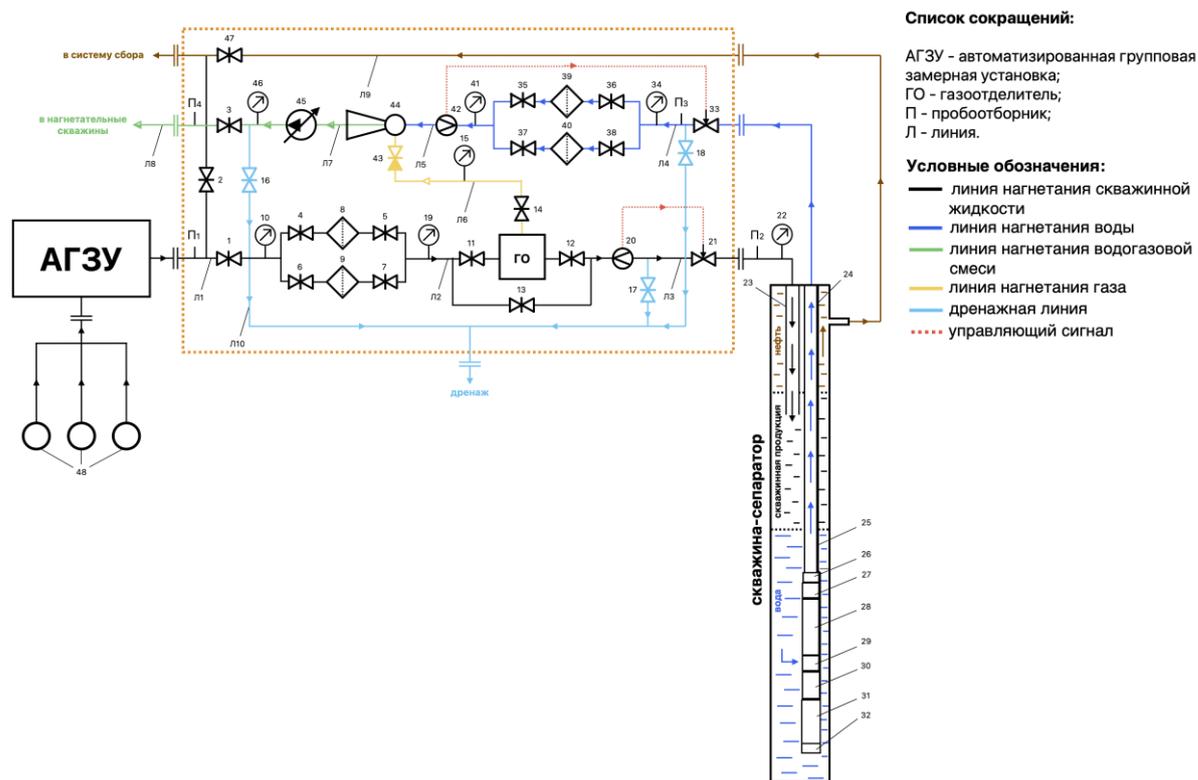


Рис. 1. Установка закачки водогазовой смеси в пласт с технологией кустовой сепарации нефти:
 1,2,3,4,5,6,7,11,12,13,14,16,17,18,35,36,37,38,47 – задвижка; 8,9,39,40 – фильтр;
 10,15,19,22,34,41,46 – манометр; 20,42 – расходомер; 21,33 – клапан регулируемый;
 23,24 – трубы насосно-компрессорные; 25 – линия кабельная; 26 – клапан спускной;
 27,43 – клапан обратный; 28,45 – насос регулируемый; 29 – модуль входной; 30 – протектор;
 31 – электродвигатель погружной; 32 – система телеметрии; 44 – эжектор; 48 – скважина добывающая

Альтернативная разработанная технологическая схема изображена на рис. 2. Особенностью данного варианта является отбор газа для насосно-эжекторной системы из затрубного пространства добывающих скважин. Скважинная продукция, поступающая из автоматизированной групповой замерной установки, подвергается фильтрации и дегазации, после чего отправляется в скважину-сепаратор. Отсепарированная гравитационным способом вода откачивается погружной насосной установкой с давлением, необходимым для ее нагнетания в сопло эжектора, а также подвергается фильтрации от твердых частиц. В приемную камеру эжектора поступает газ из затрубного пространства добывающих скважин, в результате чего в камере смешения эжектора образуется водогазовая смесь, которая закачивается с помощью дожимного насоса в нагнетательные скважины, расположенные на кусте.

Отделенная нефть движется по затрубному пространству скважины-сепаратора к верхней части скважины, после чего поступает через линию, расположенную в установке закачки водогазовой смеси, в сопло дополнительного эжектора. Приемная камера данного эжектора сообщена с линией нагнетания газа, идущей от газоотделителя. Образованная в камере смешения эжектора смесь направляется в систему сбора.

Реализация водогазового воздействия на пласт по альтернативной схеме позволит снизить значения затрубных давлений добывающих скважин и, как следствие, увеличить их дебиты [3].

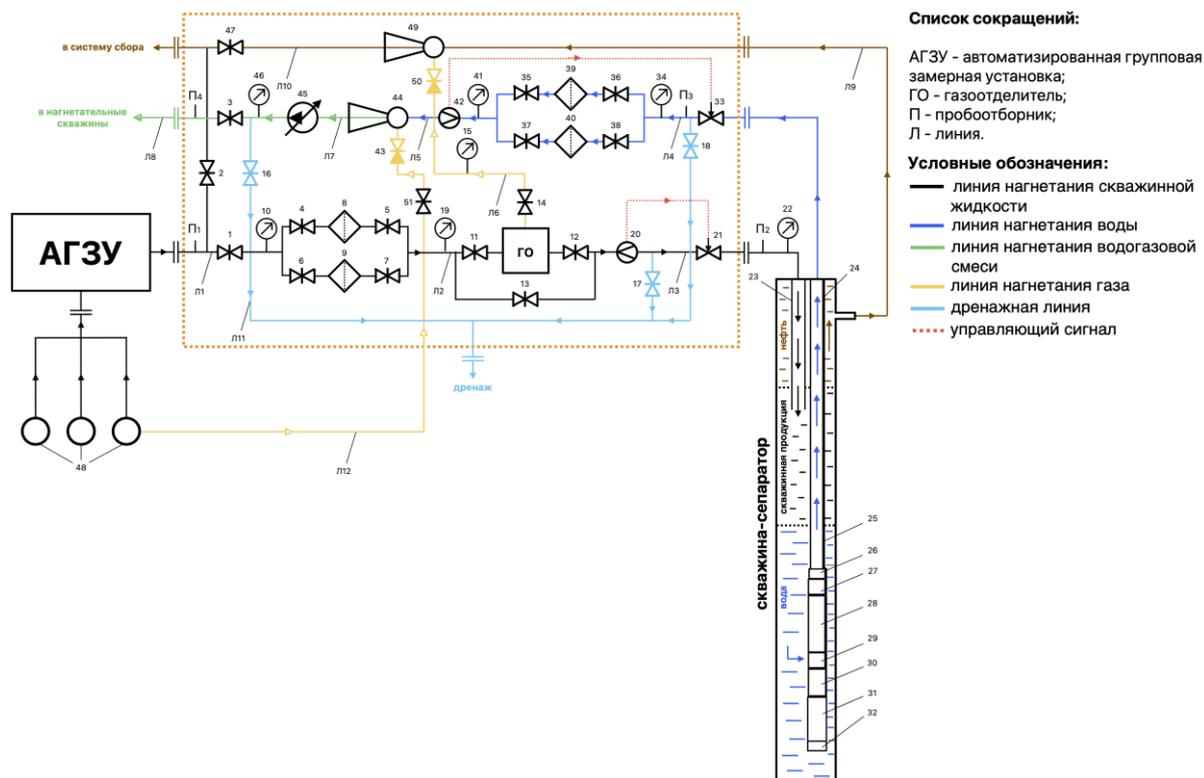


Рис. 2. Установка закачки водогазовой смеси в пласт с технологией кустовой сепарации нефти (альтернативный вариант):

1,2,3,4,5,6,7,11,12,13,14,16,17,18,35,36,37,38,47,51 – задвижка; 8,9,39,40 – фильтр;
10,15,19,22,34,41,46 – манометр; 20,42 – расходомер; 21,33 – клапан регулируемый;
23,24 – трубы насосно-компрессорные; 25 – линия кабельная; 26 – клапан спускной;
27,43,50 – клапан обратный; 28,45 – насос регулируемый; 29 – модуль входной; 30 – протектор;
31 – электродвигатель погружной; 32 – система телеметрии; 44,49 – эжектор; 48 – скважина добывающая

Для повышения эффективности технологического процесса водогазового воздействия на пласт в разработанных схемах может быть пересмотрено расположение дожимного насоса – спуск в каждую отдельную нагнетательную скважину установки погружного электроцентробежного насоса перевернутого типа позволит оптимизировать рабочие параметры закачки водогазовой смеси.

В работе также рассчитаны технологические параметры работы установки закачки водогазовой смеси в пласт с использованием технологии кустовой сепарации нефти применительно к условиям одного из нефтегазоконденсатных месторождений Российской Федерации, выполнен подбор технологического оборудования, определена его эффективность.

Литература

1. Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Принципиальные предложения по технической реализации водогазового воздействия на Уренгойском месторождении // Территория Нефтегаз. 2017. № 10. С. 56–60.
2. Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2009. № 1(254). С. 23–33.
3. Дроздов А.Н., Горелкина Е.И., Калинин В.Н., Пасюта А.А. Комплексный подход к повышению эффективности насосной добычи нефти при высоких линейных и затрубных давлениях // Бурение и нефть. 2023. № 2. С. 32–36.

Обоснование эффективности применения технологии Fishbones методом численного моделирования на примере одного из месторождений шельфа Каспийского моря

Прохоров В.В.^{1*}, Чернышов С.Е.¹, Попов С.Н.²

1 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, РФ, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*znee11400@gmail.com

Ключевые слова: технология Fishbones, скважина, проницаемость, численное моделирование

Актуальность работы обусловлена необходимостью научного обоснования эффективности применения технологии Fishbones на месторождениях нефти и газа северной части Каспийского моря с целью увеличения дебита нефтедобывающих скважин.

В работе рассматривается задача по оценке целесообразности применения технологии Fishbones [1] как технологии, позволяющей увеличить дебит добывающей скважины. Для решения поставленной задачи разработаны 3D конечно-элементные модели продуктивного горизонта до применения технологии Fishbones и после ее применения. Выполнен численный расчет распределения эффективных напряжений.

Fishbones – технология, применяемая в качестве метода увеличения нефтеотдачи продуктивных залежей при заканчивании скважин открытым забоем. Технология позволяет создавать каналы в продуктивном пласте диаметром 30–40 мм длиной до 12 м [1]. Реализация технологии обеспечивает возможность формирования до нескольких сотен каналов, направленных радиально к стволу скважины (рис. 1), что позволяет увеличить эффективный радиус ствола скважины, а также улучшить гидродинамическую связь между скважиной и пластом.

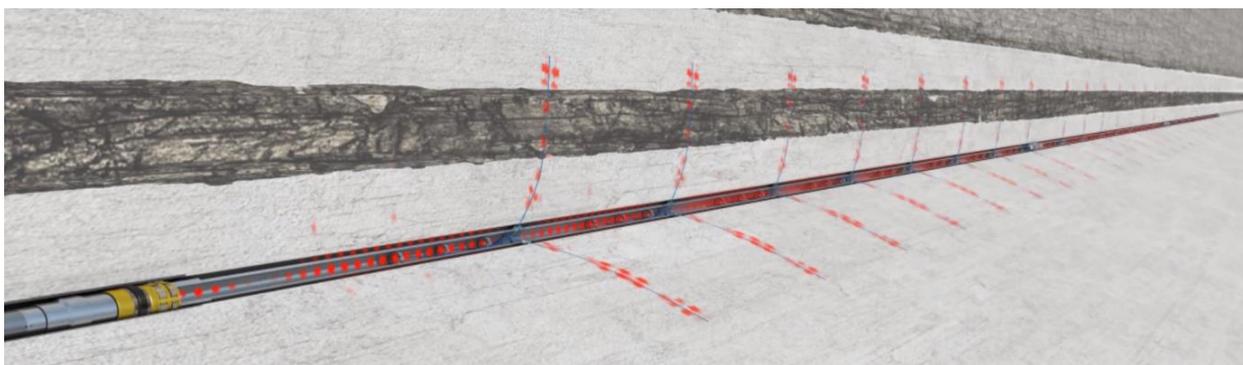


Рис. 1. Схема заканчивания скважины с применением технологии Fishbones

Данная технология применялась на нефтегазовых месторождениях в Техасе (США), на шельфовом месторождении Aasgard (Норвегия), на шельфовых месторождениях в Абу-Даби (ОАЭ), на месторождении Valhall (Норвегия) и одном из месторождений Саудовской Аравии [2, 3].

Задача решалась при помощи построения конечно-элементных моделей, оценки напряженно-деформированного состояния и изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта с горизонтальным стволом скважины до и после применения технологии Fishbones. Рассматривались 3 расчетных варианта: 1 – модель массива горных пород до бурения горизонтального ствола, 2 – модель массива горных пород после бурения горизонтального ствола, 3 – модель массива горных пород после бурения горизонтального ствола и последующей реализации технологии Fishbones. Модель включает в себя ствол горизонтальной скважины, призабойную зону пласта, канал после применения технологии Fishbones.

Известно, что изменения эффективных напряжений оказывают влияние на ФЕС, в частности на проницаемость. Зависимость в пристволенной зоне имеет экспоненциальный характер [4–6] и описывается следующим уравнением [4]:

$$k = k_0 \times e^{\Delta\sigma_{\text{eff}}},$$

где k – искомая проницаемость пласта; k_0 – исходная проницаемость (до применения технологии Fishbones); $\Delta\sigma_{\text{eff}}$ – разница между эффективными напряжениями до применения технологии Fishbones и после.

Изменение ФЕС происходит за счет того, что вблизи создания перфорационных каналов в околоскважинной зоне продуктивного пласта после применения технологии происходит разгрузка горной породы и, как следствие, снижение эффективных напряжений.

В решении были использованы следующие физико-механические свойства горных пород продуктивного горизонта и величины действующих нагрузок (табл. 1).

Таблица 1. Физико-механические свойства горных пород и величины действующих нагрузок

№	Характеристика	Значение
1	Модуль Юнга, ГПа	34
2	Коэффициент Пуассона, д.е.	0,234
4	Прочность при сжатии, МПа	26,4
5	Начальный угол внутреннего трения, рад	0,6
6	Начальное сцепление, МПа	42
7	Угол дилатансии, рад	0,6
8	Остаточный угол внутреннего трения, рад	0,3
9	Остаточное сцепление, МПа	2,7
10	Глубина пласта, м	1420
11	Поровое давление, МПа	15
12	Начальная проницаемость, мД	1363,3
13	Вертикальное напряжение, МПа	26
14	Горизонтальное напряжение, МПа	15,23
15	Гидростатическое давление, МПа	16,44

Следует отметить ряд допущений, которые вводились при создании модели:

1. Согласно [7] в расчетах был принят коэффициент Био, равный 0,7, так как продуктивный горизонт представлен в основном слабосцементированным пористым песчаником.
2. На нижней грани задавались нулевые перемещения.

3. На боковые грани действовало горизонтальное напряжение.
4. Предполагается, что поровое давление одинаково во всех точках рассматриваемой модели.

5. На стенку скважины и формируемого канала действовало давление столба промывочной жидкости. Давление определялось при плотности промывочной жидкости, равной $1,18 \text{ г/см}^3$.

Для количественной оценки величины снижения эффективных напряжений как после бурения интервала под спуск хвостовика, так и после применения технологии Fishbones, был проведен анализ изменения величин эффективных напряжений.

Для наглядности результатов оценки ФЕС (рис. 2) функция изменения проницаемости была прологарифмирована при помощи функции десятичного логарифма. Данный способ позволяет оценить коэффициент изменения проницаемости следующим образом: при значении больше 0 – коэффициент изменения проницаемости больше 1 – проницаемость увеличивается, при значении меньше 0 – проницаемость уменьшается.

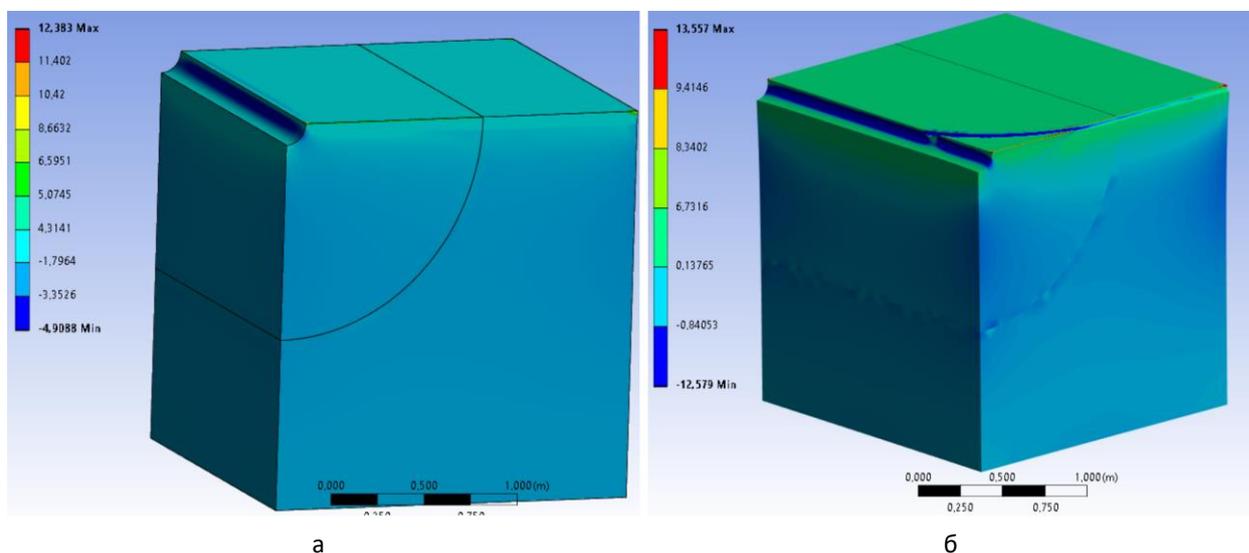


Рис. 2. Схема заканчивания скважины: а – до; б – после применения технологии Fishbones

Средние значения коэффициента изменения проницаемости составляют: -1,7481 для модели № 2; -1,5031 для модели № 3. Несмотря на то, что в обоих случаях коэффициент меньше 0, что говорит об ухудшении ФЕС, для модели № 3 данный коэффициент больше относительно среднего значения коэффициента для модели № 2. Таким образом, формирование перфорационного канала в открытом стволе скважины благоприятно сказывается на ФЕС продуктивного пласта. Для данных горно-геологических условий восстановление проницаемости горных пород составит 10,5%.

В свою очередь это позволит увеличить дебит нефтедобывающих скважин. Дополнительно стоит отметить, что рост добычи планируется не только за счет восстановления проницаемости призабойной зоны пласта, но также и за счет увеличения площади фильтрации.

В работе описаны принцип работы и основные элементы технологии Fishbones. Была выполнена оценка эффективности применения технологии с точки зрения восстановления проницаемости пласта. Проанализирован опыт применения данной технологии в мировой

практике. Созданы конечно-элементные схемы продуктивного горизонта до применения технологии повышения нефтеотдачи и после ее применения. Выполнен численный расчет распределения эффективных напряжений и анализ результатов численного моделирования. Установлено, что применение технологии Fishbones позволит за счет восстановления проницаемости призабойной зоны пласта увеличить дебит нефтедобывающих скважин, однако, требуются дополнительные экономические расчеты для всесторонней оценки эффективности рассматриваемой технологии.

Литература

1. *Klovning C.-I.* Simulation of wells with fishbones using ECLIPSE: Master's thesis. Trondheim, 2016. 85 p. URL: <http://hdl.handle.net/11250/2392298> (дата обращения: 11.09.2024).
2. *Torvund S., Stene K., Jensaas H.* et al. First installation of multilateral drilling stimulation technology in tight sandstone formation // SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 23–26 May 2016. Paper SPE-180390-MS. <https://doi.org/10.2118/180390-MS>
3. *Nofal S.F., Ahmad F., Al Alyak A.A.* et al. A novel approach for stimulation of heterogeneous thin layered reservoir in an offshore field, Abu Dhabi // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 7–10 2016. Paper SPE-183465-MS. <https://doi.org/10.2118/183465-MS>
4. *Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г.* Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Горная книга, 2019. 496 с.
5. *Попов С.Н., Чернышов С.Е.* Численное моделирование неоднородного напряженно-деформированного состояния и прогноз изменения проницаемости прискважинной зоны при создании щелевой перфорации в терригенном коллекторе // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 25–36. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art3>
6. *Ghabezloo S., Sulem J., Guédon S., Martineau F.* Effective stress law for the permeability of a limestone // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2009. Vol. 46, No. 2. P. 297–306. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2008.05.006>
7. *Зобак М.Д.* Геомеханика нефтяных залежей. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 482 с.

Борьба с пескопроявлением на нефтяных скважинах в Республике Сербия

Рашайски Р.

НИС «Газпром нефть», Сербия, 21000, г. Нови-Сад, ул. Народного фронта, д. 12
rastkorasajski95@gmail.com, rastko.rasajski@nis.rs

Пескопроявление при добыче нефти и газа на месторождениях Сербии существует с самого начала эксплуатации. Его негативное воздействие при разработке месторождений нефти и газа долгое время представляет собой нерешенную проблему.

На данный момент существует множество месторождений, на которых используются различные технологии для предотвращения выноса песка, как на месторождениях РФ, так и за рубежом.

Пескопроявление – это проблема, которая охватывает более 95% скважин в Сербии. В начале 1980-х годов после увеличения количества скважин и повышения обводненности песок из слабосвязанных и в целом рыхлых песчаников внезапно стал затруднять стабильную добычу.

Поскольку присутствие песка является сегодня основным осложняющим фактором, обращается внимание на способ добычи, технологию его осуществления и предотвращения проникновения песка (мелких фракций), а также ремонтные работы, при которых хотя бы и частичное усовершенствование может принести весьма удовлетворительные результаты на промысле [1].

Тем не менее, после нескольких десятилетий усовершенствования метода установки гравийной набивки (Gravel Pack) инженерами и технологами в АО «НИС Газпром нефть», данный метод требует ревизии.

Соответственно, цель работы заключается в рассмотрении состояния разработки месторождения на данном этапе как глобальный пример применения решений для увеличения межремонтного периода (МРП) нефтяных скважин.

Данный вопрос в настоящее время является актуальной задачей в мире, поскольку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами активно увеличиваются, а добыча нефти становится более комплексной.

Нефтяное месторождение (X), о котором говорится в работе, обеспечивает большую часть всей добычи нефти в Сербии. Коллектор состоит из несвязанных и слабосвязанных терригенных пород, характеризующихся широким диапазоном грануляции частиц и хорошей проницаемостью. Добыча осуществляется исключительно механическим способом с использованием электроприводных центробежных насосов и глубинных насосов в соотношении 30/70.

Добыча нефти осуществляется на нефтяной залежи, являющейся главной на одном из нескольких эксплуатационных объектов, который состоит из многочисленных слоев небольшой мощности.

С момента появления песка в добыче «НИС» начал устанавливать гравийную набивку (Gravel Pack) как метод предотвращения проникновения в скважину дополнительного пластового песка. Метод установки гравийной набивки совершенствовался на протяжении десятилетий

на основе собственного опыта компании и сотрудничества с компаниями Baker Hughes, Brown, Halliburton, Dowel и другими [2].

Существует большое количество изобретений для борьбы с пескопроявлениями, использование фильтров и креплений началось больше 50 лет назад, но проблема пескопроявлений становится все более актуальной, поскольку количество проблемных скважин увеличивается, а успешность работ остается неизменной [3].

В итоге, механический метод [4] оказался наиболее эффективным способом борьбы с пескопроявлениями. Фильтры имеют различные конструкции в зависимости от условий пласта. На данный момент большинство зарубежных разработок фильтров имеют именно сетчатую конструкцию по причине простого ремонта фильтров и их установки.

Таким образом, на месторождениях Сербии пескопроявление успешно ограничивается на 98% скважин. На остальных скважинах, где гравийная набивка не проявляет свою эффективность, применяются химические методы предотвращения пескопроявления и закрепления призабойной зоны скважины (ПЗС).

По сравнению с фильтрами применение химических методов несет определенный риск, который часто может привести к критическому снижению фильтрационно-емкостных характеристик коллектора по причине использования вяжущих компонентов.

С 2018 г. «НИС Газпром нефть» начал активно уделять внимание исследованиям по применению химических методов предотвращения пескопроявления. Главным фокусом исследований является применение укрепляющих смол «полискреп» [5].

Компания применяла полискреп еще с 1980-х годов на нескольких своих месторождениях. В начале добычи на скважинах, где ПЗС обрабатывалась полискрепом, часто появлялись проблемы с накоплением избыточной смолы в стволе скважины вместе с пластовым песком. В конце проекта успешность данного метода не была удовлетворительной [6].

В недавних исследованиях в НТЦ «НИС Газпром нефть» проводились опыты по ограничению пескопроявления различными барьерами, такими как гравийная набивка (ГН), RCP-проппант, полискреп, полискреп + ГН и цемент [2]. Результаты показали, что совместное применение ГН и полискрепа обладает лучшими укрепляющими свойствами в ПЗС. Данный метод на начальных стадиях применения обладал успешностью 50%, а в настоящий момент – свыше 90%.

Использование методов борьбы с песком сопровождается процедурами, которые требуют использования дополнительного оборудования для заканчивания. Хотя это оборудование предотвращает попадание пластового песка в ствол скважины с помощью различных механизмов, оно снижает продуктивность самого пласта. С другой стороны, дополнительный скин-фактор возникает в результате использования оборудования для контроля пескопроявления.

Результаты работы [7] показали, что величина частиц, проникающих через фильтры, находится в диапазоне 0,04–0,2 мм (рис. 1). Пробы накопившегося материала были собраны на скважинах прямыми способами (песок в хвостовике в фильтрах, с помощью канатной установки, обратной промывкой глубинных насосов). Был проведен анализ причин перемещения данных частиц и оценка эффективности, которой обладают установленные гравийные фильтры. Высокий процент обводненности месторождения и высокая скорость движения флюида в ПЗС указывают на неправильно выбранный темп добычи. Высокая скорость флюида приводит

к быстрому заполнению фильтров мелкими частицами, снижению динамического уровня и уменьшению МРП.

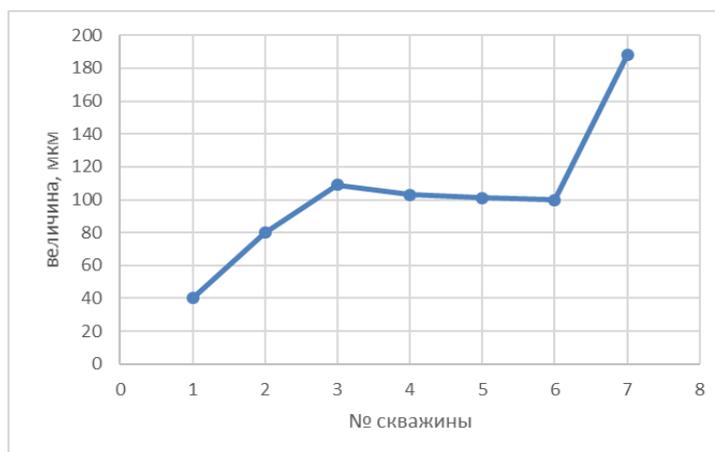


Рис. 1. Величина частиц, проникающих через фильтры, по данным [7]

Тестирование новых технологий для борьбы с выносом песка на скважинах в полевых условиях приводит к высокой стоимости обработки скважин и значительным финансовым потерям при недостижении плановых показателей по добыче в случае отрицательного результата испытаний. Встает актуальная задача поиска новых и более эффективных методов в целях минимизации затрат и увеличения продолжительности работы добывающей скважины.

Литература

1. *Sparlin D.D.* Sand and gravel – A study of their permeabilities // SPE Symposium on Formation Damage Control, New Orleans, Louisiana, USA, 30 January – 1 February 1974. Paper SPE-4772-MS. <https://doi.org/10.2118/4772-MS>
2. *Новчић Д.* Контрола ситнозрних пескова са високим садржајем сититско-глиновите компоненте при производњи нафте из комплекса лежишта нафтног поља. Нови Сад: РО Нафтагас, 1985. 5 с.
3. *Одаловћ Б., Новчић Д.* Досадашњи резултати и будућа опредељења у производњи угљоводоника из лежишта лако покреливих пескова. Нови Сад: РО Нафтагас, 1986. 12 с.
4. *Saucier R.J.* Considerations in gravel pack design // Journal of Petroleum Technology. 1974. Vol. 26, No. 2. P. 205–212. <https://doi.org/10.2118/4030-PA>
5. *Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Ермолаев А.И.* и др. Влияние концентрации смолы в укрепляющем растворе «Полискреп» на эксплуатационные характеристики песконесущих скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 45–62. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art4>
6. *Кильмаматов А.А., Кузнецов М.А., Пантич Я.М.* и др. Химическая альтернатива технологии «Gravel Pack» для слабосцементированных коллекторов // Газовая промышленность. 2020. № 1(795). С. 92–97.
7. *Рашијски Р.* Проблемы эксплуатации нефтяных скважин в Республике Сербия // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 69–71.

Оценка эффективности применения пенообразующих ПАВ на нефтяных оторочках

Саяпов И.Р.¹, Саяпова А.И.^{2*}, Мухаметшина Г.С.³

1 – Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), РФ, 121205, г. Москва, территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1

2 – Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», РФ, 109028, г. Москва, Покровский б-р, д. 11

3 – Бирский филиал Уфимского университета науки и технологий, РФ, 452453, г. Бирск, ул. Интернациональная, д. 10

*adel.bikbauva2002@yandex.ru

Ключевые слова: пенообразователь, поверхностно-активные вещества, экономическая оценка, конусы газа и воды

Основным способом разработки газонефтяных месторождений в России является режим истощения пластовой энергии с опережающей разработкой газовой или газоконденсатной шапки, т. е. разработка месторождения часто сводится только к добыче газа и конденсата, а запасы нефти игнорируются. Отмечается, что подобная стратегия разработки нефтегазоконденсатных месторождений является самой неэффективной. Поэтому в работе особое внимание уделено применению барьера пены над добывающей скважиной, а именно – с помощью закачки в пласт пенообразующего поверхностно-активного вещества (ПАВ).

Проблема заключается в том, что при добыче нефти из скважин водяной или газовый конус начинает подниматься к скважине из-за неравномерного давления в пласте. Это приводит к тому, что скважина начинает добывать больше воды или газа, чем нефти, что снижает эффективность и рентабельность добычи нефти. В результате скважина может загазовываться, обводняться, что приводит к снижению производительности и, возможно, к необходимости прекращения эксплуатации скважины. Моделирование процесса образования конуса газа в процессе добычи нефти [1–5] представлено на рис. 1. При добыче нефти на естественном режиме без применения изоляционных технологий начинает стремительно прорываться газ, что на рисунке выглядит как резкое повышение газонасыщенности вблизи добывающей скважины.

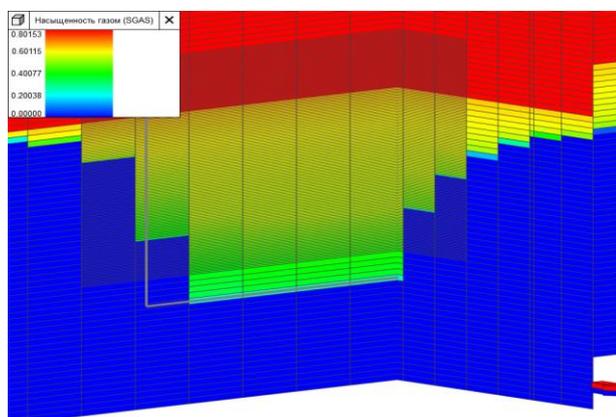


Рис. 1. Моделирование образования газового конуса на естественном режиме

В работе для сокращения поступления газа в интервалы перфорации скважины предложено использование пенообразующих ПАВ. Влияние образовавшейся в условиях пласта пенной системы характеризуется снижением подвижности газа и поверхностного натяжения на границе раздела фаз, в комплексе позволяющем добиться эффекта блокировки притока газа. В пластовых условиях пена представляет собой сеть пленок жидкости, взаимодействующих с породой и флюидами. Образовавшаяся пенная система позволяет достичь снижения подвижности газа до 2 порядков.

В качестве исходных данных была смоделирована следующая модель в tНавигаторе: данные брались средние по нефтяным оторочкам, задавалась достаточно тонкая нефтяная часть, маленькая вязкость газа, чтобы учесть высокие скорости низкомолекулярной части газовой шапки, и также было задано отношение объема газовой шапки и нефтяной части месторождения (M-фактор). Опция пены задавалась аналитически, через зависимость различных параметров пены от концентрации ПАВ, нефте- и водонасыщенности. Исходные данные брались из лабораторных исследований.

Проведен анализ эффективности закачки пенообразующего ПАВ для создания пенного барьера, барьерного заводнения и естественного режима. Были подобраны наилучшие варианты сочетания режимов работ нагнетательной и добывающей скважин. В соответствии с этим, представлена эффективность данных методов, где закачка пенообразующего ПАВ показала наилучшую эффективность. Также сравнивалась эффективность пенного барьера с учетом свойств пены в пласте. Проведен экономический расчет с целью сравнения базовых методов и закачки пенообразующего ПАВ с различными свойствами. На рис. 2 показан процесс добычи нефти при применении пенного барьера, как видно из рисунка, образуется непроницаемый барьер вблизи нагнетательной скважины, который «отсрочивает» прорыв газа к добывающей скважине.

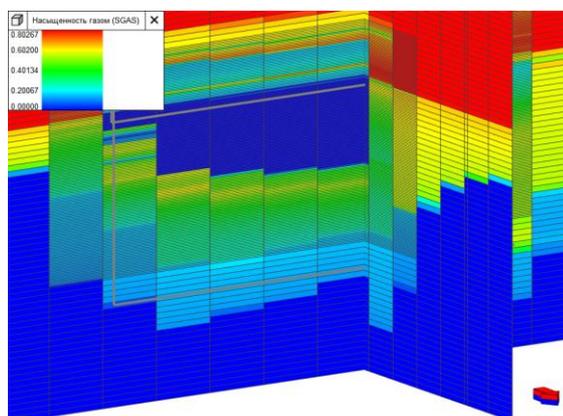


Рис. 2. Моделирование процесса закачки пенообразующего ПАВ

Применение закачки пенообразующих ПАВ для создания пенного барьера может показать свою положительную технологическую и экономическую эффективность в сравнении с базовыми методами, но для этого получаемая пена должна иметь определенные свойства в пласте, например, одно из основных свойств пены – время распада пены в пласте – должно быть не менее 6 суток. Также стоит отметить, что эффективность барьерных технологий зависит от таких параметров как расположение горизонтального ствола скважины относительно газонефтяного контакта, длины

горизонтального ствола, интервалов перфорации скважин, свойств закачиваемого агента, от снижения подвижности газа закачиваемого барьера, стратегии закачки и свойств пластовых флюидов и, соответственно, от свойств самого пласта.

Литература

1. Кулеш В.А., Исламов Р.Р. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5(98). С. 58–62. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-5-58-62>
2. Raza S.H. Foam in porous media: Characteristics and potential applications // Society of Petroleum Engineers Journal. 1970. Vol. 10, No. 4. P. 328–336. <https://doi.org/10.2118/2421-PA>
3. Svorstoel I., Blaker T., Holt T., Vassenden F. Foam pilot evaluations for the Snorre Field, Part 1: Project planning and laboratory results // 8th European IOR Symposium on Improved Oil Recovery, Vienna, Austria, 16–17 May 1995. P. 173–181. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201406928>
4. Svorstoel I., Arneson S., Surguchev L.M. Foam pilot evaluations for the Snorre Field, Part 2: Numerical simulations and economical evaluations // 8th European IOR Symposium on Improved Oil Recovery, Vienna, Austria, 16–17 May 1995. P. 183–191. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201406929>
5. Mosesyan A.A., Simakov Ya.O. Complex modeling and efficiency evaluation of free gas breakthrough isolation efficiency with foaming systems in conditions of oil rim drainage at Caspian Sea shelf // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 15–17 October 2013. Paper SPE-166894-MS. <https://doi.org/10.2118/166894-MS>

О применении алгоритмов машинного обучения при прогнозировании проницаемости удаленной зоны пласта

Соромотин А.В.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, РФ, 614990, г. Пермь,
Комсомольский пр-т, д. 29
s@soromotinav.ru

Ключевые слова: машинное обучение, проницаемость, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления

В настоящее время методы определения проницаемости имеют ряд недостатков.

Эмпирические корреляции зависят от статистических связей между измерениями проницаемости керна и петрофизическими свойствами, что может сделать их непригодными для применения в различных геолого-физических условиях [1]. Методы прогнозирования проницаемости путем интерпретации данных каротажа широко изучаются [2]. Данный способ предоставляет информацию о свойствах окружающего пласта, непосредственно прилегающего к стволу скважины. Целью исследования является рассмотрение инновационных подходов к использованию накопленных данных разработки объектов и данных интерпретации гидродинамических исследований скважин для прогнозирования фильтрационных характеристик пласта. Эти методы дадут возможность контролировать состояние призабойной зоны пласта скважин без их остановки для проведения гидродинамических исследований, что позволит снизить потери предприятий, занимающихся добычей нефти [3].

На продуктивные характеристики скважин большее влияние оказывает проницаемость призабойной зоны пласта. В то же время проницаемость удаленной зоны влияет на перераспределение давления в пласте. Достоверное прогнозирование проницаемости удаленной зоны пласта осложнено особенностями процесса интерпретации кривых восстановления давления (КВД). В работе представляется инновационный подход к прогнозированию кривых восстановления давления. Сформирована информация о достоверных 4045 гидродинамических исследованиях. База данных содержит исходные параметры и данные интерпретации скважин различных объектов с различными геолого-физическими свойствами пласта и нефти. В качестве прогнозируемой величины служат данные давлений в каждый временной период восстановления КВД.

Исходными данными являются: пластовое и забойное давление; дебит жидкости; обводненность; коэффициенты сжимаемости породы, пласта и нефти; объемный коэффициент нефти; глубина скважины; пористость; проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП); давление насыщения нефти газом; эффективная нефтенасыщенная толщина; вязкость нефти; газоносность; плотность нефти; удельный коэффициент продуктивности; время восстановления. Схема обучающих признаков представлена на рис. 1. Давление на КВД – это забойное давление в определенный момент времени в процессе восстановления.

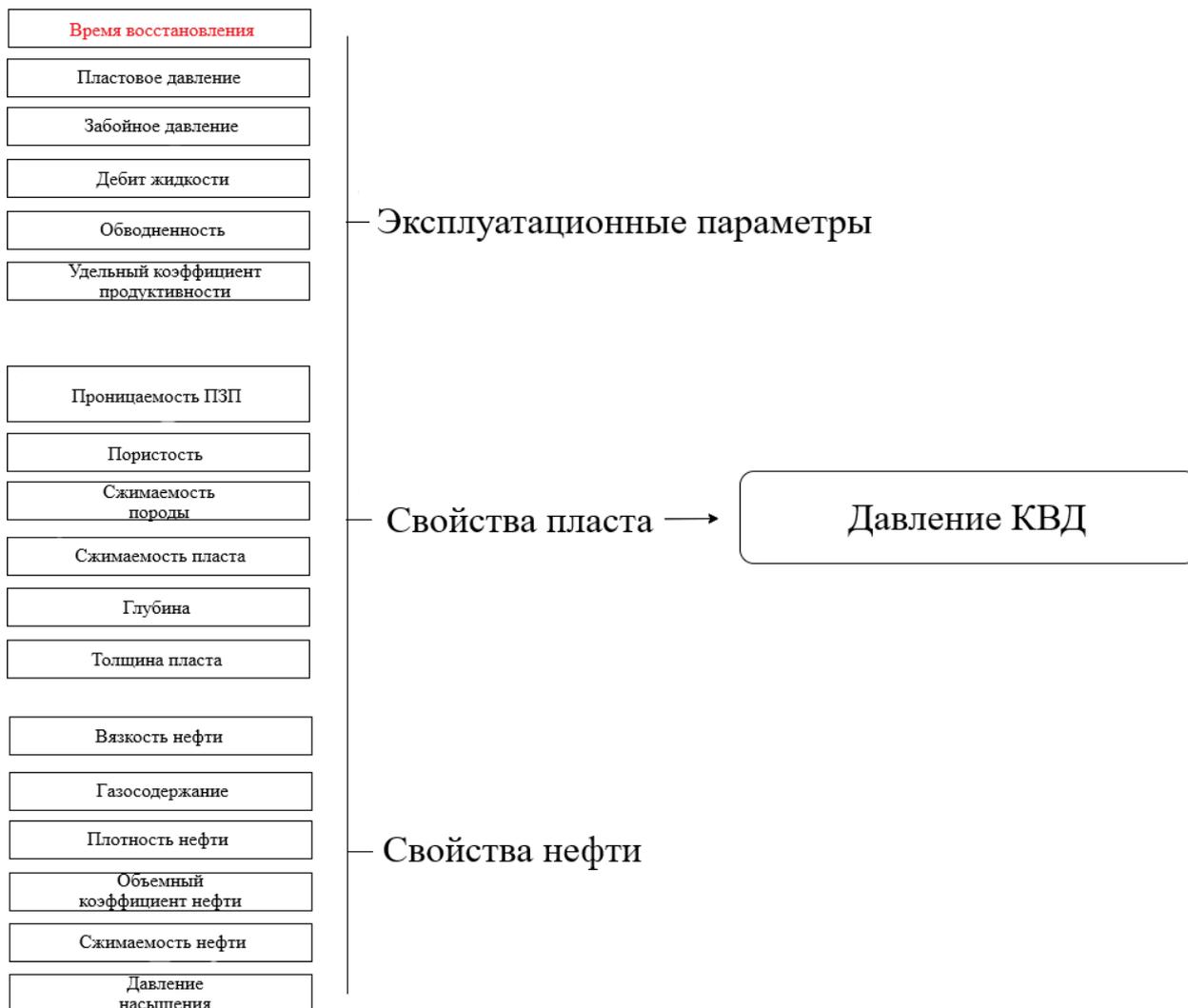


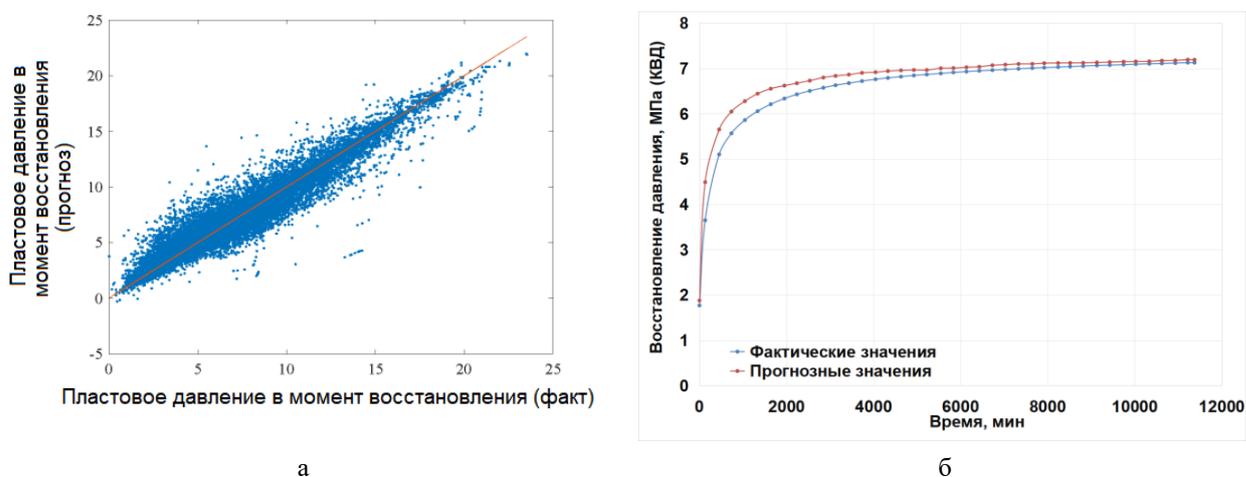
Рис. 1. Схема обучающей выборки

В работе применена модель машинного обучения – catboost, библиотека градиентного бустинга с открытым исходным кодом для деревьев решений. Обучающая и тестовая выборки разделены в соотношении 90% на 10%. Доля валидационной выборки – 0,1 от обучающей выборки.

Уникальность работы заключается в разработанном подходе к оценке изучаемого параметра путем прогнозирования кривых восстановления давления в любой момент времени при эксплуатации скважин без их остановки. Таким образом, получаем первичный объект прогноза, который подлежит дальнейшей интерпретации проницаемости удаленной зоны пласта.

На рис. 2а приведена величина $R^2 = 0,9277$, найденная для тестовой выборки значений восстановления давления. RMSE (Root Mean Square Error) составил ~0,06.

На рис. 2б представлен пример прогнозирования кривой восстановления давления.



а

б

Рис. 2. Прогнозирование кривых восстановления давления:

а – диаграмма рассеяния прогнозных и фактических значений давления в момент восстановления;
б – пример прогнозирования кривой восстановления давления

Интеграция методов машинного обучения и использование кривых восстановления давления в реальном времени представляют собой значительный прогресс для контроля за разработкой месторождений углеводородов. Эти технологии не только улучшают точность прогнозирования проницаемости, но и сокращают время простоя, связанное с традиционными методами испытания скважин. Предлагаемые подходы способствуют более эффективной и экономически рациональной разработке месторождений, обеспечивая оптимизацию ресурсов и улучшение процесса принятия решений в нефтедобыче.

Литература

1. *Belhouchet H.E., Benzagouta M.S., Dobbi A. et al.* A new empirical model for enhancing well log permeability prediction, using nonlinear regression method: Case study from Hassi-Berkine oil field reservoir – Algeria // *Journal of King Saud University – Engineering Sciences*. 2021. Vol. 33, No. 2. P. 136–145. <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2020.04.008>
2. *Bennis M., Torres-Verdín C.* Estimation of dynamic petrophysical properties from multiple well logs using machine learning and unsupervised rock classification // *SPWLA 60th Annual Logging Symposium, The Woodlands, Texas, USA, 15–19 June 2019. Paper SPWLA-2019-KKKK*. https://doi.org/10.30632/T60ALS-2019_KKKK
3. *Соромотин А.В., Мартюшев Д.А., Мелехин А.А.* Прогнозирование гидродинамических параметров призабойной зоны скважин с использованием методов машинного обучения // *Георесурсы*. 2024. Т. 26, № 1. С. 109–117. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.1.9>

Численное моделирование фильтрации жидкости в пластах со случайной проницаемостью в гидродинамических симуляторах

Тарасенко Е.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1
e.a.tarasenko12@gmail.com

Ключевые слова: однофазная фильтрация, случайная проницаемость, эксперименты Монте-Карло

Актуальность работы обусловлена увеличением доли сложных неоднородных коллекторов в структуре разрабатываемых запасов углеводородов.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3]. Исследуется задача однофазного притока флюида к скважине в пласте со случайной проницаемостью. Для моделирования процесса строится гидродинамическая модель с помощью гидродинамического симулятора. Для учета влияния случайного поля проницаемости строится ансамбль реализаций, и с помощью метода Монте-Карло выполняются расчеты, которые позволяют оценить случайные характеристики коэффициента продуктивности скважины. На основе выполненных расчетов строится функция распределения коэффициента продуктивности и оцениваются ее моменты случайной величины. Полученные результаты сравниваются с аналитическим решением, которое построено путем осреднения дифференциальных уравнений и зависит от моментов случайного поля проницаемости. Графики полученных зависимостей представлены на рис. 1.

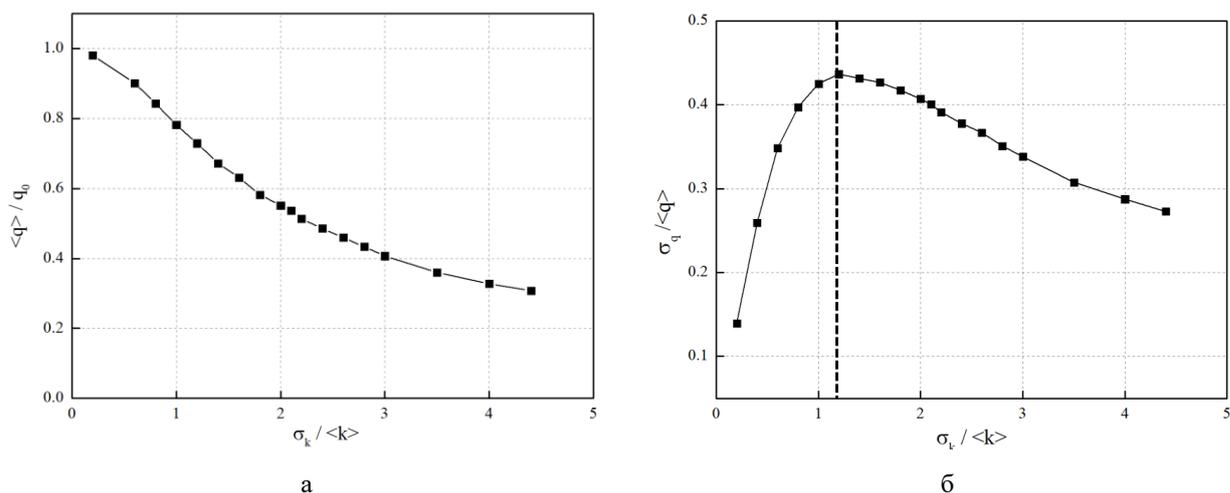


Рис. 1. Зависимости среднего значения дебита (а) и коэффициента вариации дебита (б) от коэффициента вариации проницаемости

Была рассмотрена зависимость дисперсии дебита от математического ожидания дебита. На полученной зависимости отчетливо выделялся линейный участок, который отражает линейную зависимость второго момента от первого, что указывает на возможность наличия пуассоновской

статистики, которая характерна только для дискретных величин, а в рассматриваемой задаче все процессы непрерывны.

Когда начинает появляться дискретность в непрерывной задаче?

Рассмотрим траектории каналов фильтрации, на которые наложен график распределения проницаемости для одной из реализаций на рис. 2:

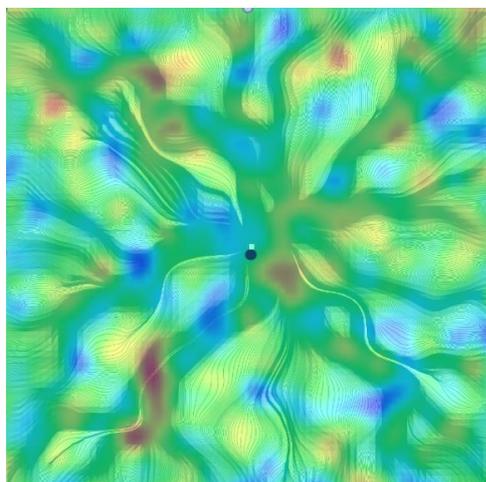


Рис. 2. Траектории каналов фильтрации

При увеличении коэффициента вариации проницаемости наблюдаются сгруппированные линии тока, которые образуют так называемые «каналы» (рис. 3).

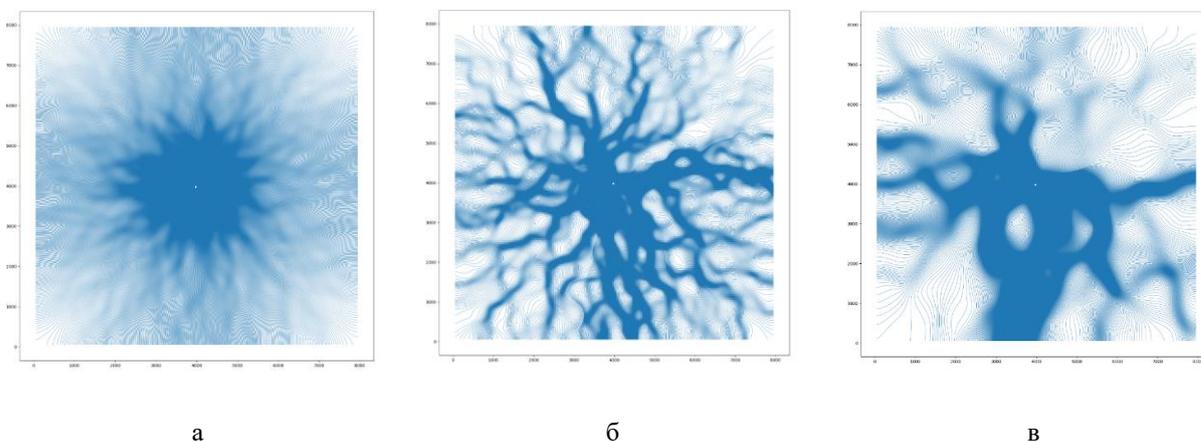


Рис. 3. Линии тока для коэффициента вариации:

$$\begin{aligned} \text{а} - \frac{\sigma_k}{\langle k \rangle} &= 0,4 \text{ (а);} \\ \text{б} - \frac{\sigma_k}{\langle k \rangle} &= 1,8 \text{ (б);} \\ \text{в} - \frac{\sigma_k}{\langle k \rangle} &= 3 \text{ (в)} \end{aligned}$$

При увеличении дисперсии проницаемости наблюдается возникновение «каналов», тогда как сгенерированные поля проницаемости не имеют выделенных направлений. «Каналы» и будут рассматриваться как дискретные величины.

Выводы

На примере модельной задачи о притоке жидкости к совершенной вертикальной скважине рассчитаны и исследованы зависимости математического ожидания дебита и его дисперсии от стандартного отклонения проницаемости. Показано, что в области больших флуктуаций проницаемости случайный дебит может быть хорошо описан статистикой Пуассона, которая характерна для случайных дискретных систем. Обнаружено, что дискретность возникает из-за появления каналов, которые заметно меняют динамику обводнения скважин и пространственную структуру остаточных запасов.

Литература

1. *Zhang D.* Stochastic Methods for Flow in Porous Media: Coping with Uncertainties. San Diego, CA: Academic Press, 2001. 371 p.
2. *Posvyanskii D., Tarasenko E.* Well performance modeling in reservoirs with stochastic permeability // Fifth EAGE Conference on Petroleum Geostatistics, Porto, Portugal, 27–30 November 2023. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202335029>
3. *Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В., Тарасенко Е., Шарунов Н.В.* Приток жидкости к скважинам в сильно неоднородных пластах со случайной проницаемостью // Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений: Тезисы докладов XVI международной научно-практической конференции. М.: Нефтяное хозяйство, 2024, С. 10–11.

Установка физического подобия определения утечек на участке нефтепровода

Уфимцев А.В.*, Филипас А.А.**

Томский политехнический университет, РФ, 634050, г. Томск, пр-т Ленина, д. 30

*avu34@tpu.ru, **filipas@tpu.ru

Ключевые слова: трубопровод, установка, давление, утечка, объемный расход, нефтепровод

В работе представлена установка, позволяющая на основе разработанного подхода к управлению потоками жидкости по трубопроводам системы реализовывать физическое подобие технологических процессов транспортировки и хранения на реальном нефтегазовом производстве. Моделирование происходит на основе законов гидравлического движения жидкости, включая разные режимы и скорость данного движения, что реализуется с помощью компонентного и элементного оснащения установки.

Представленная в работе установка решает задачи в области выявления и систематического определения утечек, а также их регулируемого моделирования в различном объеме в зависимости от заданных начальных условий эксперимента. Реализация данного алгоритма определения утечек позволяет в ходе проведения на установке эксперимента или исследования на практике видеть результат функционирования сложных систем теории автоматического управления при хранении и транспортировке нефтепродуктов.

Оборудование установки оснащено компонентной базой, позволяющей осуществлять все виды воздействия на рассматриваемую систему: управляющее, возмущающее, регулирующее. Данный результат достигается применением комплекса систем автоматического управления, включающего в себя программируемый логический контроллер, модули аналогового и дискретного ввода–вывода, а также переключатели, реле и некоторые другие технические элементы. Такое техническое решение обеспечивает: возможность с помощью данных, передаваемых датчиками с полевого уровня на логический контроллер, получать и отслеживать информацию о состоянии работы и особенностях функционирования управляющих устройств, а также осуществлять переходы с автоматического режима управления установкой на автоматизированный и обратно; гибкость работы установки в разных режимах в зависимости от заданных начальных условий проведения опыта.

Установка физического подобия моделирования утечек на нефтепроводе реализует плавное регулирование проходного сечения потока рабочей жидкости, определение регулируемой утечки из трубопровода основного канала системы посредством метода, аналогичного методу гидравлической локации. А также обеспечивает снятие таких характеристик как: величина давления в начальном участке имитируемого трубопровода в его середине и конце; объем расхода на участках трубопровода, предусмотренных по проекту; состояние работы насосов. Разработанная программа должна регулировать процент открытия регулирующего механизма для поддержания одинакового значения расхода жидкости.

Работа установки базируется на методе определения утечки из трубопровода, который основан на разности давления во времени [1]. При наличии утечки в трубопроводе давление в месте утечки будет ниже, чем в других точках трубопровода. Это различие в давлении можно измерить с помощью датчиков давления.

Установка состоит из следующих основных элементов:

– Насосы – используются для заполнения системы рабочей жидкостью (масло) и для прогонки рабочей жидкости по всей системе. При продолжительной работе насосов имеется возможность исследовать значения параметров, передаваемых с датчиков, в динамике, что является обязательным условием для реализации упомянутого метода определения утечек. Применение эффекта закрученного потока снижает степень вибрационной нагрузки, возникающей в трубопроводе [2].

– Датчики потока жидкости – реализуют измерение скорости потока рабочей жидкости.

– Регулирующий клапан – предназначен для контроля потока рабочей жидкости.

– Расходомер – применяется для измерения расхода рабочей жидкости.

– Датчики давления – используются для измерения давления рабочей жидкости в различных точках системы.

Метод определения утечки по изменению профиля давления вдоль трубопровода базируется на фиксации понижения давления в случае возникновения утечки на контролируемом участке [3]. Метод позволяет определить такие параметры утечки как ее координата и массовый расход. Предполагается, что алгоритм определения может быть реализован с помощью четырех датчиков давления, расположенных по длине трубопровода соответствующим образом, изображенном на рис. 1.

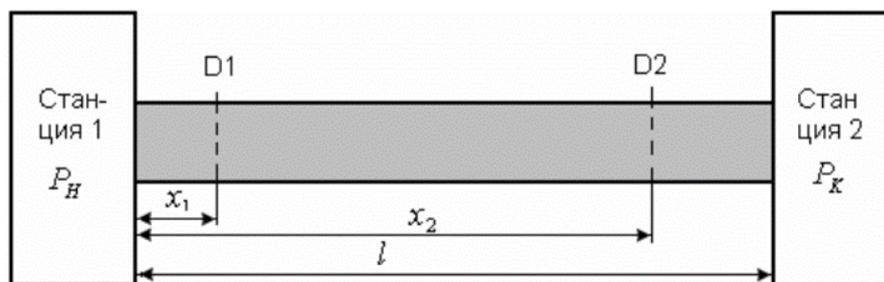


Рис. 1. Расположение датчиков

Станции 1 и 2 разграничивают начало и конец участка трубопровода установки. Датчики давления расположены таким образом, чтобы фиксировать давление в начале и конце трубопровода. Два датчика давления расположены на расстоянии x_1 и x_2 соответственно.

Таким образом, разработанная установка физического подобия моделирования утечек на нефтепроводе осуществляет определение утечек методом гидравлической локации. Это предусматривает наличие пяти датчиков давления и трех датчиков расхода для реализации вышеупомянутого метода определения утечек на участке трубопровода, содержащем три резервуара с рабочей жидкостью. Значение давления, которое поддерживается в данных резервуарах, должно составлять не более 3 атм, что обусловлено особенностями конструкции и креплений системы.

Разработанная установка обеспечивает возможность имитировать трубопровод различной длины, что также сделает возможным имитирование утечки на длинном участке трубопровода. Длина имитируемого трубопровода изменяется с помощью регулирующих клапанов, расположенных между гидроаккумуляторами. Это можно понять, исходя из следующего: регулирующие клапаны оказывают потоку жидкости гидравлическое сопротивление, как и труба сама по себе из-за трения потока жидкости и внутренней поверхности трубы. С увеличением длины трубопровода гидравлические потери увеличиваются. Таким образом, потери на трение по длине трубопровода заменены на местные гидравлические потери, так как при закрытии регулирующего клапана форма канала и его размер изменяются. Принимая, что потери по длине трубопровода и местные потери удельной энергии тождественны, так как несут по сути потери той же природы, можно сказать, что с помощью установки можно имитировать трубопровод любой длины, но в разумных пределах [4].

Гидроаккумулятор посередине выполняет роль места утечки. Поскольку с помощью регулирующих клапанов возможно регулировать расположение утечки в имитируемом трубопроводе, оператор может устроить утечку в любом сечении.

Предусмотрены выходы для рабочей жидкости со всех трех гидроаккумуляторов с различными целями:

- Выходы и наличие функционального оборудования на них позволяет гибко корректировать работу системы, задавая различные начальные условия для эксперимента определения утечки.

- Имеется возможность определить объем утечки и сравнить расчеты с показаниями программы.

- С помощью коммуникации вывода рабочей жидкости из гидроаккумуляторов утечку можно контролировать (останавливать, увеличивать или уменьшать ее объем и т. д.).

- Гидроаккумуляторы также предусмотрены для слива рабочей жидкости из системы.

Жидкость, проходя через систему, будет подаваться в ту же емкость, из которой рабочая жидкость попадает в систему. Таким образом, благодаря герметичности системы, можно не менять рабочую жидкость продолжительное время.

Работа установки физического подобия моделирования утечек на нефтепроводе осуществляется в следующем порядке:

1. Заполняем гидравлическую систему установки рабочей жидкостью с помощью насосов. Для заливки насоса при первом запуске предусмотрен механический запуск с помощью отдельного ручного клапана. Для слива рабочей жидкости в системе клапаны расположены ниже насосов параллельно обратным клапанам, которые, в свою очередь, не позволяют жидкости вытекать из системы, что происходит из-за работающих насосов.

2. Запускаем регулирующий клапан и устанавливаем требуемый расход рабочей жидкости через сечение трубы. С помощью расходомера, устанавливаемого после открытия регулирующего клапана, можно будет определять зависимость процента открытия клапана и скорости передачи импульсов расходомером. Это осуществимо, так как клапан позволяет считывать положение его механической части, которая осуществляет процесс закрытия. Это достигается путем подачи сигнала тока или напряжения в определенном стандартизированном диапазоне, что позволяет управлять клапанами на расстоянии при помощи управляющих сигналов.

3. Запускаем датчики потока жидкости. Сами по себе датчики потока жидкости представляют из себя турбины с датчиками Холла. Устройство передает дискретный сигнал на вход программируемого реле, где в зависимости от написанной программы можно найти разнообразное применение поступающему сигналу. Оно заключается в следующем: при сочетании включенного насоса и отсутствии изменяющегося во времени сигнала со следующего за ним датчика потока, реле будет сигнализировать об этом оператору, так как в таком случае либо поврежден насос, либо неисправен датчик.

4. Жидкость, которая накачивается насосами, проходит через систему из трех гидроаккумуляторов, которые расположены последовательно друг за другом. Между гидроаккумуляторами расположены регулирующие клапаны и расходомеры. Между первым и вторым, вторым и третьим расположены датчики давления. Сами по себе гидроаккумуляторы – это сосуд, работающий под давлением, который позволяет накапливать энергию и передавать ее в гидросистему потоком жидкости, находящейся под давлением. Для накопления жидкости внутри гидроаккумулятора установлена резиновая груша. Снаружи же этой груши внутри сосуда поддерживается давление, которое можно использовать для перекачки жидкости в другое место по трубопроводу. В совокупности именно с помощью гидроаккумуляторов имитируется давление в начале, середине и конце трубопровода всей установки.

5. Для регулирования длины имитируемого трубопровода используются регулирующие клапаны, размещенные между гидроаккумуляторами. Регулирующие клапаны создают гидравлическое сопротивление для потока жидкости, аналогичное трению, которое возникает при движении жидкости внутри трубы. При увеличении длины трубопровода возрастают гидравлические потери. Потери в результате трения вдоль трубопровода заменяются местными гидравлическими потерями, поскольку форма канала и его размер изменяются при закрытии регулирующего клапана. Таким образом, благодаря этой установке физического подобия моделирования утечек на нефтепроводе можно имитировать трубопровод любой разумной длины.

6. В системе предусмотрены выходы для рабочей жидкости из трех гидроаккумуляторов с разными целями, что обеспечивает гибкую настройку работы системы, позволяя задавать различные начальные условия для эксперимента по утечке. Также можно измерить объем утечки и сравнить его с расчетными данными программы. Выходы предусмотрены для слива рабочей жидкости из системы. Жидкость, проходя через систему, возвращается в ту же емкость, из которой она попадает в систему.

Заключение

В ходе работы над данным проектом была составлена документация, необходимая для сборки и качественной оптимизации установки, а именно: структурная схема автоматизации, чертеж монтажного щита, схема внешних проводов, релейная схема. Изучены основы гидравлики и методов определения утечек на участках трубопровода. Определена концепция и порядок функционирования составных частей установки, спроектирована система автоматизации и управления установкой.

На основе существующей методики определения утечек был создан и реализован локальный метод гидравлической локации, позволяющий определять объем регулируемой утечки с одного из трех участков магистрального трубопровода. Каждый из участков оборудован резервуаром для хранения рабочей жидкости системы, что позволяет проводить эксперименты на каждом из трех каскадов установки самостоятельно и независимо.

Литература

1. Лампежев А.Х., Соболева Ю.А., Керимов А.М., Романов О.В. Установка для проведения пневматических испытаний запорной арматуры – проектирование и расчет // Инженерный вестник Дона. 2022. № 11(95). С. 762–781. URL: <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n11y2022/8033> (дата обращения: 23.05.2024)
2. Чемезов И.И., Леченко Г.Е., Волков К.Р. и др. Применение эффекта закручивания потока для снижения вибрационной нагрузки, возникающей в газопроводе // Вестник Евразийской науки. 2021. Т. 13, № 1. С. 16. URL: <https://esj.today/39SAVN121.html> (дата обращения: 23.05.2024)
3. Мамонова Т.Е., Грищенко Е.В., Ралдугин А.П. Разработка и моделирование стенда «трубопровод» // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2020. № 3. С. 71–80.
4. Черных А.С., Сильницкий П.Ф. Натурное моделирование режимов энергорекуперации в гидравлических системах // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2022. № 4. С. 59–65. <https://doi.org/10.24412/2071-6168-2022-4-59-65>

Возможные направления повышения эффективности системы ППД путем стабилизации давления закачки на нагнетательных скважинах

Хазипов Ш.К.

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
HazipovShK@tatneft.ru

Ключевые слова: регулятор давления, стабилизация закачки

Эффективность разработки нефтяной залежи во многом зависит от эффективности организации системы поддержания пластового давления, в том числе путем закачки технологической жидкости. Поддержание пластового давления – это важный процесс в нефтегазовой промышленности, который помогает обеспечить эффективную разработку месторождений углеводородов. На сегодняшний день основными агентами закачки являются:

- сточная вода (данную жидкость получают после отделения воды от нефти на товарном парке);
- пресная вода (полученная от управления подготовки технологической жидкости)
- пластовая вода (добытая жидкость с водозаборных скважин).

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

Так, в системе поддержания пластового давления основная задача – это эффективно использовать данный ресурс, а именно, обеспечить адресно необходимый объем жидкости с учетом текущих условий разработки месторождения. На текущий момент в компании происходит процесс по активному вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов. Для эффективной выработки запасов необходимо вовлекать низкопродуктивные коллекторы и соответственно обеспечивать вытеснение нефтепродуктов путем закачки жидкости. Для коллекторов данного типа особенно важно обеспечить высокое стабильное давление закачки. Экспериментально было доказано, что кратковременное снижение давления закачки приводит к межпластовым перетокам жидкости, которое значительно снижает эффективности закачки в низкопродуктивные коллекторы. Как показывает практика, на кустовых насосных станциях постоянно происходит изменение давления закачки (изменение давления достигает 25 атм), соответственно меняется и приемистость по нагнетательным скважинам, которая, в свою очередь, влияет на оптимальную разработку месторождения.

Причины, по которым происходит изменение давления закачки, могут быть следующими:

– Работы на товарном парке, связанные с различными технологическими операциями (опорожнение резервуаров, смена режима подготовки и т. д.).

– Авария на насосном агрегате, установленном на кустовой насосной станции, в случае одновременной работы нескольких кустовых насосных станций с одного товарного парка (в случае запуска резервного насосного агрегата изменяется давление закачки). Необходимость откачки жидкости с товарного парка сохраняется и происходит перераспределение объема закачки на соседние кустовые насосные станции.

– Порывы водоводов как на подводящем – так и на разводящем водоводах, возникает необходимость в перераспределении объема закачки (путем запуска простаивающих скважин, запуска резервного насосного агрегата бóльшей производительности).

– Запуск добывающих и нагнетательных скважин после геолого-технических мероприятий.

– Изменение объема закачки по нагнетательным скважинам согласно текущим требованиям разработки.

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

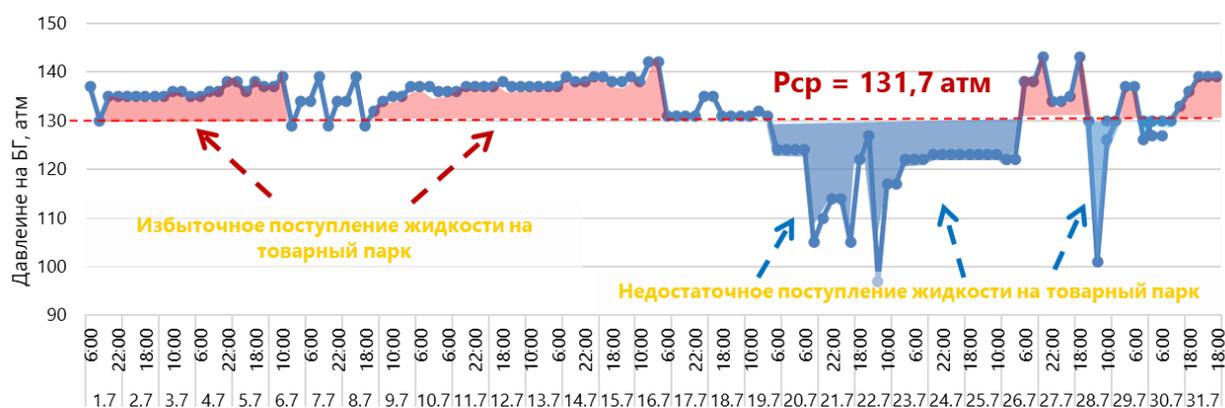


Рис. 1. Динамика изменения давления закачки на кустовой насосной станции

Постоянное изменение объема закачки также негативно влияет на качество замеров приемистости нагнетательных скважин, поскольку практика исследования нагнетательных скважин показывает, что повышение общей репрессии и абсолютной величины давления нагнетания $R_{заб}$ приводит к существенному возрастанию средних коэффициентов приемистости – т. е. нарушению закона Дарси. Аналогично изменялись коэффициенты приемистости по всем

исследованным внутриконтурным и законтурным нагнетательным скважинам. Причем чем выше проницаемость пласта, тем при меньших абсолютных значениях давления нагнетания интенсивно возрастают коэффициенты приемистости [2]. С целью снижения негативных процессов, связанных с изменением объема закачки по кустовой насосной станции и повышения стабильности работы нагнетательных скважин, предлагается использовать регулятор давления и регулировать работу скважин в зависимости от условий разработки. Разработана схема закачки, в которой одну или несколько высокоприемистых скважин, с незначительным влиянием на разработку залежи, используют в качестве регулирующих для стабилизации давления закачки по остальным скважинам кустовой насосной станции. Наличие в системе кустовой насосной станции регулировочных высокоприемистых скважин с электроприводными задвижками и станциями управления с датчиком давления позволит обеспечить равномерное нагнетание рабочего агента посредством поддержания необходимого давления закачки по всем нагнетательным скважинам кустовой насосной станции. Также очевидным преимуществом стабилизации давления закачки является возможность корректной оценки изменения приемистости по нагнетательным скважинам, упрощение выполнения режима по нагнетательным скважинам как следствие снижения ошибки принятия некорректных управленческих решений.

На текущий момент был произведен расчет эффективности внедрения регулятора давления на геолого-гидродинамической модели. Для расчета базового варианта был создан прогнозный файл, в котором были заданы текущие режимы работы скважин следующим образом:

1. В данной модели был задан контроль по предлагаемому дебиту жидкости для скважин по актуальному защищенному режиму на момент прогноза.

2. Для скважин, по которым динамический уровень находится на подвеске насоса, расчет на прогноз осуществлялся заданием на контроль на прогнозный период по предлагаемому в технологическом режиме дебиту жидкости и текущему в модели забойному давлению.

3. Для нагнетательных скважин при прогнозировании принимаются фактические данные месячного эксплуатационного рапорта за месяц, предшествующий прогнозному.

4. Нагнетательные скважины, подключенные к рассматриваемой кустовой насосной станции, были переведены на контроль по забойному давлению с дополнительным контролем по объему закачки.

5. Прогнозный период расчета был определен на период в 5 лет.

Для расчета прогнозного варианта был создан прогнозный файл, в котором были заданы текущие режимы работы скважин следующим образом:

1. Режимы добывающих скважин по аналогии с базовым вариантом.

2. Режимы нагнетательных скважин по аналогии с базовым вариантом.

3. Нивелирование ежесуточного перепада давления путем учета данного критерия в геолого-гидродинамической модели: по нагнетательным скважинам кустовой насосной станции с базового варианта была выгружена ежемесячная динамика забойного давления; исходя из исходных данных (среднее суточное отклонение между текущим давлением и планируемым по кустовой насосной станции составляет 12 атм) были скорректированы забойные давления нагнетательных скважин с указанными отклонениями. Для скважин с приемистостью более 40 м³/сут забойное давление снизили на 12 атм, с приемистостью менее 40 м³/сут – увеличили на 12 атм.

4. Также было задано максимальное ограничение по закачке кустовой насосной станции в соответствии с базовым расчетом для исключения влияния на дополнительную добычу нефти и увеличение объема закачки в целом по объекту.

5. Из расчета геолого-гидродинамической модели по базовому и прогнозному сценарию исключили работу нагнетательных скважин в циклическом режиме, для исключения влияния на дополнительную добычу циклического заводнения.

6. Прогнозный вариант на геолого-гидродинамической модели считался на 5 лет.

Результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1. **Обобщенные результаты расчета эффективности использования регулятора давления в системе поддержания пластового давления**

Срез на дату расчета	Объем закачки по КНС, м ³ /сут	Накопленная добыча нефти по прогнозному варианту, тн.	Накопленная добыча нефти по базовому варианту, тн.	Изменение добычи нефти, тн.	Суточный прирост добычи нефти по площади на ед. скв., т/сут	Удельная доп. добыча по КНС, тн.нефти на 1 м ³ закачки в сутки	Примечание
01.02.2024	2385,0	120489069	120489069	0,0		0,00000	контрольный показатель до начала расчета
01.02.2025	2385,0	121075729,6	121075678,8	50,8	0,1	0,00006	1-й год прогноза
01.02.2026	2385,0	121612133,2	121612066,1	67,1	0,1	0,00004	2-й год прогноза
01.02.2027	2385,0	122110682,8	122110285	397,8	0,4	0,00015	3-й год прогноза
01.02.2028	2385,0	122575380,4	122574353,2	1027,2	0,7	0,00029	4-й год прогноза
01.02.2029	2385,0	123012275,1	123010665,1	1610,0	0,9	0,00037	5-й год прогноза

Выводы

Таким образом, расчет эффективности на геолого-гидродинамической модели доказал свою эффективность. Данная работа включена в научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы компании. Ведется работа по изготовлению оборудования для дальнейшего использования на объектах компании.

Литература

1. *Фаттахов Р.Б., Степанов В.Ф.* Комбинированные системы поддержания пластового давления // Инженерная практика. 2015. № 5. С. 80–82.
2. *Зейгман Ю.В.* Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: Учебное пособие. Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. 232 с.

Оптимизация траектории многозабойной скважины в низкопроницаемой залежи с обширной газовой шапкой

Шадский Р.А.*, Денисова Н.И.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 109028, г. Москва, ул. Покровский б-р, д. 3, стр. 1

* Rustem.Shadsky@lukoil.com

Ключевые слова: моделирование, многозабойная скважина, низкопроницаемый коллектор, нефтяная оторочка, газовая шапка, морское месторождение

Месторождение N находится в Каспийском море, на расстоянии 70 км от берега, глубина моря составляет 6–30 м. Исследуемая аптская газонефтяная залежь месторождения является пластовой, сводовой. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 16,5 м, абсолютная проницаемость – 12 мД. Рассматриваемая залежь характеризуется газовой шапкой и подстилающей водой, при этом есть небольшие чистонефтяные зоны шириной 150–200 м, которые лучше подходят для технологий многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Подгазовые же зоны планируется разрабатывать с помощью многозабойных скважин, эксплуатация которых на низких депрессиях позволяет избежать прорывов газа и воды к скважине [1, 2]. На данный момент на месторождении пробурено 4 скважины с МГРП. Опытно-промышленные работы (ОПР) находятся в активной фазе и выделен дополнительный участок ОПР для опробования технологии многозабойной скважины.

На разрезе (рис. 1) видно, как залежь разделена глинистым пропластком на две пачки – верхнюю и нижнюю. По гидродинамическим свойствам пачки не уступают друг другу, но запасы нефти в верхней пачке в 2,5 раза превышают запасы в нижней.

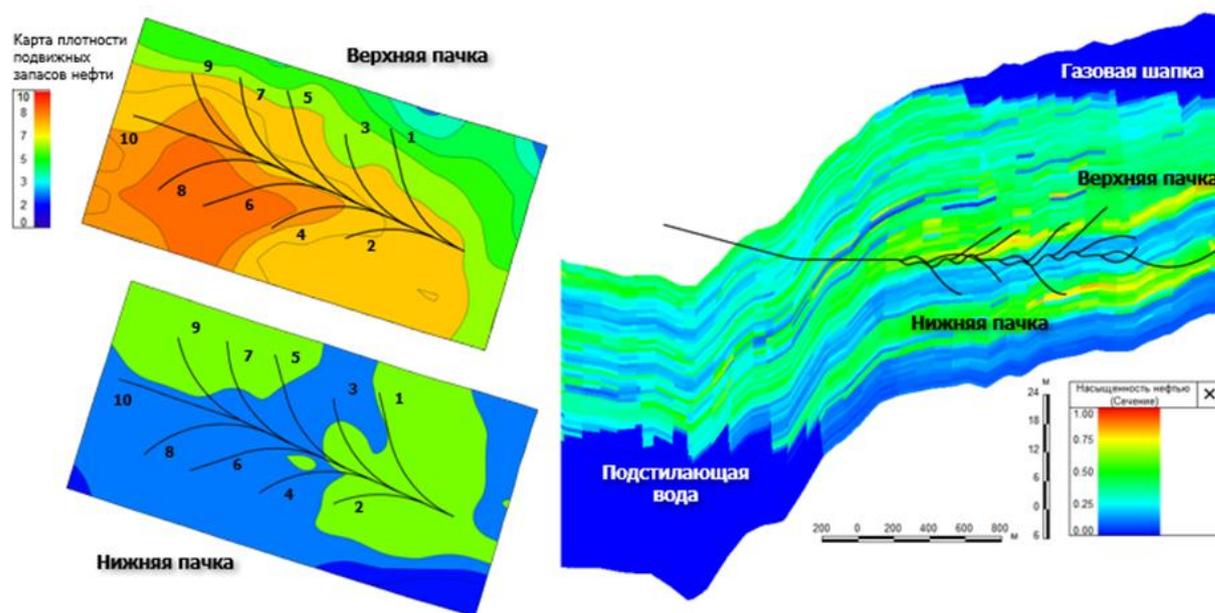


Рис. 1. Разделение объекта по пачкам

При формировании вариантов траектории многозабойной скважины были поставлены следующие цели:

- дренирование нижней пачки меньшим количеством стволов из-за соотношения запасов нефти;
- обеспечение медленного роста обводненности и газового фактора: на южной части располагать больше стволов в верхней пачке, а на северной части – больше стволов в нижней пачке.

В соответствии с картой подвижных запасов нижней пачки были сформированы два варианта:

- вариант 27 – стволы № 2 и № 7 на нижнюю пачку, остальные – на верхнюю;
- вариант 29 – стволы № 2 и № 9 на нижнюю пачку, остальные – на верхнюю.

Добыча нефти в варианте 29 больше, чем в варианте 27 (табл. 1).

Таблица 1. Накопленные к 2054 году технологические показатели по скважине

	Вариант 27	Вариант 29	Вариант 129	Вариант 159	Вариант 1259
Нефть, тыс. т	972	1007	1011	1105	1083
Жидкость, тыс. т	995	1031	1036	1114	1108
Газ, млн м ³	978	963	965	958	955

При этом добыча газа в варианте 29 меньше, потому что ствол № 9 в верхней пачке добывает газа больше, чем ствол № 7. Вариант 29 предпочтительнее. В ходе расчета вариантов 27 и 29 замечен рост обводненности по стволу № 2 и рост газового фактора по стволу № 5. Кроме того, в северной части нижней пачки остаются запасы нефти (рис. 2а).

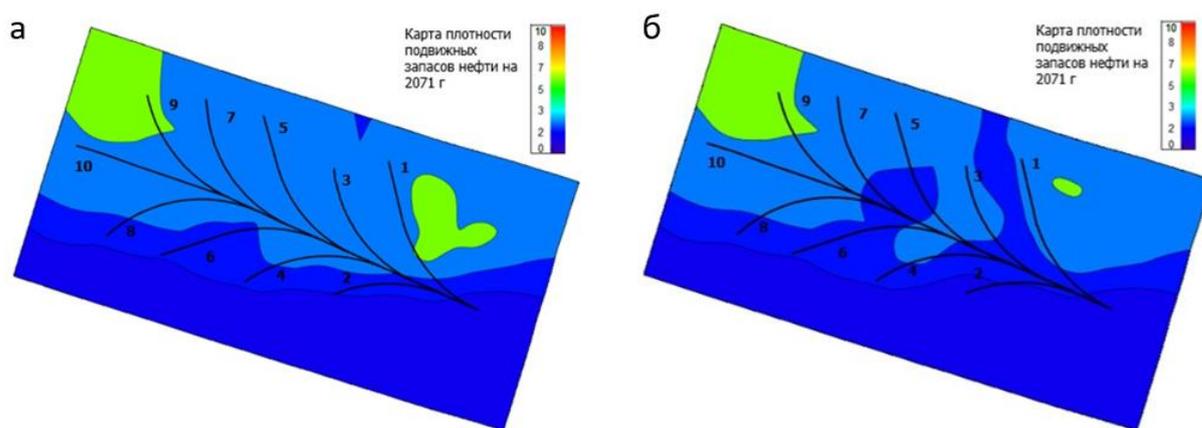


Рис. 2. Карта плотности подвижных запасов нефти на 2071 г.: а – вариант 29; б – вариант 159

Исходя из вышеописанных результатов моделирования были сформированы следующие варианты:

- вариант 129 – стволы № 1, № 2 и № 9 на нижнюю пачку, остальные – на верхнюю;
- вариант 159 – стволы № 1, № 5 и № 9 на нижнюю пачку, остальные – на верхнюю.

Замена ствола № 2 в нижней пачке на ствол № 5 позволяет уменьшить объем добываемой воды и снизить газовый фактор по скважине за счет меньшей добычи газа стволом № 5. А за счет перевода ствола № 1 в нижнюю пачку достигается выработка запасов северной части (рис. 2б). Вариант 159 предпочтительнее.

Отдельно рассчитан вариант 1259, где стволы № 1, № 2, № 5, № 9 проведены по нижней пачке. Данный вариант демонстрирует, что оптимальное количество стволов в нижней пачке – 3. Дальнейшее увеличение количества стволов в нижней пачке ведет к росту обводненности и уменьшению добычи нефти, что видно по накопленным показателям (табл. 1).

По результатам расчетов проводка трех стволов полностью в нижней пачке с направлением на север позволяет обеспечить более высокую нефтеотдачу участка по сравнению с другими вариантами. Успешная реализация данной технологии позволит масштабировать ее не только на описываемую залежь, но и на близлежащие месторождения с аналогичным сложным геологическим строением.

Литература

1. *Думакова А.К., Трандин И.И., Поливанов С.А.* Опыт бурения многозабойной скважины по технологии Fishbone в АО «Оренбургнефть» // Недропользование XXI век. 2020. № 5(88). С. 41–45.
2. *Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С.* и др. Техничко-технологические решения для повышения эффективности бурения многозабойных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 9. С. 58–63.

Расчет распределений давления и температуры при движении водогазовой смеси в водоводах в процессах водогазового воздействия

Шейко А.В.

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), РФ, 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
sheiko02@mail.ru

Ключевые слова: заводнение, водогазовое воздействие, ингибирование гидратообразования

Актуальность работы обусловлена недостаточными значениями коэффициента извлечения нефти на отечественных объектах разработки залежей нефти. Для поддержания уровня добычи традиционно внедряют заводнение, преимущества и недостатки которого рассмотрены в [1–4]. Более совершенной является технология водогазового воздействия (ВГВ) – закачка в пласт мелкодисперсной водогазовой смеси. Закачка нефтяного газа в составе водогазовой смеси позволяет достичь синергетического эффекта увеличения нефтеотдачи и захоронения нефтяного газа. Для успешного внедрения ВГВ рекомендуется использовать насосно-эжекторные системы [5–7].

Насосно-эжекторные системы просты и эффективны в использовании. Они имеют насос для нагнетания воды в сопло эжектора и эжектор. За счет конструкции эжектора, в которой создается перепад давления, эжектор откачивает газ, подаваемый по газовой линии от источника. Для эффективной закачки смеси необходимо увеличить давление нагнетания с помощью дожимного насоса [5–7].

Впервые успешно реализованное ВГВ с применением насосно-эжекторных систем проведено на Самодуровском месторождении. Сконструированная насосно-эжекторная система Самодуровского месторождений изображена на рис. 1.

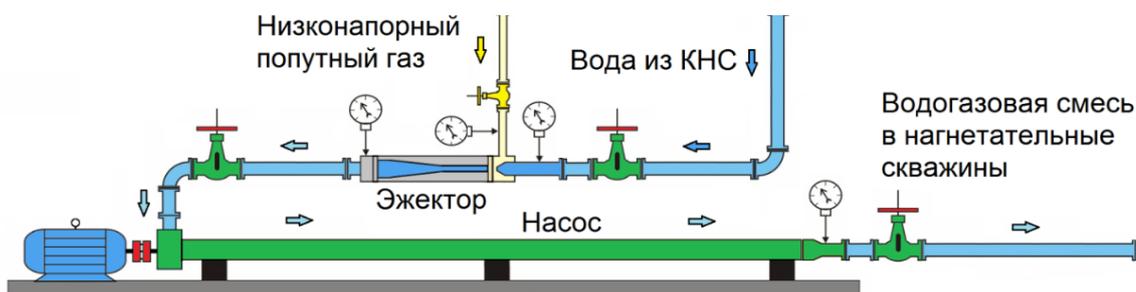


Рис. 1. Схема насосно-эжекторной системы Самодуровского месторождения

На Самодуровском месторождении для получения водогазовой смеси закачивалась пластовая вода, в составе которой растворены соли-электролиты с рациональной минерализацией. Это поспособствовало подавлению коалесценции газовых пузырьков. Закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) не понадобилась.

Для расчета процесса закачки водогазовой смеси применяется методика, изложенная в [7], однако она не учитывает влияние температуры на процесс закачки. Также не учитывается минеральный состав закачиваемой воды.

Анализ промышленного опыта показывает, что актуальным вопросом является обеспечение безгидратной закачки водогазовых смесей. Для предотвращения гидратообразования необходимо обеспечивать соответствующие термобарические условия с учетом значений минерализации воды в составе водогазовой смеси. Отклонение условий закачки от рекомендуемых приводит к выпадению гидратов, ухудшению проницаемости пласта и, соответственно, прекращению процесса закачки водогазовой смеси.

С целью усовершенствования процесса реализации ВГВ предложена усовершенствованная методика расчета давлений в водоводах. Данная методика предусматривает расчет изменения значений температуры в процессе закачки воды. В основе расчета применяется формула Шухова. Учитывая свойства воды, можно пренебречь изменением вязкости (ее изменения незначительны). Определяются безразмерные параметры. В качестве теплоемкости и плотности закачиваемой среды принимаем теплоемкость и плотность воды. Расчет внешнего коэффициента теплоотдачи реализуется по формуле Форхгеймера–Власова.

Разработанная методика позволяет расширить область применения водогазового воздействия и может быть применена при закачке водогазовых смесей в нефтяные пласты в условиях низких пластовых температур. Использование минерализованной воды ингибирует выпадение гидратов и подавляет коалесценцию газовых пузырьков. Это увеличивает технологическую и экономическую эффективность ВГВ (отсутствует необходимость закупки ПАВ и применения технологий отделения ПАВ от скважинной продукции).

Литература

1. *Шахвердиев А.Х., Рыбницкая Л.П.* Оценка технологической эффективности при воздействии на залежи углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 65–68.
2. *Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х.* Российская нефтяная промышленность на пороге нового века: оценки прошлого, настоящего, будущего // Нефтяное хозяйство. 2000. № 7. С. 22–26.
3. *Брезицкий С.В., Джафаров И.С., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х.* Пат. RU 2142557 С1. Способ разработки нефтяной залежи. № 99113100/03; Заявл. 29.06.1999; Оpubл. 10.12.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 34. 8 с.
4. *Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А.* и др. Пат. RU 2125154 С1. Способ разработки нефтяной залежи. № 97109104/03; Заявл. 16.06.1997; Оpubл. 20.01.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 2. 5 с.
5. *Drozдов A., Gorbyleva Ya., Drozдов N., Gorelkina E.* Perspectives of application of simultaneous water and gas injection for utilizing associated petroleum gas and enhancing oil recovery in the Arctic fields // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 678. P. 012039. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/678/1/012039>
6. *Drozдов A.N., Gorelkina E.I., Gorbyleva Ya.A., Narozhnyy I.M.* Application of pump-ejecting system for swag injection and utilization of associated gas // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1687. P. 012040. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1687/1/012040>
7. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А.* Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: Учебное пособие. М.: РУДН, 2019. 160 с.

Тестирование расчетного модуля пакета имитационного моделирования

Штригель Д.Ю.*, Южанин В.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65,
корп. 1

*shtrigel.d@gubkin.ru

Ключевые слова: наукоемкое программное обеспечение, компьютерный тренажерный комплекс, расчетный модуль, тестирование, непрерывная интеграция

Актуальность работы обусловлена импортозамещением программного обеспечения (ПО) на объектах критической информационной инфраструктуры, к которым относятся предприятия нефтегазового комплекса. В условиях импортозамещения растет спрос на разработку и применение наукоемкого программного обеспечения. Разработчики данного ПО сталкиваются с трудностями, вызванными его сложностью, среди которых можно выделить: различие культур разработки у ученых и разработчиков, ограниченное понимание концепций и процессов тестирования, длительное время выполнение тестов, отсутствие реальных данных, сходимость численных методов и т. д. [1]. Решить данные проблемы, повысить качество и надежность разрабатываемого наукоемкого программного обеспечения возможно за счет применения системы тестов в процессе разработки.

На базе отечественного пакета имитационного моделирования «Симба», разработанного междисциплинарной командой специалистов Губкинского университета, разработан компьютерный тренажерный комплекс, интерфейс которого изображен на рис. 1, на примере малотоннажного производства сжиженного природного газа с применением апробированной методики обучения и практико-ориентированного подхода [2]. Архитектура тренажерного комплекса включает в себя расчетный модуль, который обеспечивает запуск и останов расчета, изменение и сохранение состояний модели, передачу управляющих воздействий от модуля управления.

Расчетный модуль, входящий в состав разрабатываемого тренажерного комплекса, является наукоемким программным обеспечением, реализующим ряд моделей. Опираясь на опыт команды разработчиков Губкинского университета и анализа специфических проблем, возникающих при разработке наукоемкого программного обеспечения, были сформулированы определенные требования к расчетному программному модулю, включающие: надежность расчета (расчет без ошибок в широком диапазоне исходных данных, определение некорректных исходных данных, воспроизводимость расчета), отсутствие не выявленных критических ошибок, обеспечение требуемой точности расчета относительно стандартных методик, реальных данных и зарубежных аналогов. Одним из подходов к обеспечению сформулированных требований является применение системы тестов в процессе разработки наукоемкого программного обеспечения. Систематическое применение модульного, интеграционного и регрессионного тестирования позволяет обеспечить заданный уровень качества программного продукта, а именно надежность и точность расчета.

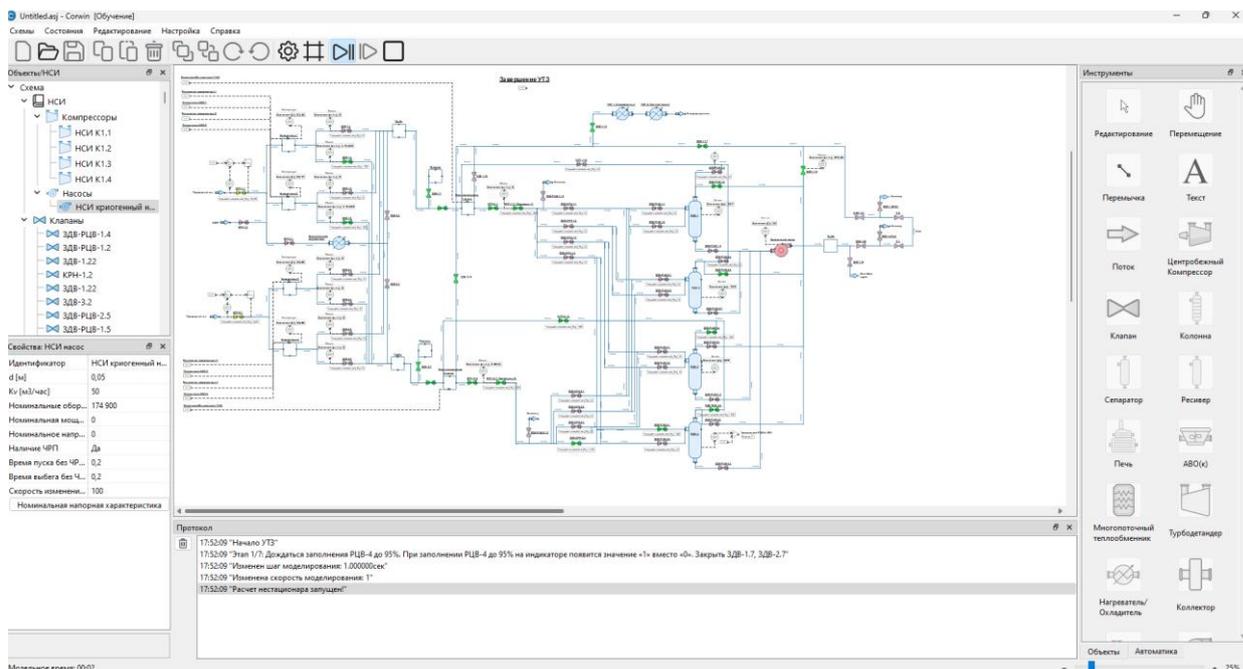


Рис. 1. Интерфейс компьютерного тренажерного комплекса

На примере расчета модели теплообменного аппарата была разработана и внедрена система тестов, проверяющая возможность сходимости численного метода в широком диапазоне исходных данных [3]. Разработанная система тестов была успешно внедрена в систему непрерывной интеграции (CI), что позволило проводить проверки в автоматическом режиме каждый раз после внесения изменений.

Автоматическое регрессионное тестирование в процессе разработки позволило повысить качество и надежность разрабатываемого ПО за счет защиты программного обеспечения от внесения непреднамеренных ошибок и снижения количества ошибок, обнаруживаемых конечными пользователями, до приемлемого уровня.

Литература

1. Kanewala U., Bieman J.M. Testing scientific software: A systematic literature review // Information and Software Technology. 2014. Vol. 56, No. 10. P. 1219–1232. <https://doi.org/10.1016/j.infsof.2014.05.006>
2. Калашиников П.К., Барашкин Р.Л., Жедяевский Д.Н. и др. Подготовка оперативного персонала процессов сжижения природного газа с использованием компьютерных тренажеров // Сжиженный природный газ: проблемы и перспективы: Тезисы докладов II Всероссийской научно-практической конференции. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. С. 35–40.
3. Южанин В.В., Тупышев А.М., Барашкин Р.Л. и др. Тестирование и визуализация сходимости численных расчетов при моделировании технологических процессов сжижения природного газа // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2024. № 4(609). С. 28–36.

СЕКЦИЯ 2.

Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Прорывной газ. Фациальная приуроченность и минимизация рисков

Ахметгареева К.О.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
kseniya-akhmetgare@mail.ru

Ключевые слова: прорыв газа, высокий газовый фактор, сеноманский газ, нефтедобывающая горизонтальная скважина, крышка, литолого-фациальный анализ, породы смешанного состава, пониженные экранирующие свойства

Актуальность данного исследования обусловлена проблемой прорыва сеноманского газа на более чем 10 месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, что в свою очередь приносит колоссальные потери в добыче нефти. Цель работы заключается в минимизации рисков прорыва газа в нефтедобывающих скважинах.

Объектом исследования на месторождении являются залежи группы пластов ПК₁₋₇ покурской свиты сеноманского возраста. Коллекторы представлены терригенными отложениями континентального и прибрежно-морского генезиса: песками, песчаниками среднезернистыми и мелкозернистыми, слабоуплотненными и высокопористыми, алевролитами, а также глинами. Глубина залегания порядка 740–860 м. Формирование свиты происходило при обильном поступлении песчаного материала [1, с. 68], потому крышки нередко включают песчано-алевритовые прослои. Их наличие значительно снижает экранирующие свойства флюидоупоров.

Тот факт, что газ прорывается через глинистый флюидоупор, ставит под сомнение его качество. Именно поэтому в работе уделено внимание не коллекторам, а именно крышкам.

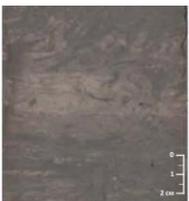
В ходе лабораторных исследований керн были отобраны образцы из фаций лагуны и приливо-отливной отмели «неколлекторов» и изучены их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Полученные значения пористости и проницаемости были соотнесены с принятыми на участке работ граничными значениями пористости $K_p = 27\%$ и проницаемости $K_{пр} = 10$ мД. Согласно им, значительная часть образцов, которые относятся к принятым «неколлекторам», фации лагуны и приливо-отливной отмели характеризуются ФЕС выше граничных, что говорит об ухудшении их экранирующих свойств.

По керну, отобранному из пилотного ствола скважины 8р1, отложения, которые по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) выделяются как «неколлектор», представлены ритмичным песчано-алевролитоглинистым переслаиванием. Слойки песчаников характеризуются проницаемостью от 1 до 1300 мД.

В 2023 году на исследуемом месторождении с учетом керновых скважин был проведен литолого-фациальный анализ, проанализированы лабораторные исследования керн фации лагуны (L) и глинистой приливо-отливной отмели (MTF), которые относят к флюидоупорам. Характеристика фаций «неколлекторов» представлена в табл. 1.

Были рассмотрены две горизонтальные скважины № 1 и № 2. В обеих по ГИС между нефтенасыщенным и газонасыщенным пластами выделяется неколлектор. Фациальная принадлежность неколлектора была определена по ближайшим вертикальным скважинам с отобраным керном.

Таблица 1. Характеристика фаций «неколлекторов»

Характеристики	Фация			
	Лагуна	Глинистая приливно-отливная отмель		
Литология	переслаивание алевролитов крупнозернистых и алевролитов мелкозернистых глинистых	алевролиты мелко-крупнозернистые глинистые среднесцементированные с прослоями алевролита крупно-мелкозернистого глинистого		
Гранулометрия	алевролитовая – 70% глинистая – 13% песчаная – 17%	алевролитовая – 63% глинистая – 21% песчаная – 16%		
Текстура	линзовидно-волнистая, интенсивно биотурбационная	линзовидно-волнистая, пологоволнистая, биотурбационная		
Диагностические признаки	присутствие следов ихнофагии Skolithos – Cruziana	единичные ризокреции, растительный детрит, трещины усыхания, сидеритизация		
ФЕС	Кп = 27 % (21–37%) Кпр = 28 мД (1–624 мД) (повышенные значения отмечаются в слойках песчаника)	Кп = 25 % (3–37%) Кпр = 149 мД (1–4435 мД) (повышенные значения отмечаются в слойках песчаника)		
Литотипы	 ПАл песчаники и алевролиты с линзовидной слоистостью	 Аб алевролит биотурбированный	 Арг глина аргиллитоподобная	 Агг алевролиты глинистые с субгоризонтальной слоистостью
	 ПАл песчаники и алевролиты с линзовидной слоистостью	 Псм переслаивание алевролита и глины с текстурами смятия		
Мощность	2–6 м	1–8 м		
Стратиграфическая приуроченность	ПК ₁ ² , ПК ₄₋₅	ПК ₂₋₆		

Флюидоупор в скважине №1 представлен алевролитами крупно-мелкозернистыми глинистыми мощностью 5 м, отнесен к фации лагуны. В скважине №2 флюидоупор фации глинистой приливно-отливной отмели сложен песчаниками и алевролитами. Мощность его составляет 10 м. В скважине №2 произошел прорыв газа, поэтому экранирующие свойства выделенного флюидоупора были поставлены под сомнение.

Отсюда следует, что оценка качества покрышки невозможна без фациальной привязки. Фациальная принадлежность, вещественный состав, мощность покрышки являются важнейшими критериями формирования определенных типов покрышек и могут рассматриваться в качестве фундаментального признака при их классификации и оценке их экранирующих свойств [2, с. 127].

О прорыве газа в скважине свидетельствует высокое значение газового фактора (ГФ). Было проанализировано расстояние между газонефтяным контактом (ГНК) и горизонтальными стволами добывающих скважин, а затем построена зависимость ГФ от этого расстояния.

Зависимость показала приуроченность высокого ГФ к скважинам с покрышкой приливно-отливной отмели и низкого ГФ – к скважинам с покрышкой фации лагуны даже при маленьком расстоянии. При увеличении расстояния более чем на 25 м ГФ снижается, несмотря на фациальную принадлежность.

Покрышки приливно-отливной отмели пропускают газ, но при увеличении расстояния от 25 м, ГФ снижается. Лагунные покрышки хорошо держат газ на любом расстоянии от ГНК.

С учетом данных керна девяти скважин были построены карты фаций по пластам группы ПК (рис. 1).

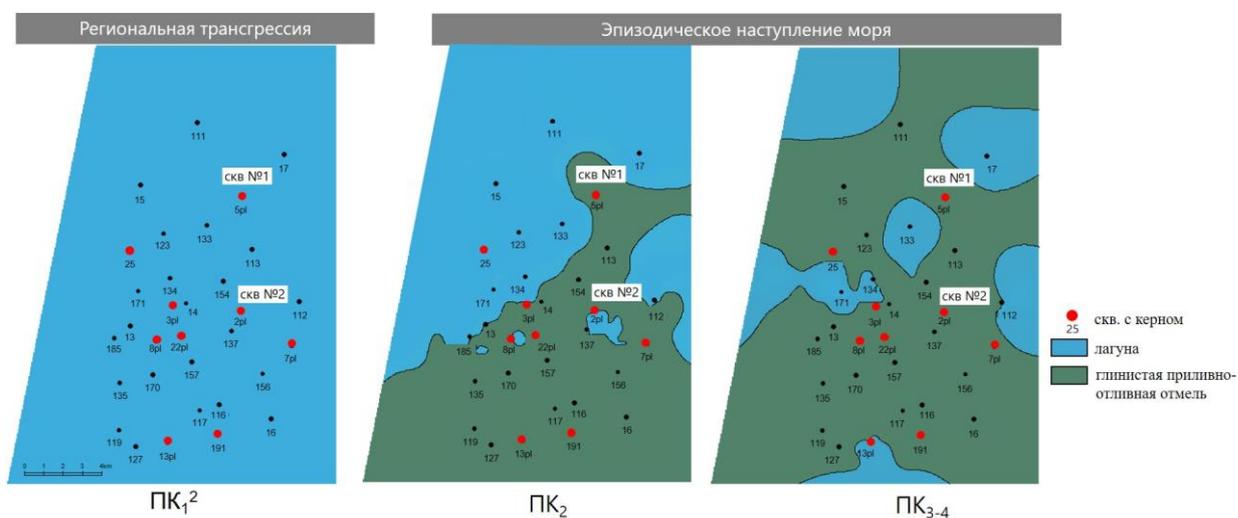


Рис. 1. Карты фаций по пластам ПК

Построены карты суммарных толщин неколлекторов в интервале от ГНК до исследуемого пласта. Сложив их и полученные ранее фациальные карты, были получены карты рисков прорыва газа по пластам группы ПК (рис. 2).

Согласно полученным картам при бурении в пласт ПК₁² прогнозируется низкая вероятность прорыва газа в скважине. Высокий риск прорыва ожидается на юго-востоке пласта ПК₂. Северо-запад пласта благоприятен для бурения ввиду накопления осадков морского генезиса. В пластах ПК₃₋₄ вероятность прорыва значительно снижается по причине большого расстояния от ГНК.

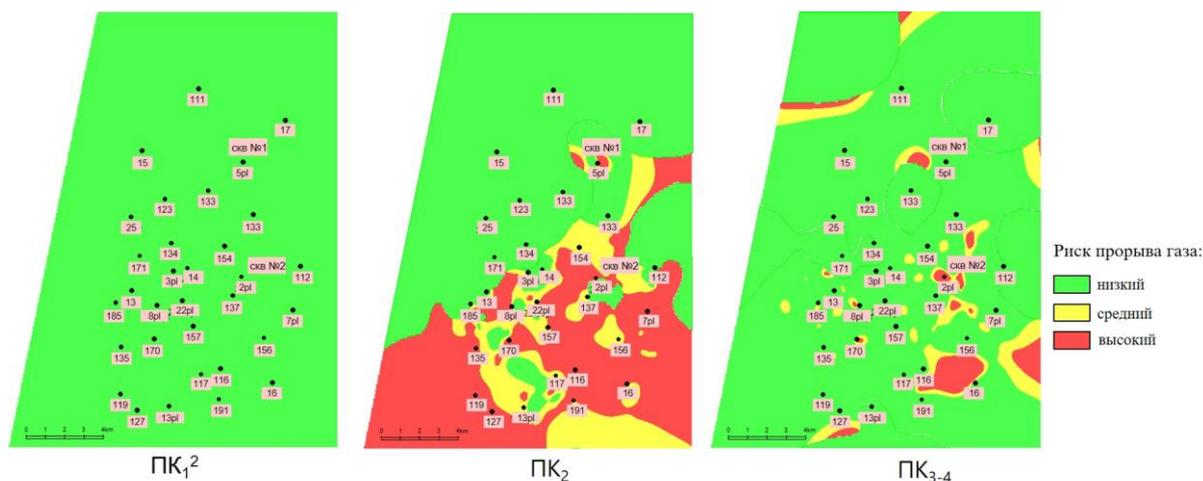


Рис. 2. Карты рисков прорыва газа по пластам ПК

Выводы

В работе затронута проблема прорыва газа в нефтедобывающих скважинах. Рассмотрена одна из причин – движение газа по породам смешанного состава с пониженными экранирующими свойствами, выделенными по ГИС как «неколлектор». Определена фациальная принадлежность принятых на месторождении флюидоупоров, оценены их свойства, построены карты фаций и прогнозные карты прорыва газа по пластам, выявлено безопасное расстояние от ГНК для заложения горизонтального ствола скважины.

Фациальные условия – это важнейший критерий в классификации покрышек и оценки их экранирующих свойств. Комплексирование фациальной привязки флюидоупоров и технологических ограничений при бурении поможет спрогнозировать и предотвратить возможный прорыв газа, что в свою очередь поможет избежать значительных убытков от преждевременной остановки скважины.

Литература

1. Кунгуров А.А., Смагина Т.Н., Алимчанова Л.Х. и др. Подсчет геологических запасов УВС Русского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.: Геологический отчет. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2018. 2027 л.
2. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.

Особенности выбора показателей вероятностного распределения подсчетных параметров и учета количества пластов в горизонте при оперативной 1D вероятностной оценке запасов углеводородов в карбонатных отложениях

Беляков Е.О.^{1*}, Лутфуллин А.А.¹, Хабинов Р.М.¹, Зиятдинов А.Г.¹, Данилов Д.С.¹,
Толибова М.Ф.², Ломоносов А.Т.², Пушин К.А.², Храмова Ю.О.²

1 – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, РФ, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

2 – Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*BelyakovEO@tatneft.ru

Ключевые слова: вероятностная оценка, 1D, запасы, карбонатные отложения, распределение

В работе проведен анализ объектов с запасами категорий В2 разрабатываемых и С1+С2 разведываемых месторождений углеводородов Республики Татарстан (РТ) с целью выработки оптимального подхода к выбору форм распределения и интервала варьирования подсчетных параметров для проведения оперативной верхнеуровневой 1D вероятностной оценки запасов нефти и газа в карбонатных отложениях. Оптимальный подход зависит от исходных данных и итеративного сопоставления результатов вероятностной оценки с детерминированным значением из подсчетных планов.

По различным оценкам, на территории РТ в карбонатных породах-коллекторах сосредоточено от 38% до 60% запасов углеводородов [1]. Между тем, представления о запасах в карбонатных отложениях всегда сопровождаются соответствующей долей неопределенности, связанной с широким диапазоном фильтрационно-емкостных свойств, полиминеральным составом пород и неоднородностью структуры пустотного пространства, вызванной постседиментационными процессами [2].

Вероятностный подход при оценке запасов позволяет учесть широкий спектр неопределенности и базируется на объемном методе подсчета, в котором варьируется каждый параметр: площадь нефтеносности F , эффективная нефтенасыщенная толщина пласта $h_{н.эф}$, коэффициент открытой пористости $k_{п.о}$, коэффициент нефтенасыщенности k_n , пересчетный коэффициент θ , плотность нефти в стандартных условиях ρ . Таким образом, при вероятностной оценке запасов объемным методом каждый подсчетный параметр «рассматривается как случайная величина, а значение геологических запасов – как функция этих случайных параметров» [3]:

$$Q_n = F \cdot h_{н.эф} \cdot k_{п.о} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho. \quad (1)$$

Подсчетные параметры зависят от функций плотности вероятности, получаемых по результатам анализа изученных участков, таких как разбуренные части месторождения или месторождения-аналоги. Формы распределения подсчетных параметров могут быть самыми разными, например: логнормальная, нормальная, равномерная, PERT и др. Для исследования специфики подсчетных параметров приведена статистика по 933 залежам 78 месторождений,

находящимся на территории РТ. Исходные данные взяты из подсчетных планов и таблиц актуальных проектных документов. Большая часть неразрабатываемых запасов приходится на карбонатные отложения (рис. 1, 2), поэтому остро стоит вопрос формирования эффективной стратегии последовательного ввода неэксплуатируемых запасов карбонатных залежей в разработку. Формирование подобной стратегии невозможно без оценки перспектив участков и учета геологической неопределенности, т. е. вероятностной оценки запасов.

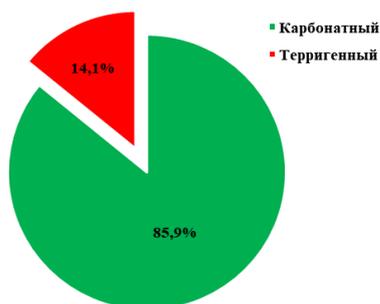


Рис. 1. Доля запасов нефти категорий В2 и С1+С2 в карбонатных и терригенных коллекторах

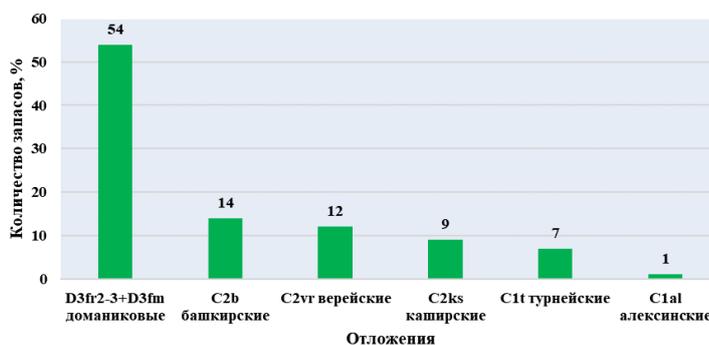


Рис. 2. Распределение НГЗ в карбонатных породах

Подходы к заданию распределений подсчетных параметров для оценки запасов.

Вариация площади

Для вариации площади применяется логнормальная форма распределения, для чего используются исходные данные по каждой залежи из подсчетных планов. Построение распределения зависит от полноты данных – наличия данных по площади для нефтенасыщенной (НЗ) и водонефтенасыщенной (ВНЗ) зон. Для всех случаев распределение строится следующим образом (2):

$$\begin{aligned}
 F(P10) &= n + (n \cdot 10\%), \\
 F(P90) &= n - (n \cdot 10\%),
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

где n – площадь НЗ, ВНЗ или НЗ+ВНЗ (в зависимости от типа залежи – литологически ограниченная, водоплавающая или с участками НЗ+ВНЗ).

Вариация эффективных нефтенасыщенных толщин

При вариации эффективной нефтенасыщенной толщины используются данные из подсчетных планов, в которых представлены средневзвешенные по площади значения эффективных нефтенасыщенных толщин для двух зон (НЗ и ВНЗ). Так, для залежей, по которым известны данные по НЗ и ВНЗ, используется логнормальное распределение. Значение ВНЗ принимается за минимум (Р90), а НЗ – за максимум (Р10).

Анализ базы данных позволил собрать статистику по всем карбонатным залежам, в которых есть НЗ, ВНЗ и построить матрицу коэффициентов корреляции между значениями эффективных нефтенасыщенных толщин в зонах НЗ, ВНЗ и НЗ+ВНЗ в карбонатных коллекторах.

Согласно матрице, между зонами НЗ и НЗ+ВНЗ, а также ВНЗ и НЗ+ВНЗ существует одинаково высокий коэффициент корреляции – 0,94. Также были построены регрессионные модели для значений эффективных нефтенасыщенных толщин в отношении h – НЗ и ВНЗ от НЗ+ВНЗ [4].

Трендовая зависимость использована при построении распределений h для всех сценариев строения ловушки, т. е. если значение h для какой-либо зоны неизвестно, оно выбиралось через тренд. Также учитывалось наличие или отсутствие каких-либо зон (НЗ, ВНЗ, НЗ+ВНЗ) в объектах (табл. 1).

Таблица 1. Схема выбора интервала варьирования для разных случаев

Зоны, для которых известно значение h	Минимальное значение (P90)	Среднее значение	Максимальное значение (P10)
НЗ и ВНЗ	ВНЗ	-	НЗ
НЗ+ВНЗ	-	НЗ+ВНЗ	НЗ
Только ВНЗ	-	ВНЗ	НЗ+ВНЗ
Только НЗ	-	НЗ+ВНЗ	НЗ
Одно значение h для всех зон	-10% от значения h	-	+10% к значению h

Вариация коэффициентов открытой пористости, нефтенасыщенности, пересчетного коэффициента и плотности нефти

На основании статистики по открытым месторождениям проводится выбор месторождений-аналогов для определения среднего, стандартного отклонения и крайних значений для вариации коэффициентов открытой пористости и нефтенасыщенности. Параметры K_p , K_n задаются нормальным распределением через минимальное (P99) и максимальное (P1) значения, которые также являются границами этого распределения. В некоторых случаях вероятностное распределение для K_p , K_n задается через BetaPERT. Тогда минимум и максимум обозначают границы распределения, а за наиболее вероятное принимается значение, приведенное в подсчетном плане.

Для вариации пересчетного коэффициента и плотности нефти используется равномерное распределение. Минимальное и максимальное значения этих параметров обозначают границы распределения. В отдельных случаях минимум и максимум могут быть равны или известно только одно из этих значений, в таких случаях выполняется равномерное варьирование параметра на $-/+5\%$ (минимальное/максимальное) от данного значения.

Подходы к оценке ресурсов

Для оценки ресурсных объектов карбонатных отложений использовалась база данных по месторождениям РТ. Для каждого объекта подбирались аналоги на основании таких критериев, как: расстояние от оцениваемого поднятия, принадлежность к тектоническому элементу и приуроченность к единому стратиграфическому уровню ожидаемых продуктивных отложений. Всего было проанализировано 275 поднятий и более 500 залежей. В результате была построена карта нефтеносности горизонтов, по которой можно спрогнозировать потенциальное количество продуктивных объектов по разрезу и использовать в будущем при оценке ресурсной базы (рис. 3).

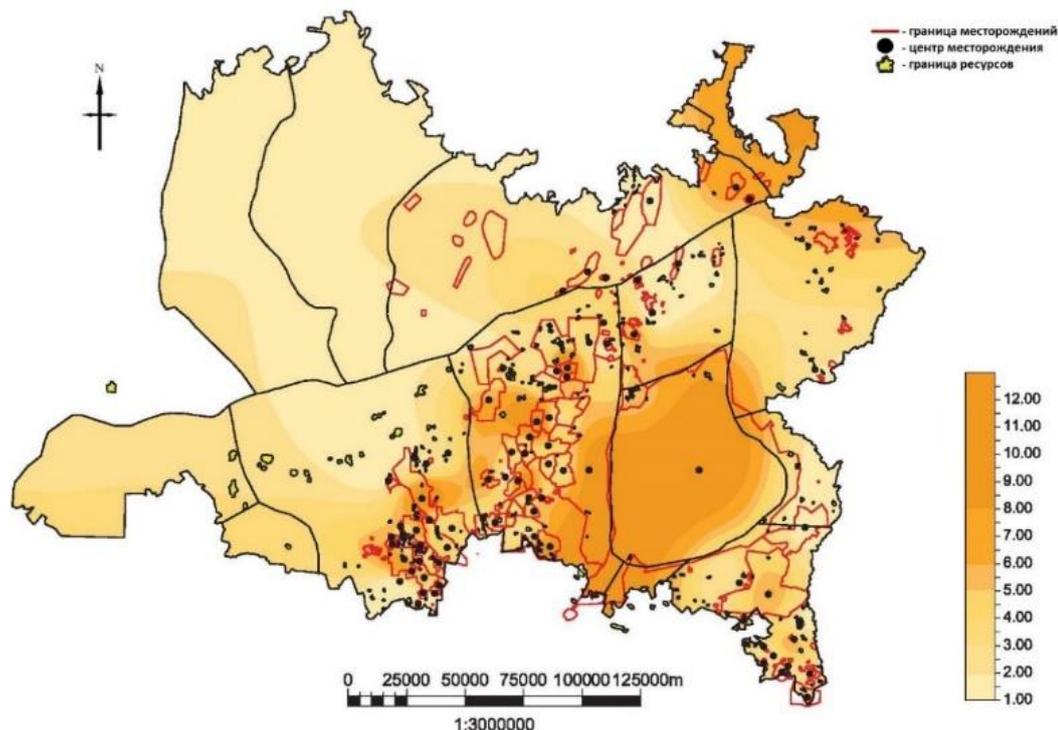


Рис. 3. Карта количества продуктивных карбонатных залежей по месторождениям РТ (по разрезу)

Основные выводы

Приведен один из возможных методов оперативной 1D вероятностной оценки запасов в карбонатных отложениях с известными данными из подсчетных планов. В частности, описаны подходы задания распределений подсчетных параметров, таких как: площадь нефтеносности, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент и плотность нефти в стандартных условиях. Предложенный метод позволяет учесть широкий спектр неопределенности для последовательного ввода в разработку неэксплуатируемых запасов карбонатных коллекторов.

Литература

1. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Либерман В.Б. и др. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. Казань: Фэн, 2006. 320 с.
2. Мисолина Н.А., Насибулин И.М. Геологические предпосылки выбора и применения методов воздействия на карбонатные коллекторы Восточного борта Мелекесской впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 1. С. 12. URL: https://ngtr.ru/rub/2010/16_2010.html (дата обращения: 14.09.2024).
3. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышников О.А. Вероятностные и нечеткие модели оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов. Информационные технологии // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3, № 2. С. 85–99. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2017-3-2-85-99>
4. Орешкин И.В., Логинова М.П., Колотухин А.Т. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: Учебное пособие. Саратов: Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, 2015. 96 с.

Прогноз распространения свойств глубоководных конусов выноса, основанный на физике гравитационных процессов

Борди́ков А.В.

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», РФ, 625026, г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53
Aleksandr.Bordikov@novatek.ru

Ключевые слова: ачимовские отложения, конус выноса, склон, клиноформа, распределительный канал, глубоководный бассейн

Образование конусов выноса обусловлено тремя одновременно действующими геологическими факторами: тектоническим движением, колебаниями уровня моря, типом источника осадочного материала.

Однако при прогнозе коллекторских свойств ачимовских объектов не всегда рассматривают и учитывают все влияющие факторы в комплексе, что может приводить к неверным прогнозам.

Совокупное влияние указанных факторов приводит к разнообразию морфологии конусов, распределительных каналов и геометрии клиноформ.

В работе предлагается методика анализа сейсмических данных: градиента угла наклона глубоководного склона, длины каналов в пределах дна бассейна (отдаленность конусов от подножия склона) – как результат совместного воздействия основных влияющих факторов, комплексный анализ которого позволяет прогнозировать свойства ачимовских коллекторов.

Предлагаемые решения полностью соответствуют теоретическим представлениям гидродинамики турбидитных процессов.

Зависимость между градиентом угла наклона склона и составом турбидитов: для движения более легких алевритовых частиц по наклонной плоскости необходим меньший угол наклона ввиду меньшей силы трения (рис. 1). Движение песчаника определяется бóльшим градиентом наклона поверхности.

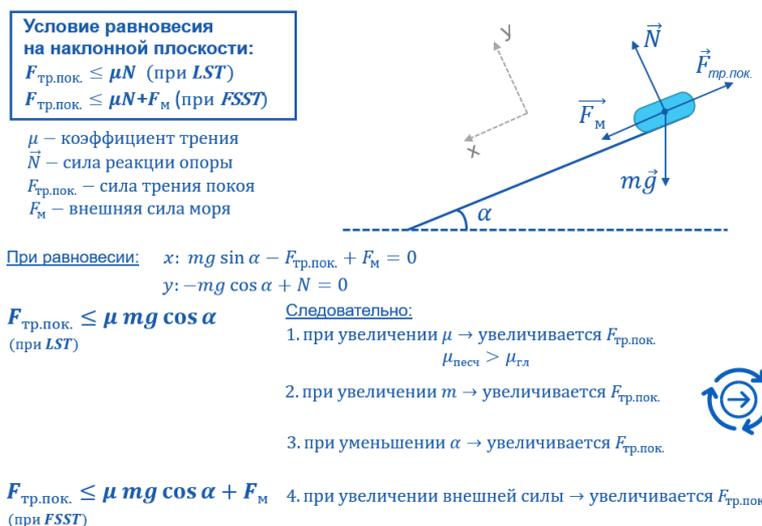
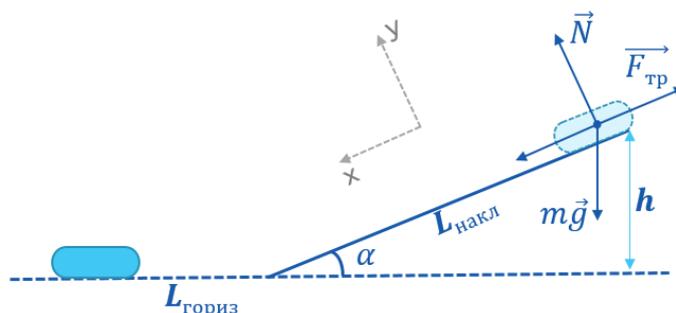


Рис. 1. Расчет зависимости между уклоном склона, составом и объемом турбидитов

Зависимость между длиной каналов в пределах дна бассейна и соотношением песчаник/глина в турбидитном потоке: потоки, обогащенные глинистой составляющей, способны переносить осадочный материал на более дальние расстояния (рис. 2). С повышением доли песчаной фракции в турбидитном потоке, трение и бóльшая масса крупных частиц приводит к более быстрому торможению и осаждению на более коротком расстоянии.



При выносе материала по наклонной поверхности: $N_{\text{накл}} = mg \cos \alpha$

Работа, совершенная силой трения: $A_{\text{накл}} = N\mu L_{\text{накл}} = mg \cos \alpha \mu L_{\text{накл}}$

При скатывании на горизонтальную поверхность: $N_{\text{гориз}} = mg \cos \alpha = mg \cos 0^\circ = mg$

$A_{\text{гориз}} = mg\mu L_{\text{гориз}}$

$$\left. \begin{aligned} A_{\text{полная}} &= A_{\text{накл}} + A_{\text{гориз}} = mg \cos \alpha \mu L_{\text{накл}} + mg\mu L_{\text{гориз}} \\ A_{\text{полная}} &= E_n = mgh \end{aligned} \right\} \Rightarrow L_{\text{гориз}} = \frac{h}{\mu} - L_{\text{накл}} \cos \alpha \left. \vphantom{\begin{aligned} A_{\text{полная}} &= A_{\text{накл}} + A_{\text{гориз}} \end{aligned}} \right\} \Rightarrow$$

\Rightarrow Уменьшение тормозного пути с увеличением зернистости

Рис. 2. Расчет зависимости удаления конусов выноса от склона и свойств конусов выноса

Таким образом, изменение градиента наклона склона влияет на состав выносимого материала, который в свою очередь влияет на длину распределительных каналов. Следовательно, решая обратную задачу, исходя из совместного анализа геометрии клиноформ и морфологии каналов в пределах глубоководного бассейна, можно прогнозировать свойства конусов выноса.

Выводы

Предложенная методика комплексного анализа градиента углов наклона склона, морфологии конусов выноса и распределительных каналов позволяет прогнозировать, сопоставлять и ранжировать ачимовские объекты по перспективности как в пределах одного пласта, так и в целом одного или нескольких месторождений.

Перспективы нефтегазоносности района Вычегодского прогиба и прилегающих территорий

Боталов А.Н.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, РФ, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29
botalov97@yandex.ru

Ключевые слова: Вычегодский прогиб, нефтегазоматеринские породы, нефтегазоносность, углеводородная система, бассейновое моделирование

Актуальность работы обусловлена необходимостью комплексного исследования крайне слабо изученных и перспективных районов крупных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Российской Федерации в связи с выявлением углеводородных систем (УВС) и поисками скоплений нефти и газа.

С 40-х годов XX века неоднократные поисковые мероприятия в Вычегодском прогибе, направленные на установление промышленных скоплений углеводородов (УВ), не увенчались успехом. Лишь были встречены многочисленные газо-, битумо- и нефтепроявления в широком интервале разреза от рифейских до пермских отложений включительно.

Проблемные вопросы, связанные с установлением промышленной нефтегазоносности Вычегодского прогиба, вот уже более 80 лет волнуют геологов. Данной проблеме посвящены труды таких известных ученых как Баженова О.К., Баженова Т.К., Богданов Б.П., Вахнин М.Г., Гецен В.Г., Дедеев В.А., Карасева Т.В., Маслов А.В., Оловянишников В.Г., Пименов Б.А. и др. [1–5]. В их исследованиях получены первые представления о потенциальных нефтегазоматеринских породах (НГМП), породах-резервуарах, флюидоупорах, литолого-фациальной зональности, палеотектоническом развитии и вещественном составе выполнения бассейна Вычегодского прогиба. Однако все известные на сегодняшний день исследования в регионе выполнялись без комплексной региональной основы – бассейнового моделирования, что не позволило рассмотреть закономерности и условия формирования нефтегазоносности и провести прогноз размещения скоплений УВ в бассейне. Другой проблемный вопрос – отсутствие информации об источниках проявлений УВ в осадочном чехле Вычегодского прогиба.

В связи с этим в настоящей работе выполнено обобщение и комплексная оценка опубликованной и фондовой геологической, геофизической и геохимической информации, а также собственных исследований кернового материала, что послужит основой для проведения бассейнового анализа и идентификации в разрезе региона потенциальных УВС.

Вычегодский прогиб – протерозойская погребенная грабенообразная структура (56 тыс. км²), которая является северным окончанием Волго-Уральского НГБ и характеризуется сложным строением, а также тектоническим развитием. Осадочный чехол (максимальной мощностью до 12 000 м) выполнен на 80% рифей-вендскими отложениями и 20% – верхнепалеозой-мезозой-кайнозойскими.

В результате изучения литологического состава и анализа мощностей отложений в скважинах выполнены палеогеографические реконструкции, которые позволили установить, что

значительный объем пород Вычегодского прогиба был сформирован в морских обстановках осадконакопления. При этом геодинамическая эволюция бассейна включает в себя три принципиально разных этапа развития – рифтовый, пострифтовый и ортоплатформенный (плитный).

Потенциальные НГМП и их мощности определялись на основе нескольких критериев: во-первых, выделены интервалы глинистых пород – аргиллитов, углеродистых сланцев, глинистых известняков и мергелей; во-вторых, изучены данные ГИС, в частности, отмечены интервалы разреза с высокими значениями гамма-каротажа и низкими – нейтронного гамма-каротажа; в-третьих, опираясь на работу Баженовой Т.К. [6], учтен нижний концентрационный барьер органического углерода ($C_{орг}$) в породах, соответствующий значению 0,20%. По результатам анализа материалов из 16 скважин прослежены три уровня развития потенциальных НГМП в рифей-вендском комплексе и до 5 – в верхнедевонско-каменноугольных отложениях (рис. 1).

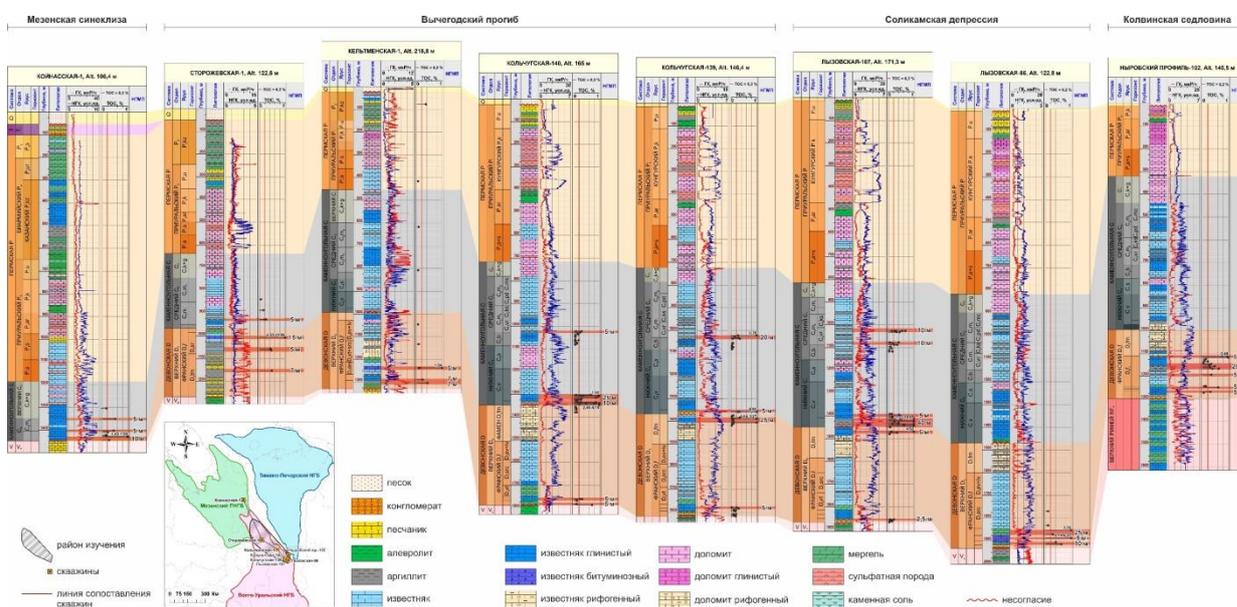


Рис. 1. Пример схемы корреляции НГМП в палеозойском комплексе

В результате анализа геохимических данных и выполненного бассейнового моделирования установлено, что НГМП рифей-венда значительно истощены, их генерационный потенциал был существенно реализован в позднерифейское и поздневендско-раннекембрийское время. Основные очаги генерации УВ были сосредоточены в древних палеовпадинах, которые в современном структурном плане прослеживаются вдоль Южного Тимана. Современная зрелость органического вещества (ОВ) НГМП рифей-венда соответствует грациям катагенеза МК₂-АК (от «нефтяного окна» до перезрелого ОВ). НГМП девонского и каменноугольного возраста обладают более высоким потенциалом. ОВ слабо катагенетически преобразовано (ПК₂₋₃), однако в погруженных участках породы в пермско-триасовое время вступили в главную зону нефтеобразования (ГЗН). Главные очаги генерации УВ в палеозойском комплексе связаны с палеовпадинами (Северо-

Кельтменская впадина, районы бассейна, раскрывающиеся в Соликамскую депрессию), где развиты НГМП доманиковой высокоуглеродистой формации.

Как показывают результаты бассейнового анализа, НГМП рифея в очагах генерации УВ преодолели критический момент в позднерифейское и поздневендское время. НГМП венда достигли критического момента в депоцентрах образования УВ в раннекембрийской эпохе. В связи с тем, что ОВ палеозойского комплекса преобразовано в меньшей степени, НГМП в настоящий момент не достигли рубежа для эмиграции более 50% УВ.

В районе Вычегодского прогиба выявлено две потенциальные УВС – рифей-вендская и девонско-пермская. Несмотря на крупные очаги генерации УВ в докембрийское время, значительная доля скоплений УВ рифей-вендской УВС были разрушены и перераспределены в моменты эрозионных событий в предвендское и предпозднедевонское время. Это подтверждается наличием в рифей-вендском комплексе микроаккумуляций УВ в виде битумопроявлений и повышенных концентраций миграционных битумоидов в коллекторских толщах. Тем не менее бассейновый анализ позволил проследить потенциальные области нефтегазонакопления, связанные с литологически ограниченными ловушками, в частности, с зонами выклинивания рифейских толщ на юго-западном борту Вычегодского прогиба. В отложениях венда прогнозируются скопления УВ, приуроченные к песчаным пластам эрозионной поверхности вендского комплекса, перекрытой глинистыми осадками верхнего палеозоя (стратиграфические ловушки). Девонско-пермская УВС с очагами генерации УВ в доманиковой толще в целом является наиболее перспективной. В разрезе палеозоя основные скопления УВ тяготеют к сводовым ловушкам, сформированным герцинскими, киммерийскими и альпийскими подвижками. Стоит также отметить прогнозные скопления УВ в массивных ловушках, приуроченные к рифовым телам, широко распространенные в доманиково-турнейском комплексе на юго-востоке региона.

Смоделированные аккумуляции УВ были сопоставлены с фактической нефтегазонаосностью региона. По результатам бассейнового анализа зафиксированы аккумуляции УВ в палеозое на Кельтменском валу, Сторожевском поднятии, где на сегодняшний день известны обильные нефтепроявления в каменноугольных и пермских отложениях. В районах, примыкающих к Соликамской депрессии, отмечены прогнозные скопления УВ в верхнедевонско-турнейских рифогенных отложениях, связанные с уже открытыми залежами нефти Чердынского палеоплато.

Учитывая геохимические особенности ОВ НГМП и их уровень зрелости, стоит прогнозировать преимущественно скопления жидких УВ в осадочном бассейне Вычегодского прогиба, что подтверждается бассейновым моделированием.

В рамках данного исследования впервые в Вычегодском прогибе прослежены закономерности пространственного размещения аккумуляций УВ и особенности формирования нефтегазонаосности. В результате бассейнового анализа определены потенциальные УВС: рифей-вендская и девонско-пермская. В рифей-вендской УВС существенный углеводородный потенциал связан с литологически ограниченными и стратиграфическими ловушками. Перспективными ловушками в девонско-пермской УВС являются сводовые и массивные. Основные дальнейшие поисковые мероприятия стоит направить на выявление и картирование зон выклинивания рифейских толщ на юго-западе региона, а также положительных структур и рифогенных тел в палеозойском комплексе. Стоит также отнести к приоритетным направлениям опоскования

региона более изученные площади Вычегодского прогиба: Кельтменский вал, Сторожевское поднятие и др. (рис. 2), где ранее были установлены обильные нефтепроявления.

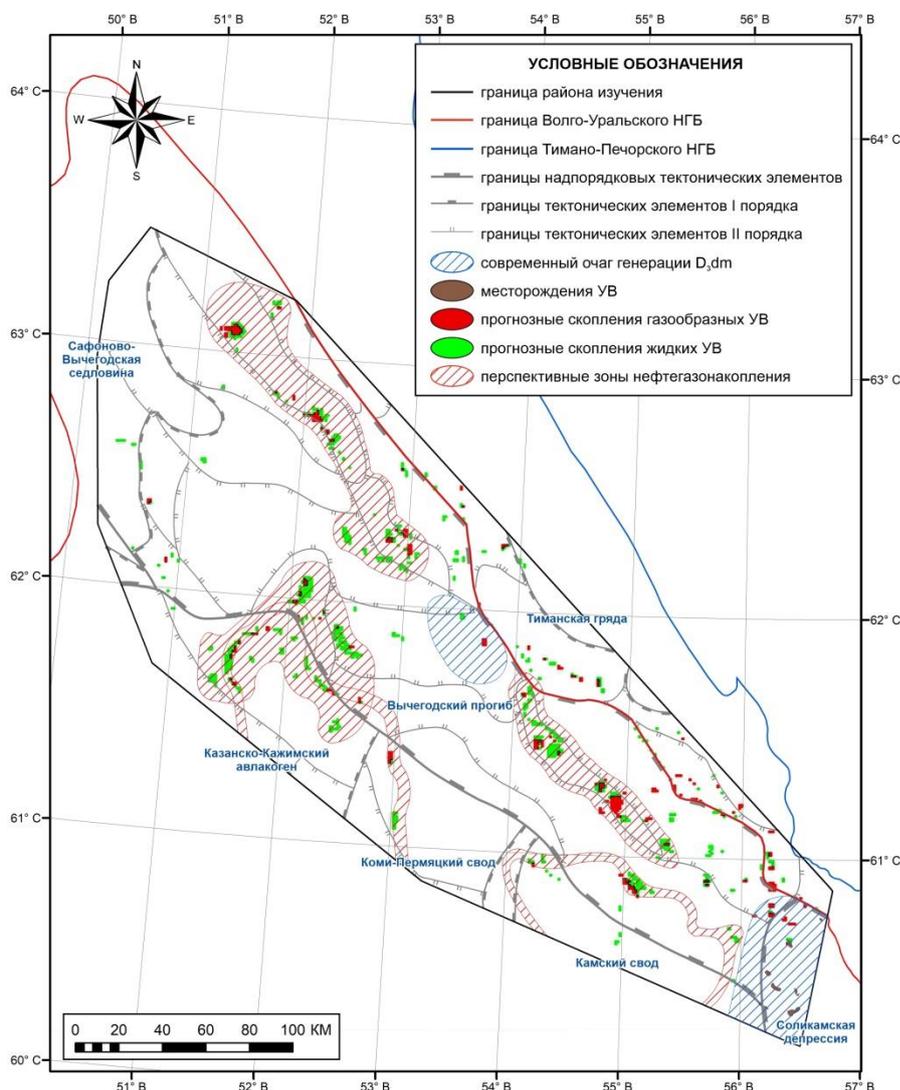


Рис. 2. Схема перспектив нефтегазоносности Вычегодского прогиба

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

1. Баженова О.К., Арефьев О.А. Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы // Геохимия. 1998. № 3. С. 287–294.
2. Баженова Т.К., Богословский С.А., Шапиро А.И. и др. Органическая геохимия осадочного выполнения Вычегодского прогиба (Русская плита) и его геотермическая история // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8, № 3. С. 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2013

3. *Богданов Б.П., Громыко А.В., Горобец С.А.* Волго-Тиманский и Восточно-Европейский рифейские барьерные рифы как индикаторы формационно-тектонической модели верхнего докембрия Восточно-Европейской платформы (в связи с перспективами поисков углеводородов, алмазов и других полезных ископаемых) // Уральский геологический журнал. 2024. № 1. С. 31–62. <https://doi.org/10.18411/doicode-2024.289>

4. *Вахнин М.Г.* Вычегодский прогиб – потенциально нефтегазоносный район Мезенской синеклизы // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: Тезисы докладов XXI Губкинских чтений. Т. 1. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. С. 36–41.

5. *Карасева Т.В., Яковлев Ю.А., Беляева Г.Л., Башкова С.Е.* Новые данные о перспективах нефтегазоносности Вычегодского прогиба // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 1. С. 32–38. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.32-38>

6. *Баженова Т.К.* Учение о нефтегазоматеринских свитах как основа теории нефтегазообразования (онтологический, филогенетический и онтогенетический аспекты) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 1. С. 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2017

Литолого-фациальные особенности среднекаменноугольно-нижнепермских отложений для оценки перспектив нефтегазоносности в пределах Печорского моря

Валитов Ш.К.*, Медведев А.Л.

ООО «РН-Шельф-Арктика», РФ, 119049, г. Москва, ул. Шаболовка, д. 10, к. 2

*ShK_Valitov@msha.rosneft.ru

Ключевые слова: Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, карбонатная платформа, полигональные объекты, карбонатные холмы

Актуальность

Акваториальное продолжение Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской зоны (ВАСЗ) является важным направлением геологоразведочных работ в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. Ранее здесь сделаны крупные открытия месторождений нефти и газа: Варандей-море, Приразломное, Северо-Гуляевское, Долгинское и др. Одним из основных нефтегазоносных комплексов являются карбонатные отложения среднекаменноугольно-раннепермского возраста. Несмотря на крупные открытия, изученность региона остается относительно низкой и выявление новых перспективных объектов является актуальной задачей.

Целью работы является определение условий формирования среднекаменноугольно-нижнепермских отложений акватории для уточнения строения выявленных и поиска новых перспективных объектов.

Материалы и методы исследования

Фактическим материалом для проводимых работ послужили новые результаты сейсморазведки МОГТ-3D (ПАО НК «Роснефть»), данные по 9 поисково-оценочным и разведочным скважинам.

Методы исследования включают литолого-фациальный, сейсмофациальный и палеотектонический анализы.

Результаты исследований

На территории изучения в среднекаменноугольно-раннепермское время осадконакопление происходило в пределах карбонатной платформы [1, 2].

По результатам проведенного сейсмофациального анализа выделен западный склон карбонатной платформы и ее характерные морфологические зоны. В работе под карбонатной платформой подразумевается «обширное карбонатное образование с более или менее горизонтальной кровлей и обрывистыми окраинами» [3]. На временном разрезе область платформы выделяется за счет субгоризонтальных интенсивных когерентных отражений (рис. 1). В склоновой части платформы наблюдаются наклонные (клиноформные) отражения с терминацией по типу подошвенного прилегания, что интерпретируется как зона склона. В зоне относительно-глубоководного шельфа развиты субгоризонтальные слабокогерентные отражения невысокой интенсивности.

По данным скважин отложения в пределах платформы характеризуются высокими толщинами и преимущественно карбонатным типом разреза с низкими значениями ГК. Тогда как в зоне относительно глубоководного шельфа наблюдаются небольшие толщины со смешанным карбонатно-глинистым разрезом.

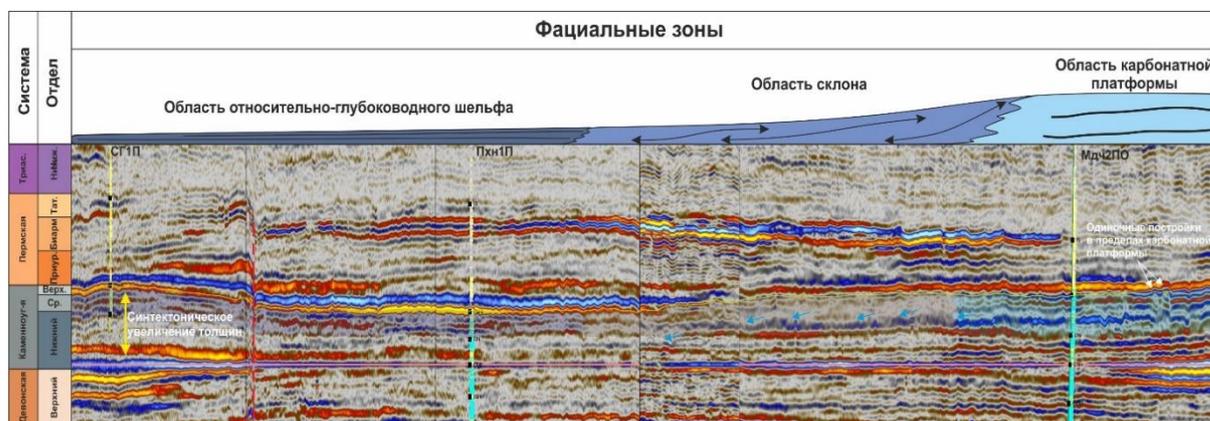


Рис. 1. Карбонатная платформа на сейсмическом разрезе (линия разреза на рис. 2)

Ранее зона с карбонатным типом разреза выделялась по данным сеймики как область развития органогенных построек [4], проанализированные данные свидетельствуют скорее в пользу того, что это карбонатная платформа.

Скважины Приразломная 1П и Варандей-море 1П, пробуренные на соседних ЛУ к востоку и северу, вскрыли органогенные постройки [4, 5], подтверждена их нефтеносность. Вероятно, они расположены в пределах той же карбонатной платформы.

Данные бурения новой поисково-разведочной скважины Мадачагская-2ПО показывают сопоставимые толщины карбонатного разреза, что и вышеупомянутые нефтеносные скважины. Это может свидетельствовать о перспективности закартированной в результате текущей работы западной части платформы (рис. 2).



Рис. 2. Литолого-фациальная схема отложений C₂₋₃-P_{1a-s}

По данным сейсморазведки 3D детализировано строение склона карбонатной платформы. В частности, на сейсмических атрибутах выделены объекты полигональной морфологии, типа «пчелиных сот» (рис. 3). Размер полигонов составляет первые километры. Ширина «стенок» полигонов около 300–400 м, а высота около 50–100 м. На временных разрезах (в профиле) они имеют вытянутую остроугольную форму.

Выявленные полигональные объекты интерпретируются как система карбонатных холмов. Современным аналогом этих образований могут являться иловые холмы архипелага Флорида Кис [6]. Схожую морфологию также имеют карбонатные холмы, выделенные в ассельско-сакмарских отложениях Колвинского мегавала, где подтверждена их нефтегазоносность [7, 8]. Также распространение аналогичных карбонатных холмов установлено в пределах месторождения им. А. Титова, Наульского месторождения им. Г. Чернова и Лабаганского месторождения им. В. Шмергельского. Альтернативная интерпретация полигональных объектов – это останцы, образовавшиеся в результате развития зрелого карста [9].

В обоих вариантах полигональные образования могут являться перспективными объектами. Для снятия неопределенности необходимо дополнительное изучение кернового материала.

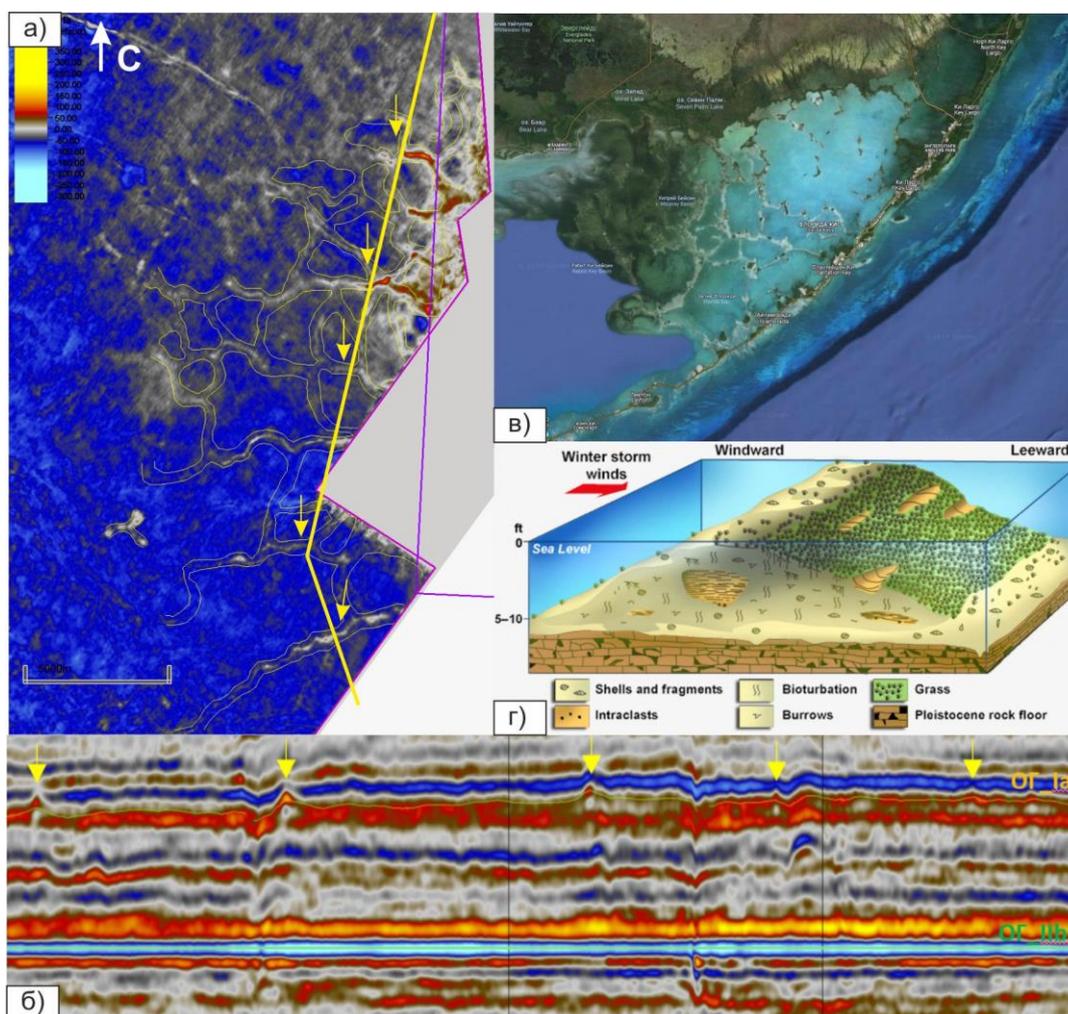


Рис. 3. Полигональные объекты по данным сейсморазведочных работ: а) седиментационный срез по амплитудному кубу; б) карбонатные холмы на волновом поле; в) современный аналог – иловый холм, Флорида Кис; г) модель формирования карбонатного холма [3, с. 271]

Выводы

По результатам работы подтверждено развитие карбонатной платформы на территории изучения, которая калибрована на данные бурения новой поисково-оценочной скважины Мадагаская-2ПО. Авторами предполагается, что в северо-восточной части установленная нефтегазоносность по скважинам связана с развитием изучаемой карбонатной платформы, поэтому закартированная западная часть может быть также перспективна.

В склоновой части идентифицированы полигональные объекты, предварительно интерпретируемые как система карбонатных холмов, которые могут являться потенциально перспективными объектами.

Литература

1. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельной области). Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2003. 303 с.
2. Горбунова С.А., Малышев Н.А. Верхнепалеозойские органогенные постройки Печорского моря // Нефтяное хозяйство. 2019. № 2. С. 13–17. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-13-17>
3. Carbonate Depositional Environments / Ed. by P.A. Scholle, D.G. Debout, C.H. Moore. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1983. 708 p. <https://doi.org/10.1306/M33429>
4. Суворова Е.Б. Литология и обстановки накопления верхневизейско-нижнепермских отложений Печорского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7, № 2. С. 5. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2012/25_2012.html (дата обращения: 03.09.2024).
5. Маргулис Е.А. Нефтегазоносные комплексы Печорского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4, № 3. С. 8. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2009/35_2009.html (дата обращения: 03.09.2024).
6. Swart P.K., Kramer P.A. Geology of mud islands in Florida bay // Developments in Sedimentology. 1997. Vol. 54. P. 249–274. [https://doi.org/10.1016/S0070-4571\(04\)80028-1](https://doi.org/10.1016/S0070-4571(04)80028-1)
7. Евдокимов Н.В., Жемчугова В.А. Раннепермские органогенные постройки севера Тимано-Печорского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2020. № 3. С. 57–65. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-57-65>
8. Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2014. Т. 9, № 3. С. 11. https://doi.org/10.17353/2070-5379/38_2014
9. Veress M. Karst types and their karstification // Journal of Earth Science. 2020. Vol. 31, No. 3. P. 621–634. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1306-x>

Анализ характеристик органического вещества юрско-меловых отложений для выявления процессов насыщения залежей на территории Гыданского полуострова

Григоренко Т.В.*, Видищева О.Н., Тихонова М.С., Грязнова Д.А., Костышина М.О., Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

*grigorenko.tanya@gmail.com

Ключевые слова: нефтегазоносная система, нефтегазоматеринские толщи, коллекторские интервалы, органическое вещество, углеводородные соединения

Северная часть Западно-Сибирского бассейна на настоящий момент остается слабо изученным регионом, несмотря на то, что в пределах данной территории встречаются газовые, конденсатные и нефтяные месторождения, разрабатываются залежи юрского и мелового возраста.

Формирование залежи определяется процессами генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Изучение данных процессов и сопоставление с нефтегазоматеринскими толщами (НГМТ) позволит выявить источники флюидов, насыщающих залежи, определить флюидодинамическую связанность разновозрастных залежей и в будущем повысить точность оценки перспектив нефтегазоносности региона.

Изучение миграционных процессов и процессов насыщения залежей, определение источника углеводородных соединений (УВС) на территории северной части Западно-Сибирского бассейна является одним из актуальных направлений на настоящий момент. Понимание процессов миграции флюидов и насыщения залежей позволит спрогнозировать перспективные зоны для разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [1]. Для анализа миграционных процессов необходимо изучить состав флюидов, насыщающих коллекторские интервалы. Также важно проанализировать геохимические характеристики потенциальных НГМТ, определить тип и степень катагенетической зрелости органического вещества (ОВ). Сравнение флюидов из коллекторских прослоев между собой позволит определить процессы насыщения залежей. Сопоставление характеристик флюидов из коллекторских и нефтегазоматеринских прослоев позволит определить потенциальный источник УВС.

Целью данной работы является анализ геохимических характеристик нефтегазоматеринских толщ и флюидов из коллекторов юрско-меловых отложений на территории Гыданского полуострова для объяснения процессов насыщения залежей. Керновым материалом в рамках данной работы были представлены отложения вымской (J2bs) и малышевской свит (J2bt-k), баженовского горизонта (J3t-K1b) и нижележащей переходной зоны, а также отложения мелового возраста – ахской (пласты АЧ и БГ, K1b-g), танопчинской (пласты ТП, K1g-K1a), яронгской (пласты ХМ, K1a) и марресалинской (пласты ПК, K2s) свит. В настоящее время на исследуемой территории нет скважин с полным отбором керна из юрско-меловых отложений, поэтому для достижения поставленной цели был проведен анализ по составному синтетическому разрезу. Проанализирован керн из скважин соседних месторождений, расстояние между самыми дальними

точками не превышает 50 км, обстановки осадконакопления по различным данным близки. Вымская свита представлена одной скважиной, из другой скважины отобраны образцы отложений баженовского горизонта и нижележащей переходной зоны, из третьей скважины – образцы керна меловых отложений.

На первом этапе было проведено литологическое описание изучаемых отложений. Отложения баженовского горизонта сложены карбонатно-глинисто-кремнистыми породами, обогащенными органическим веществом, являются потенциальной НГМТ, ниже- и вышезалегающие отложения среднеюрского и мелового возраста представлены переслаиванием песчаных, песчано-алевролитовых, алевро-песчаных разностей, а также глинистых и алевро-глинистых разностей, встречаются прослои углей мощностью до 5 м, содержат как прослои пород-коллекторов, так и нефтегазоматеринские прослои.

Для изучения работы нефтегазоносной системы были выбраны образцы из потенциальных нефтегазоматеринских и коллекторских прослоев. На пиролизические исследования, которые проводились на пиролизаторе Hawk компании Wildcat (США), были выбраны наиболее темноокрашенные прослои и угольные прослои для определения нефтегазоматеринского потенциала пород; потенциальные коллекторские прослои для определения насыщенности по разрезу. На углепетрографические исследования были выбраны угольные прослои и темноокрашенные прослои исследуемых отложений. Далее по результатам анализа пиролизических данных коллекторские прослои с высоким содержанием S0+S1, индексом PI и OSI, а также породы с высоким нефтегазоматеринским потенциалом были выбраны для проведения ступенчатой экстракции со сбором экстракта гексаном, хлороформом и спиртобензолом. Ступенчатая экстракция позволяет извлечь УВС из открытых, запечатанных и закрытых пор [2]. Всего было проэкстрагировано 34 образца, полученные экстракты были разделены на группы методом SARA и проведены хромато-масс-спектрометрические исследования на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus.

По результатам пиролизических исследований установлено наличие нефтегазоматеринских прослоев в отложениях среднеюрского и мелового возраста, в которых преобладает II-III и III тип ОВ соответственно. Общее содержание органического углерода в среднеюрских отложениях до экстракции составляет в среднем по разрезу 2,3 масс.%, после экстракции значение по разрезу практически не меняется, в меловых отложениях – от 5 до 20 масс.%. Отложения баженовского горизонта (J3t-K1b) характеризуются преимущественно II типом ОВ. Общее содержание органического углерода до экстракции в нижней части баженовского горизонта варьирует от 2,0 до 3,8 масс.% (среднее 2,8 масс.%), в верхней части разреза – от 1 до 14,5 масс.% (среднее 5 масс.%). Зрелость ОВ меловых отложений и баженовского горизонта соответствует стадиям ПК3-МК1 и МК1-2 соответственно. Наиболее катагенетически преобразованным является ОВ среднеюрских отложений (МК2-3). Вероятно, основная генерация углеводородов для насыщения коллекторов происходит в среднеюрских отложениях. Отложения баженовского горизонта и мелового возраста слабее влияют на формирование нефтегазоносности региона. По результатам углепетрографических исследований подтверждаются выводы о типе и зрелости ОВ исследуемых интервалов.

По результатам биомаркерного анализа были установлены различия в составе флюидов из нефтегазоматеринских и коллекторских прослоев. Для анализа были выбраны наиболее распространенные биомаркерные параметры: Pr/Ph, Pr/C17, Ph/C18, C29/C30, t22/t21, t24/t23, t26/t25, (t28+t29)/C29, H31R/C30, t23/H30, H35S/H34S, соотношение стеранов C28/C27 и C27/C29, характеризующие обстановки осадконакопления, тип исходного ОБ и литологический состав исходных пород. Для изучения степени катагенетической преобразованности использовались параметры $T_s/(T_s+T_m)$, $T_s/C30$, 4MDBT/1MDBT и TAI/(I+II) [3]. Для образцов, отобранных из отложений вымской и малышевской свит, значения выбранных биомаркерных параметров характеризуют ОБ как смешанное, накапливающееся в прибрежно-морских обстановках. Для гексановых экстрактов потенциальных нефтегазоматеринских прослоев характерно преобладание исходного органического вещества, накапливавшегося в породах смешанного литологического состава (по параметрам H29/H30, H35/H34, Pr/Ph, t26/t25) [2]. Стоит отметить, что для нижней части разреза отмечается большее влияние морских обстановок осадконакопления или протекание процессов миграции. Хлороформенные экстракты нефтегазоматеринских прослоев характеризуются наличием ОБ, накапливавшегося в континентальных обстановках осадконакопления. Выдержанные коллекторские интервалы среднеюрских отложений характеризуются большим влиянием морских обстановок осадконакопления по сравнению с локальными коллекторскими прослоями. Можно предположить разный источник насыщения данных коллекторских прослоев.

В работе были исследованы гексановые и хлороформенные экстракты из открытых и закрытых пор образцов баженовского горизонта и нижележащей переходной зоны к малышевской свите. Экстракты из закрытых пор характеризуют местные углеводородные флюиды, образованные из ОБ баженовского горизонта, экстракты из открытых пор могут характеризовать углеводороды, которые могли участвовать в миграционных процессах. Экстракты из открытых пор нижней части разреза характеризуются континентальными озерными обстановками осадконакопления материнского ОБ гексановых и хлороформенных экстрактов по сравнению с верхней частью разреза, что подтверждается по параметрам H29/H30 и H35S/H34S. Материнское органическое вещество для экстрактов из открытых пор верхней части разреза баженовского горизонта находится на стадии катагенеза МК1, в нижней части разреза – от МК1-2 до МК3, что подтверждается по параметрам $T_s/(T_s+T_m)$, $T_s/C30$, 4MDBT/1MDBT и TAI/(I+II). Экстракты из закрытых пор характеризуются морским составом и более низкой степенью преобразованности материнского ОБ. По результатам исследований для экстрактов из открытых пор можно предположить наличие другого источника флюидов. Сравнение экстрактов из открытых пор образцов баженовского горизонта и вымской свиты показало сходства по большинству биомаркерных параметров, что может указывать на наличие процессов восходящей миграции.

По изменению биомаркерных параметров H29/H30, t23/H30, (t28+t29)/C29 и t26/t25 в разрезе меловых отложений можно выделить пласты коллекторов АЧ, ТП14-26, ТП1-12 (ТП3, ТП10, ТП17, ТП20), в которых отмечено наличие миграционных флюидов. Для данных пластов можно предполагать схожий источник миграции, характеризующийся морским составом ОБ. Экстракты из образцов коллекторов меловых отложений и гексановые экстракты вымской свиты и баженовского горизонта характеризуются наличием некоторых сходств в паттернах распределения биомаркерных параметров. Однако имеющиеся различия в значениях параметров позволяют

предположить наличие дополнительного источника миграционных флюидов, не изученного в рамках данной работы. На лепестковой диаграмме (рис. 1.) показаны примеры паттерна биомаркерных параметров обстановок осадконакопления для гексанового экстракта из отложений вымской свиты, нижней части разреза баженовского горизонта и коллекторских интервалов меловых отложений (пласты ТПЗ и ТП7) и хлороформенного экстракта из потенциальных НГМТ интервалов отложений мелового возраста.

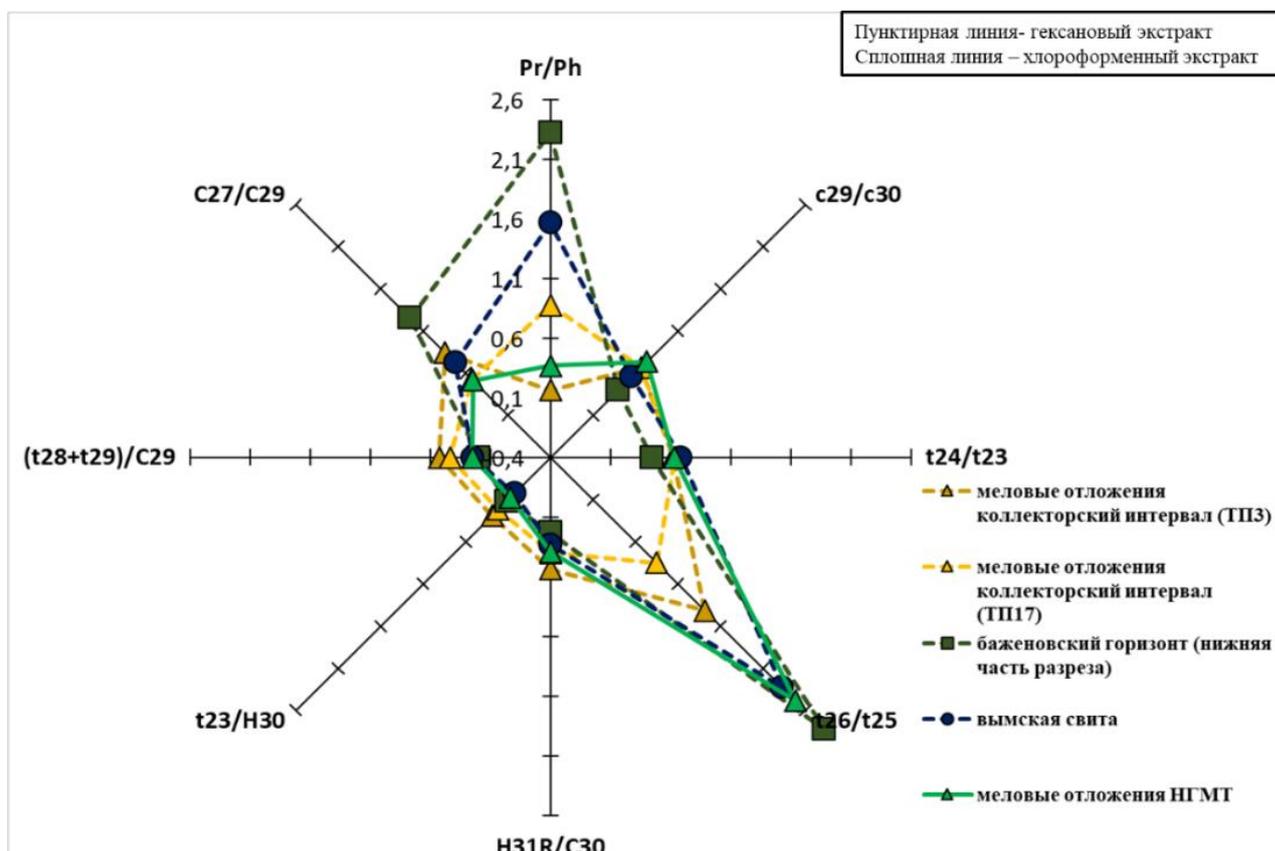


Рис. 1. Паттерн биомаркерных параметров для гексановых экстрактов из отложений вымской свиты, нижней части разреза баженовского горизонта, коллекторских прослоев мелового возраста и хлороформенных экстрактов потенциальных нефтегазоматеринских прослоев из отложений мелового возраста

По результатам проведенных исследований установлено наличие вертикальных миграционных процессов из среднеюрских отложений вымской и малышевской свит до нижней части разреза баженовского горизонта, который является флюидоупором для УВС. Флюиды из меловых отложений отличаются по биомаркерным параметрам от флюидов из нижележащих отложений, можно предположить различные обстановки осадконакопления НГМТ для среднеюрских и меловых отложений. Возможно, для продолжения миграции в вышележащие отложения необходимо наличие тектонических нарушений. В пределах изучаемой территории ОБ баженовского горизонта и меловых отложений находится на низкой стадии катагенетической преобразованности, основной НГМТ могут являться среднеюрские отложения или более глубоко залегающие толщи, не изученные в работе. Более подробный анализ УВ-систем на других

площадях изучаемого региона позволит точнее восстановить пути миграции, определить источники генерации нефти и газа и повысить точность прогноза расположения месторождений.

Литература

1. *Goncharov I.V., Samoilenko V.V., Trushkov P.V. et al.* Petroleum generation and migration in the southern Tyumen region, Western Siberia Basin, Russia // *Organic Geochemistry*. 2021. Vol. 152. P. 104178. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2020.104178>
2. *Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г.* и др. Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров // *Георесурсы*. 2019. Т. 21, № 2. С. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
3. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The Biomarker Guide. Vol. 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2005. 681 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>

Корреляция геохимических характеристик нефти и нефтематеринских пород месторождений центральной и северо-восточной частей Сирии

Жомаа Жомаа

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65,
корп. 1
allordjoomaa95@gmail.com

Ключевые слова: геохимическая корреляция, нефть, исходные породы, Сирия, Месопотамский передний прогиб, северо-восточные Пальмириды, биомаркеры, коллекторы

С использованием геохимических методов было проведено исследование 17 образцов сырой нефти и 6 образцов нефтематеринских пород из трех районов: Месопотамского переднего прогиба, северо-восточной Сирии и северо-восточных Пальмиридов в центре страны. Результаты исследования позволили выделить два семейства нефтей, которые были обозначены как «А» и «В». Отличительной особенностью данных нефтей является разное происхождение, которое установлено на основе биомаркеров. Нефти группы «А» и «В» генерируются разными типами нефтематеринских пород разного возраста. Нефти группы «А» были образованы относительно молодыми морскими обломочными материнскими породами, обнаруженными в коллекторах среднего триаса, средней юры и верхнего мела в северо-восточном районе Пальмирид. Геохимические характеристики этих нефтей сходны с экстрактами из нижнетриасовой сланцевой формации Аманус. Нефти группы «В», в свою очередь, присутствуют в коллекторах среднего триаса, средней юры и верхнего мела в Месопотамском краевом прогибе. Геохимические характеристики этих нефтей сходны с экстрактами среднетриасовых доломитов Курра Чайн и верхнемеловых формаций Шираниш.

Текущая добыча нефти в Сирии снижается по сравнению с пиковым значением в 1996 году, что связано с увяданием старых нефтяных месторождений. Евфратская впадина является основным нефтедобывающим регионом Сирии, обеспечивая примерно 75% национальной добычи. Значительные объемы нефти и газа также добываются в Месопотамском краевом прогибе и на северо-востоке складчатого пояса Пальмирида. Изучение геохимических характеристик триасовых, юрских и меловых нефтей северо-восточного Пальмириды и Месопотамского прогиба направлено на определение источников нефти и их связи с нефтематеринскими породами (рис. 1) [1].

Сирийская нефтяная компания выявила несколько важных формаций материнских пород, которые имеют потенциал источников нефти, включая палеозойскую формацию Свааб и Танф, триасовую формацию Аманус (формация Курра Чайн), верхнемеловую формацию Сухне, Шираниш и палеоценовую формацию Кермав [2]. Текущее исследование направлено на оценку геохимических характеристик нефтей северо-восточного Пальмириды и Месопотамского прогиба и сопоставление их с нефтематеринскими породами в этом регионе.

Проведены геохимические и изотопные анализы нефти и исходных пород из Месопотамского бассейна (северо-восточная Сирия) и северо-восточных пальмирид

(центральная Сирия) для выявления геохимической корреляции между ними. Исследование позволило выделить две основные группы нефти в рассматриваемых регионах. Первая группа нефти образовалась в результате работы коллекторов среднего-верхнего триаса, средней юры и верхнего мела на нефтяных месторождениях северо-восточного Пальмирида [3]. Она происходит из морских некарбонатных материнских пород, идентифицированных как сланцевая формация Аманус нижнего триаса. Вторая группа нефти происходит из коллекторов среднего триаса, средней юры и верхнего мела в Месопотамском переднем прогибе. Основные источники этой нефти – морские карбонатно-эвапоритовые материнские породы. Дополнительным источником нефти, особенно для меловых резервуаров, может служить Ширанишская свита (верхний мел) в месопотамском переднем прогибе [4].

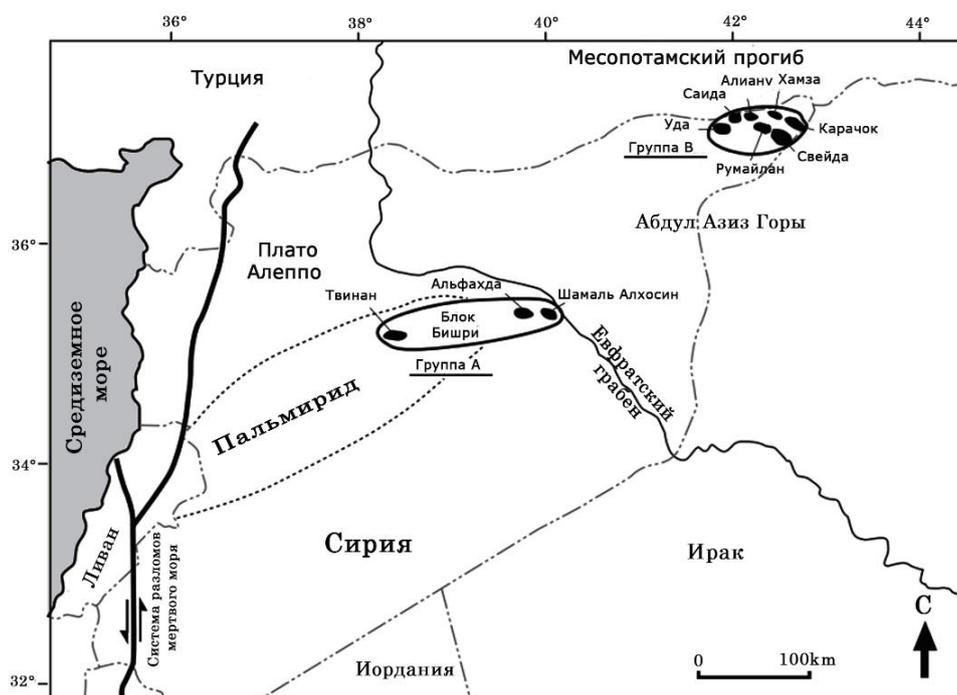


Рис. 1. Карта расположения Сирии, показывающая расположение нефтяных месторождений в золотом поясе северо-востока Пальмиры (Центральная Сирия) и Месопотамском прогибе (северо-восток Сирии), из которых были взяты образцы для данного исследования

Полученные результаты предоставляют новое понимание геохимических характеристик нефти и ее связи с материнскими породами в северо-восточной Сирии и центральной Сирии, что имеет важное значение для разработки стратегий дальнейшего разведывания и добычи нефти в регионе. Данное исследование открывает перспективы для более точного определения потенциальных нефтеносных зон и позволяет оптимизировать процессы разработки нефтяных месторождений в рассматриваемых регионах Сирии. Исследование геохимических характеристик нефти и материнских пород в указанных регионах Сирии помогает лучше понять происхождение и миграцию нефти. Практические применения полученных результатов включают улучшение разведочных и производственных методов добычи нефтяных месторождений в Сирии.

Литература

1. *Abboud M., Philp R.P., Allen J.* Geochemical correlations of oils and source rocks from central and NE Syria // *Journal of Petroleum Geology*. 2005. Vol. 28, No. 2. P. 203–216. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2005.tb00080.x>
2. *Calvert S.E.* Beware intercepts: interpreting compositional ratios in multi-component sediments and sedimentary rocks // *Organic Geochemistry*. 2004. Vol. 35, No. 8. P. 981–987. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.03.001>
3. *Litak R.K., Barazangi M., Brew G.* et al. Structure and evolution of the petroliferous Euphrates graben system, southeast Syria // *AAPG Bulletin*. 1998. Vol. 82, No. 6. P. 1173–1190. <https://doi.org/10.1306/1D9BCA2F-172D-11D7-8645000102C1865D>
4. *Steinke S., Hanebuth T.J.J., Vogt C., Stattegger K.* Sea level induced variations in clay mineral composition in the southwestern South China Sea over the past 17,000 yr // *Marine Geology*. 2008. Vol. 250, No. 3–4. P. 199–210. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2008.01.005>

Классификация конусов выноса по типу питающей системы как инструмент для ранжирования поисковых объектов и постановки поисково-разведочного бурения

Икон К.О.*, **Натчук М.П.****

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», РФ, 625026, г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53

*Kseniya.Ikon@novatek.ru, **Marina.Natchuk@novatek.ru

Ключевые слова: геологоразведочные работы, ачимовские отложения, классификация конусов выноса

В настоящее время основные перспективы наращивания ресурсной базы углеводородного сырья (УВС) северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции связаны со сложнопостроенными объектами ачимовской толщи. Сложность освоения таких ресурсов, помимо больших глубин залегания (3–4 км) и наличия зоны с аномально высокими пластовыми давлениями, заключается в линзовидном строении и высокой латеральной изменчивости отложений. Это выражается в резком изменении эффективных толщин и фильтрационно-емкостных свойств пластов на небольших расстояниях, а также в наличии многочисленных латеральных барьеров, благодаря чему модели строения залежей имеют достаточно сложное строение [1–4]. В конечном итоге все эти факторы отражаются на стоимости геологоразведочных работ. Целью настоящего исследования является повышение точности оценок ресурсной базы и ранжирования поисковых объектов по степени перспективности на основе переноса свойств с изученных объектов на перспективные.

На первый взгляд, ачимовские конусы выноса при близких условиях формирования могут существенно отличаться по качеству коллектора. Г. Реддинг и М. Ричардс в 1994 году создали классификацию конусов выноса в зависимости от преобладающего материала в поступающем с шельфа осадке [5]. Согласно данной классификации, все конусы выноса делятся на глинистые, песчано-глинистые (смешанного типа), песчаные. Опираясь на данную классификацию и накопленную к настоящему времени геолого-геофизическую информацию по изученным конусам выноса на лицензионных участках ПАО «НОВАТЭК» (данные бурения, геофизические исследования скважин (ГИС), описание керна, результаты интерпретации данных сейсморазведочных работ 3D и др.) выполнена классификация разбуренных ачимовских объектов. В результате была сформирована представительная выборка из 429 скважин, пробуренных на полуостровах Ямал и Гыдан и территории Надым-Пур-Тазовского региона.

На первом этапе осуществлялся анализ выборки с учетом ранжирования каждого вскрытого пласта по фациальной зоне (склон, питающий канал, проксимальная и дистальная части конуса выноса) и типу питающей системы (глинистый, песчано-глинистый, песчаный).

На втором этапе был проведен отбор скважин, вскрывающих непосредственно области проксимальной и дистальной частей и на основании анализа частотного распределения выявлены наиболее представительные параметры. Таким образом, были

рассмотрены размеры конусов, общая толщина, эффективная толщина, коэффициенты песчаности, пористости и проницаемости.

Результаты анализа представлены на рис. 1 таким образом:

1. Большая часть проанализированных объектов представлена конусами смешанного песчано-глинистого типа. Самый редкий по встречаемости тип конуса – глинистый.

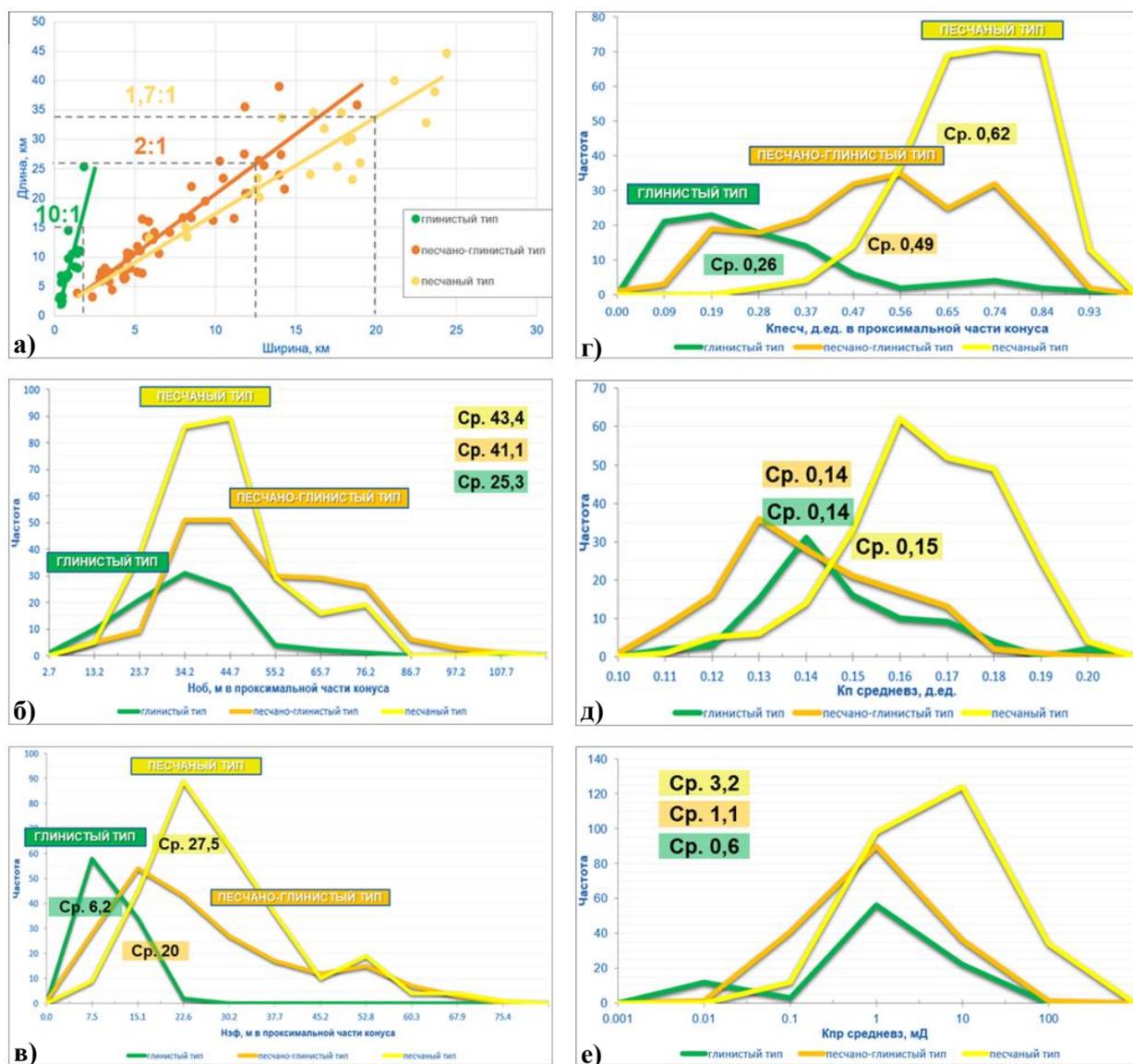


Рис. 1. Гистограммы частотного распределения:
 а) по размерам объектов; б) по Нобщ. в проксимальной части;
 в) по Нэф. в проксимальной части; г) по Кпес; д) по Кп; е) по Кпр

2. Каждая группа клиноциклитов отдельного региона имеет свои ранги изменения размеров. Это связано с уникальностью условий формирования ачимовских отложений в пределах каждого отдельно взятого района (палеорельеф, удаленность от источника сноса, наличие крупных питающих систем и т. п.).

3. При сопоставлении размеров конусов в проксимальной части (L/W), исходя из принадлежности к тому или иному типу можно установить, что размеры песчаных (1,7:1) и песчано-глинистых (2:1) типов конусов сопоставимы между собой, в то время как размеры глинистого типа конуса выноса в проксимальной части значительно меньше, чем в остальных типах (10:1). При этом песчаные конусы имеют более изометричную форму в плане.

4. Гистограммы частотного распределения общих толщин, коэффициентов пористости и проницаемости имеют большие области перекрытия, что говорит о недостаточно обширной статистической выборке по данным параметрам. Тем не менее, графики подтверждают тот факт, что наибольшие значения эффективных толщин, коэффициентов песчаности, пористости и проницаемости характерны именно для конусов выноса песчаного типа. Параметры конусов выноса смешанного (песчано-глинистого) несколько ниже. Песчаный и песчано-глинистый тип конусов выноса характеризуются высокими средними значениями эффективных толщин (27,5 м и 20 м соответственно), при этом песчаный тип характеризуется преимущественно максимальными значениями коэффициента песчаности (0,62 д.е.). Худшие свойства имеют конусы глинистого типа и характеризуются как минимальными значениями средних эффективных толщин (6,2 м), так и низкими значениями коэффициента песчаности (0,26 д.е.).

Для переноса свойств и параметров на неизученные бурением ачимовские конусы выноса в первую очередь необходимо выполнить их классификацию по Г. Редингу и М. Ричардеу. В условиях отсутствия данных бурения (керна, ГИС и др.) их классификация возможна только на основе визуального анализа результатов сейсмической интерпретации. Обобщая весь накопленный опыт, авторами был разработан классификатор, по которому можно ранжировать неразбуренные конусы выноса по типу питающей системы и подобрать соответствующие аналоги параметров (рис. 2). Общие принципы, на которых основано ранжирование, – анализ морфологии клиноформы и анализ образа конуса выноса на срезах RGB суммирования.

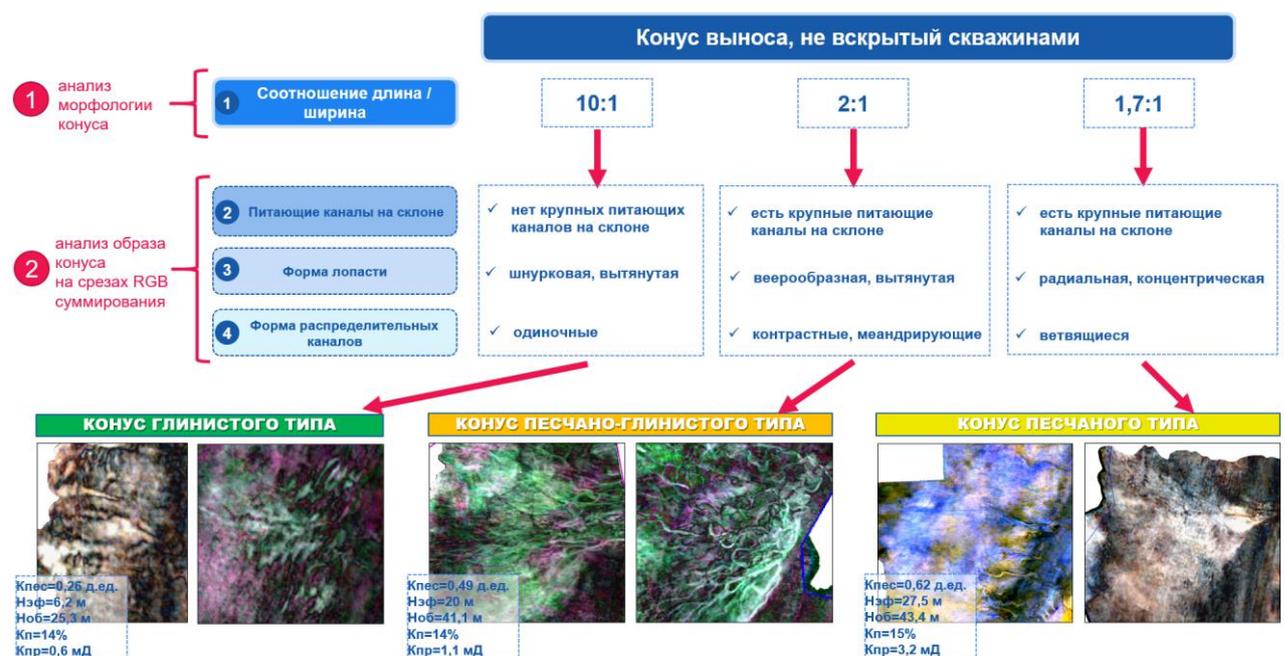


Рис. 2. Классификатор не изученных бурением конусов выноса

Выводы

Сложность ранжирования и оценок ресурсной базы перспективных объектов на поисковом этапе изучения состоит в отсутствии достаточных знаний об объекте изучения. Применение классификатора конусов выноса по типу питающей системы с целью переноса параметров с изученных бурением объектов на неизученные позволяет приблизиться к истинному пониманию строения перспективных объектов.

Практическое применение не ограничивается уточнением оценок ресурсной базы, а может быть использовано в качестве дополнительного критерия к ранжированию перспективных объектов до постановки поисково-разведочного бурения.

Литература

1. *Долотов Ю.С.* Процессы рельефообразования и осадконакопления на приливных побережьях Мирового океана. М.: Научный мир, 2010. 180 с.
2. *Жемчугова В.А.* Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. 232 с.
3. *Мезенцева А.В., Байков Р.П., Зверев К.В.* и др. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 3. С. 12. https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2019
4. *Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А.* Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
5. *Рединг Х.Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф.А.* и др. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 1. М: Мир, 1990. 352 с.

Особенности трехмерного геологического моделирования клиноформных нижнемеловых отложений на месторождении Z

Лобес Д.С.*, Сагитова А.Р., Яковенко О.В.

АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», РФ, 634027,
г. Томск, пр-т Мира, д. 72
*lobes.daria@gmail.com

Ключевые слова: геологическая модель, неоком, клиноформы, геологическое выклинивание пласта, геологическое выклинивание коллектора, залежь

Актуальность работы обусловлена наличием интереса у нефтяных компаний к изучению залежей углеводородов, относящихся к группе трудноизвлекаемых запасов. Постепенная выработка основных залежей, падение темпа добычи нефти и газа ведет к поиску новых объектов разработки, способных восполнить объем добываемого сырья.

Построение геологической модели (ГМ) является не конечной статичной производственной задачей, а постоянным итеративным процессом. Поэтому важным требованием к такой модели является гибкость и адаптивность.

В работе представлен метод моделирования песчаных линз в условиях фаций глубоководных конусов выноса, который позволяет с наименьшими трудозатратами вносить корректировки в концепцию строения месторождения. В предложенной методике линзы моделируются не структурно, а путем создания поверхностей выклинивания коллекторов, которые впоследствии встраиваются в структурный каркас модели. Данный подход позволяет избежать появления треугольных ячеек, которые являются нежелательными для гидродинамического моделирования.

Объектом исследования являются нижнемеловые отложения пластов группы АС, вскрытые в разрезах скважин нефтяного месторождения Z.

В административном отношении месторождение Z находится в Ханты-Мансийском автономного округе. В тектоническом – приурочено к Ендырскому валу, структуре II порядка, расположенной в пределах Фроловской мегавпадины (структура I порядка). Нефтегазоносность месторождения установлена в терригенных клиноформных отложениях ахской и черкашинской свит нижнего отдела меловой системы. Терригенные отложения данных пластов представлены переслаиванием мелкозернистых алевролитов, мелко- и тонкозернистого песчаника, а также тонким переслаиванием мелкозернистого песчаника с алевролитистой глиной и светло-серым алевролитом в виде отдельных прослоев либо линз. По величине извлекаемых запасов месторождение относится к крупным, по сложности геологического строения – к сложным.

Концептуальная модель

Группа пластов АС приурочена к черкашинской свите: фации глубоководных конусов выноса (рис. 1), геометризация отдельных песчаных тел с различным насыщением в пределах пласта (рис. 2).

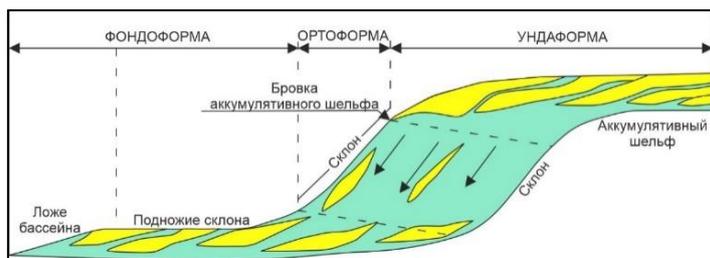


Рис. 1. Принципиальная схема формирования клиноформ (Гурами Ф.Г., с изменением)

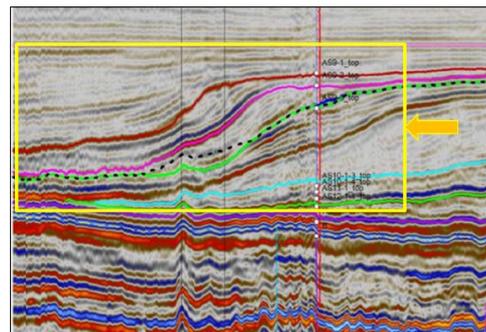


Рис. 2. Пример выделения клиноформы на сейсмическом разрезе

Структурные построения

Особенность строения клиноформных отложений заключается в их наклонном залегании и структурном выклинивании пласта. В данной модели отстроены стратиграфические поверхности, в основу которых легли поверхности сейсмических отражающих горизонтов. На рис. 3 показано выклинивание пласта 2 в западном направлении.

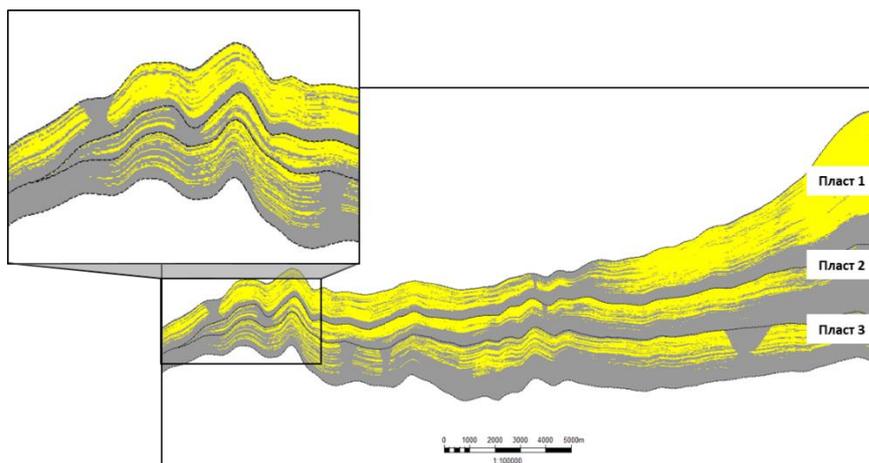


Рис. 3. Структурное строение пластов

Особенности вертикальной нарезки пласта

Высота ячейки грида в модели задавалась таким образом, чтобы максимально точно отразить неоднородность геологических тел – каждый элементарный геологический слой должен быть представлен, как минимум, одной ячейкой по вертикали. Учитывая клиноформное строение пластов, в расчет принимались общие и эффективные толщины пластов и их расчлененность, анализировались кросс-плоты эффективных толщин по данным результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) и осредненным ячейкам литологии. Значения средней толщины ячейки по пластам подбирались таким образом, чтобы разница между РИГИС и ГМ составляла менее 5%.

Моделируемые пласты являются выдержанными по площади, поэтому нарезка выбиралась пропорциональной, пласты отстраивались конформно.

Особенности моделирования зон замещения коллектора

Согласно геологической концепции на моделируемых пластах присутствует выклинивание коллектора. Для реализации данного выклинивания в 3D геологической модели было сделано следующее:

- Получены стратиграфические кровля и подошва пласта.
- На основе стратиграфических поверхностей получены вспомогательные поверхности для дальнейших построений.
- Найдено пересечение вспомогательных поверхностей.
- Построен куб маски, позволяющий в 3D выделить зоны выклинивания.
- Распространен коллектор в пределах данного куба маски.

Построение выклинивания коллектора осуществлено по методике К.Е. Закревского. Стоит отметить, что при реализации модели замещения коллектора необходимо обратить внимание на скважины в районе выклинивания коллектора и проверить соответствие куба литологии и РИГИС по итогам реализации выклинивания.

Пример выклинивания показан на рис. 4.

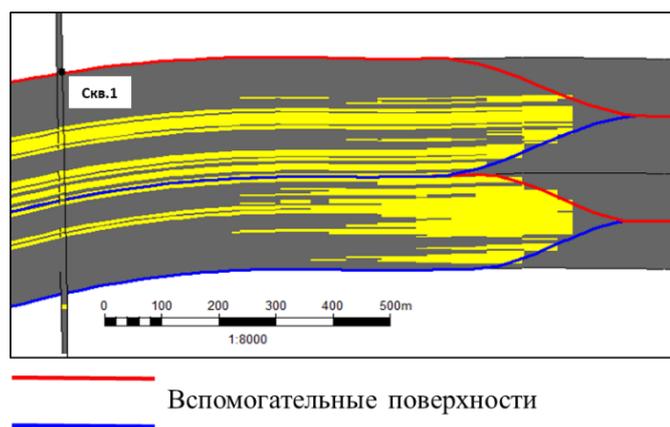


Рис. 4. Модель выклинивания пласта-коллектора, построенная с помощью вспомогательных структурных поверхностей

Литологическое моделирование

Куб литологии (коллектор/неколлектор) строился с использованием алгоритма *Sequential Indicator Simulation*, было выполнено построение 21 равновероятностной реализации литологии на каждой площади. Каждая реализация дискретного куба литологии далее была пересчитана в непрерывный куб песчаности. Непрерывный куб песчаности отражает глинистость в пласте [1, 2].

В природе нет чисто выдержанных песчаников, сопоставимых с размерами ячеек в ГМ. Построение непрерывного куба песчаности было выбрано для достижения необходимого уровня связности коллекторов в геологической модели, так как непрерывный куб соответствует истории разработки месторождения и не приводит к завышению эффективных толщин коллектора в межскважинном пространстве, также позволяет реализовать выклинивание ЭФТ ближе к границам неколлектора [3, 4] т. е. количество ячеек коллектора, которое обеспечивает связность в модели, больше, чем при использовании традиционного подхода, однако это нивелируется тем,

что доля коллектора в этих ячейках ниже 1. Данный подход при моделировании литологии был выбран согласно критериям, описанными в [1].

Куб непрерывной песчаности позволил выделить в кубе литологии границу между «плохим» и «хорошим коллектором», что важно в планировании дальнейшего бурения (рис. 5).

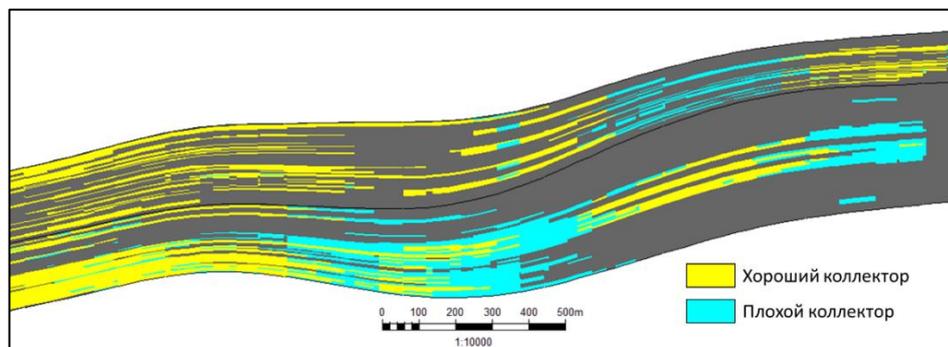


Рис. 5. Разрез с выделением разных типов коллектора

Выводы

Геологическое моделирование клиноформных отложений требует к себе особого внимания на всех этапах создания модели, особенно при создании модели выклинивания коллектора. Сложность геологического строения отражается на выборе методов моделирования, которые требуют дополнительного анализа. Отличительной и важной особенностью является методика распределения коллектора, от которой необходимо добиться реалистичности распределения итогового куба литологии, максимально похожего на природное распределение. Для повышения прогнозной способности модели рекомендуется использовать непрерывный куб песчаности, что позволяет вероятностно выделять границу между «плохим» и «хорошим коллектором», также повышает связанность модели, что положительно влияет на адаптацию ГДМ.

Литература

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: Маска, 2009. 376 с.
2. Закревский К.Е., Бобров А.В. Воробьев Д.В. и др. Геологическое моделирование горизонта Ю₁ Томской области / Под ред. К.Е. Закревского. Томск: Изд. дом Томского государственного университета, 2016. 154 с.
3. Popov V.L. The analysis of the predicting accuracy of methods of saturation modelling in terrigenous reservoir on the example of Tomsk region oilfield [Анализ точности прогноза различных методов моделирования насыщения терригенной залежи (на примере месторождения Томской области)] // Geomodel 2015 – 17th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 7–10 September 2015. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201413984>
4. Popov V.L., Podnebesnykh A.V., Krasnoshekova L.A. Reservoir flow connectivity of the various sedimentological facies of Tomsk area oilfields [Связность терригенных коллекторов различного генезиса (на примере месторождений Томской области)] // Geomodel 2020 – 22nd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia; 7–11 September 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050022>

Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей в пределах структурно-тектонических зон Тимано-Печорской провинции

Маракова И.А.*, Бабариков Д.А., Сирота А.В., Попова Е., Локьяев Т.Х.

Ухтинский государственный технический университет, РФ, 169300, г. Ухта, ул. Первомайская,
д. 13

*imarakova@ugtu.net

Ключевые слова: сравнительный анализ, физико-химические свойства нефтей, Тимано-Печорская провинция

Тимано-Печорская провинция представляет собой территорию с уникальными геологическими и тектоническими условиями, которые формируют разнообразные физико-химические свойства нефтей. Изучение изменений этих свойств в пределах структурно-тектонических зон – Колвинского мегавала, Денисовской впадины и Варандей-Адзвинской зоны – способствует более глубокому пониманию процессов накопления и миграции нефти. Это знание имеет практическое значение для эффективной разработки нефтяных месторождений и прогнозирования качественных характеристик добываемой нефти и новых месторождений [1, 2].

Для анализа и выявления закономерностей изменения физико-химических свойств нефтей в вышеназванных структурно-тектонических зонах были взяты производственные данные по месторождениям и залежам, открытым в среднеордовикско-нижнедевонском, доманиковотурнейском, визейско-нижнепермском, верхнепермском и триасовом нефтегазоносных комплексах на исследуемых территориях. Проведено обширное обобщение и анализ физико-химических параметров по 30 месторождениям. Все месторождения на графиках расположены в направлении с юга на север.

Колвинский мегавал представляет собой крупное горст-антиклинальное сооружение размером 350x50 км с амплитудой 1000–1200 м. Мегавал характеризуется сложной структурой, влияющей на условия накопления и миграции нефти. Физико-химические свойства нефти в пределах Колвинского мегавала варьируются в зависимости от глубины залегания. На рис. 1 прослеживаются зависимости вязкости нефтей и содержания смол и парафинов. При повышенном содержании смолистых веществ содержание парафинов в количественном отношении больше на Харьягинском месторождении.

Денисовская впадина протягивается в длину на 400 км, расширяясь от 40–50 км на юге до 150 км на севере. Это пологая отрицательная структура, выделяющаяся преимущественно по отложениям мезозоя и частично палеозоя, что указывает на ее наложенный характер. Физико-химические свойства нефти в Денисовской впадине также зависят от глубины. Палеозойские и мезозойские отложения представляют разнообразные условия формирования нефти от легких углеводородов до более тяжелых и вязких типов нефти (рис. 2).

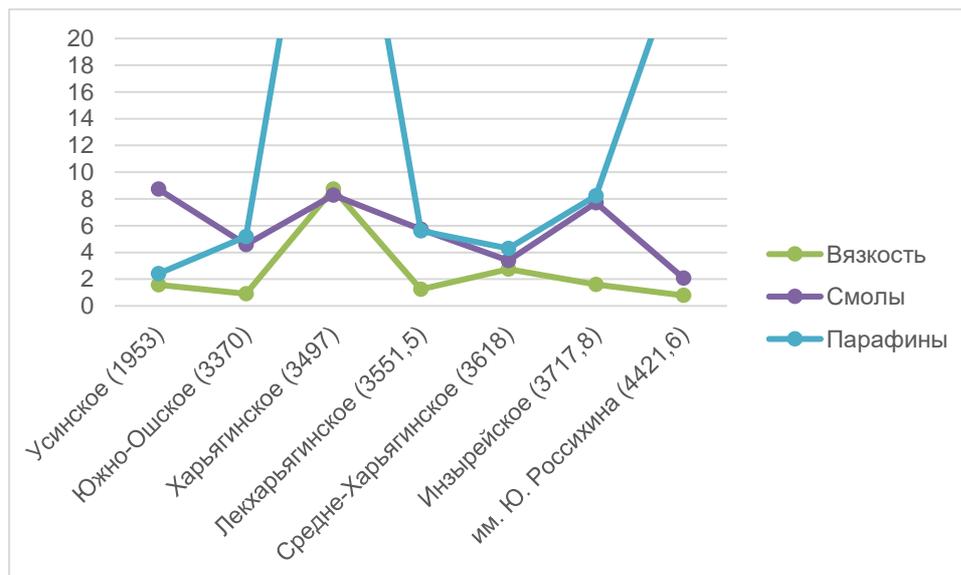


Рис. 1. Физико-химические параметры нефтей доманиково-турнейского карбонатного комплекса Колвинского мегавала

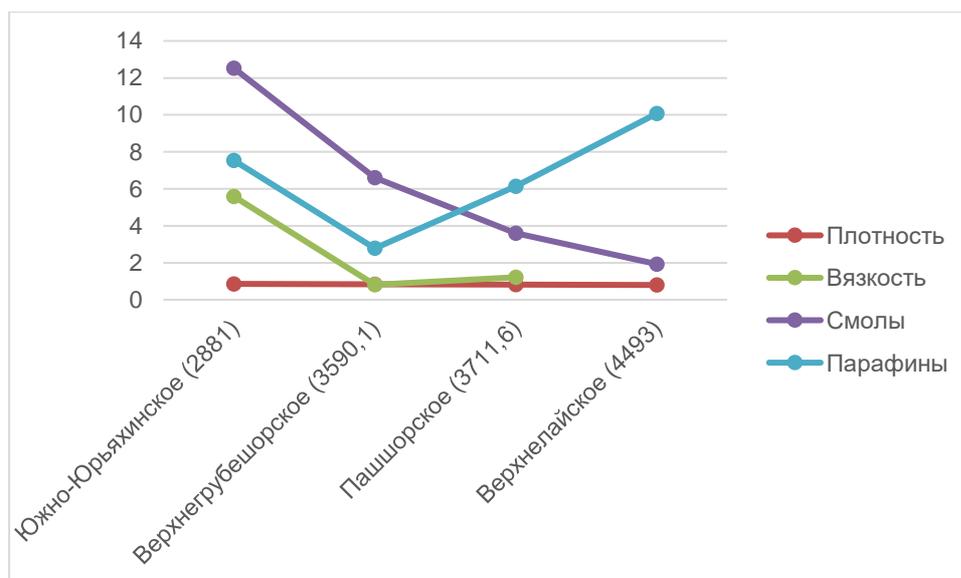


Рис. 2. Физико-химические параметры нефтей доманиково-турнейского карбонатного комплекса Денисовской впадины

Варандей-Адзвинская зона представляет собой древнюю зону рифтовой природы, выраженную по верхним горизонтам осадочного чехла инверсионными линейными валами, разделенными узкими прогибами. Все это формирует сложные и разнообразные условия для накопления и изменения свойств нефти.

Сочетание линейных валов и депрессий способствует формированию разнородных нефтяных резервуаров, что отражается на химическом составе и вязкости нефти. Верхние горизонты осадочного чехла предоставляют благоприятные условия для формирования резервуаров с высококачественными углеводородами, тогда как нижние горизонты могут содержать нефть с более сложной структурой и химическими примесями.

Например, нефти в ордовик-нижнедевонском карбонатном комплексе легкие, средние, тяжелые, битуминозные (0,832–0,92 г/см³), незначительной вязкости, маловязкие и повышенной вязкости (2,3–19,07 мПа·с), парафинистые и высокопарафинистые (5,45–14,7%), смолистые, высокосмолистые (5,91–19,7%) (рис. 4). С увеличением содержания парафина наблюдается снижение плотности и вязкости. Также отмечается тенденция снижения содержания серы вслед за увеличением доли парафина в парафинистых и высокопарафинистых нефтях [4] (рис. 3).

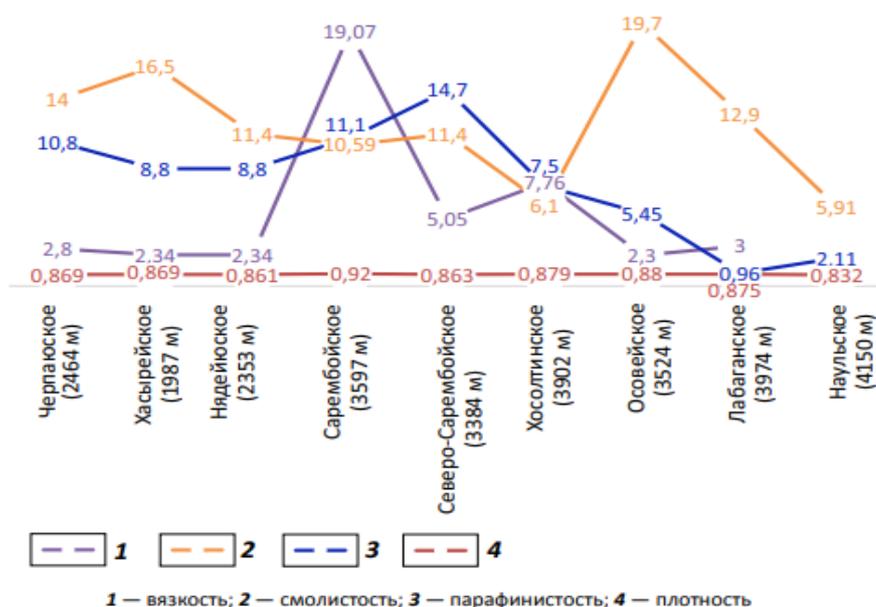


Рис. 3. Физико-химические свойства нефтей ордовикско-нижнедевонского карбонатного комплекса Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (Маракова И.А. [4])

Установлено, что закономерности размещения залежей нефти зависят от особенностей геологического строения и истории развития отдельных структурно-тектонических элементов. Распределение залежей нефтей в границах структурных элементов отличается по стратиграфическому и гипсометрическому положению.

К верхним стратиграфическим горизонтам (карбон-пермь-триас) в основном приурочены залежи тяжелой нефти, размещенные в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне. В остальных структурных зонах в средне- и нижнепалеозойских комплексах нефти легкие и средние по плотности. На всей территории исследования нефти доманиково-турнейского комплекса высокопарафинистые. Нефти отложений пермско-триасового возраста малопарафинистые и парафинистые.

Литература

1. Маракова И.А., Ростовщиков В.Б. Основные закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в терригенных отложениях перми-триаса на северо-востоке Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий Республики Коми и Ненецкого автономного округа: Материалы научно-практического совещания. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2016. С. 47–48.

2. *Ростовщиков В.Б., Маракова И.А.* Прогнозирование и поиск залежей нефти и газа в нижнедевонско-силурийских отложениях в северо-восточной части и арктическом шельфе Тимано-Печорской провинции // Минерально-сырьевые ресурсы арктических территорий Республики Коми и Ненецкого автономного округа: Материалы научно-практического совещания. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 2016. С. 66–67.

3. *Маракова И.А.* Геологические закономерности размещения залежей тяжелых нефтей в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 85–94. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-85-94>

Изучение гранулометрического состава пород триасового возраста в центральной части Коротайхинской впадины

Маракова И.А.*, Нуртазаева М., Потолицина А.А., Пургова А.Д.

Ухтинский государственный технический университет, РФ, 169300, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13

*imarakova@ugtu.net

Ключевые слова: Коротайхинская впадина, гранулометрический анализ, триас

Коротайхинская впадина – отрицательная структура I порядка северо-западного простирания, с востока ограничена приуральской Сырьягинской складчатой зоной, с северо-востока – Западно-Пайхойской структурно-тектонической областью; южной и юго-западной границами служат шовные надразломные дислокации поднятия Чернова и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны. Протяженность впадины составляет 400 км при ширине около 100 км, площадь приблизительно равна 30 тыс. км². В Коротайхинской впадине суммарный объем бурения составил 26,5 тыс. м (8 скважин), разбуренность составляет 1,4 м/км² или 2440 км/скв. Промышленных притоков углеводородов не получено.

На тектоническое строение впадины решающее влияние оказало формирование Пайхойского антиклинория, как в период заложения Предпайхойско-Приюжноновоземельского прогиба, так и в последующей эпохе оживления его тектонической активности.

Мощность осадочного чехла достигает 11 км и более. Разрез сложен отложениями палеозойского, мезозойского и четвертичного возраста, представленного в основном молласовыми образованиями триаса и перми, мощность которых в центральной части впадины достигает 3500 м. В результате бурения скважин было установлено отсутствие в разрезе отложений верхнего карбона, частично верхней перми, верхнего триаса, юры и мела [1–4].

В работе рассматривается перспективный интервал терригенных отложений триасового возраста. Исследуемые данные по обнажению реки Хей-Яга и скважине ВК-14 расположены в центральной части Коротайхинской впадины в северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна. Отложения среднего-начало верхнего триаса в Коротайхинской впадине согласно, местами с некоторым несогласием залегают на породах нижнего триаса и расчленены на верхнюю подсвиту лесташорской свиты, нядейтинскую и коротайхинскую свиты.

Изучение литологического состава и проведение гранулометрического анализа обнажений на реке Хей-Яга и скважины ВК-14 имеют большое значение, так как Коротайхинская впадина является очень сложной и наименее изученной территорией, с которой связывают перспективы прироста запасов углеводородов в Тимано-Печорском НГБ. Нефтегазоносный потенциал в исследуемой части Коротайхинской впадины оценивается высокими показателями. По предварительным оценкам прогнозные ресурсы нефти и газа в пределах впадины могут составлять до 160 млн т нефти и до 240 млрд м³ газа, что в условиях Тимано-Печорского НГБ позволяет рассматривать этот район как один из первоочередных для постановки геологоразведочных работ на нефть и газ. В триасовых отложениях в Коротайхинской

впадине по данным глубокого бурения нефтепроявления установлены в скважине ВК-14, где в подбазальтовой глинистой толще в керне наблюдались примазки нефти [1, 3].

Гранулометрический анализ применяется для изучения структуры обломочных и глинистых пород. Целью его является правильное определение типа и названия породы, ее генезиса, что способствует определению свойств пород как коллекторов нефти, газа и воды.

Результаты гранулометрического анализа можно представить в виде гистограмм, циклограмм и кумулятивных кривых.

В ходе исследования и изучения особенностей литологического состава и гранулометрического анализа пород были использованы данные из производственного отчета. Пример результатов гранулометрического анализа продуктивных отложений на реке Хей-Яга представлены в табл. 1.

Таблица 1. Гранулометрический анализ продуктивных отложения на реке Хей-Яга

№№ ПП	Глубина (интервал) в м	Карбонатность	0,01 мм	0,05-0,01	0,1-0,05	0,25-0,1	0,5-0,25	1-0,5	2,0-1,0	Md	S0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	14/3	13,02	82,7	4,28	-	-	-	-	-	0,005	0,44
5.	14/17	6,36	45,81	7,05	7,88	22,3	10,6	-	-	0,01	0,028
6.	14/25	7,58	50,2	21,5	18,5	2,22	-	-	-	0,01	0,12
10.	19/1	5,11	43,03	10,4	28,2	12,95	0,31	-	-	0,05	0,024
12.	19/6	13,12	9,15	8,6	10	20,5	29,13	9,5	-	0,25	0,02
24.	23/36	13,32	44	7,1	22,4	13,08	0,1	-	-	0,01	0,06
34.	25/7	11,54	51,75	8,85	25,2	2,66	-	-	-	0,009	0,116
37.	27/1	8,98	38,32	7,1	21,2	24	0,4	-	-	0,01	0,07
39.	27/15	10,1	54,3	19,1	16,2	0,3	-	-	-	0,008	0,12
42.	29/4	11,2	44,23	11,05	29,78	3,82	-	-	-	0,01	0,14
48.	30/1-а	13,62	41,33	6,15	21,6	17,3	-	-	-	0,01	0,06
52.	35/1	9,3	34,74	7,85	11,7	30,01	6,4	-	-	0,05	0,08

Для определения происхождения песчаников скважины ВК-14 и обнажения на реке Хей-Яга (см. табл. 1) использовалась методика, предложенная Л.Б. Рухиным. На рис. 1 и 2 представлены результаты гранулометрического анализа, на основании которых проведена фаціальная интерпретация.

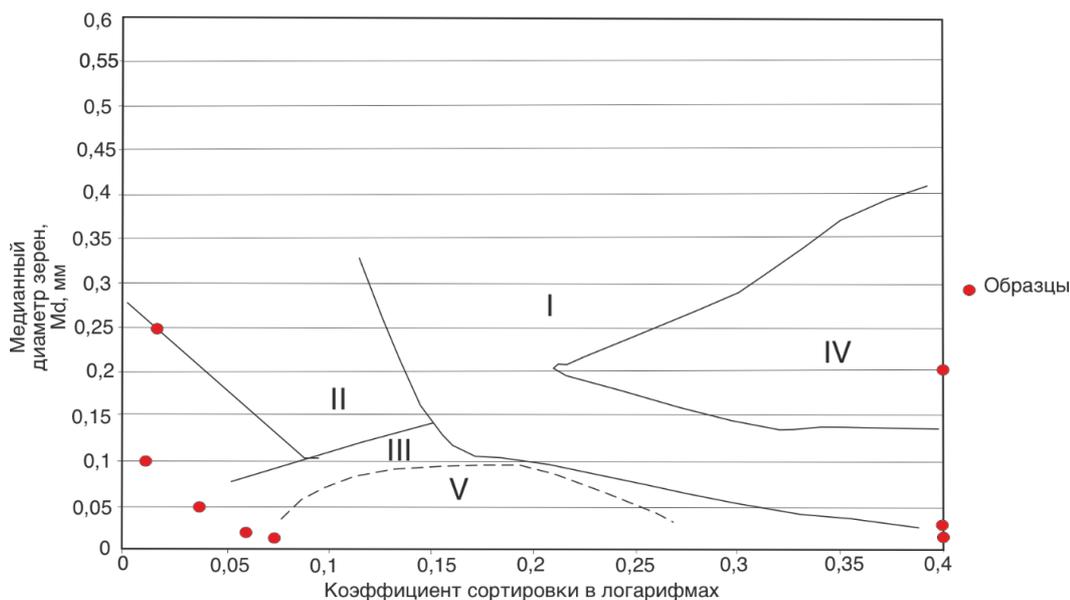


Рис. 1. Генетическая диаграмма песков Л.Б. Рухина по скважине ВК-14

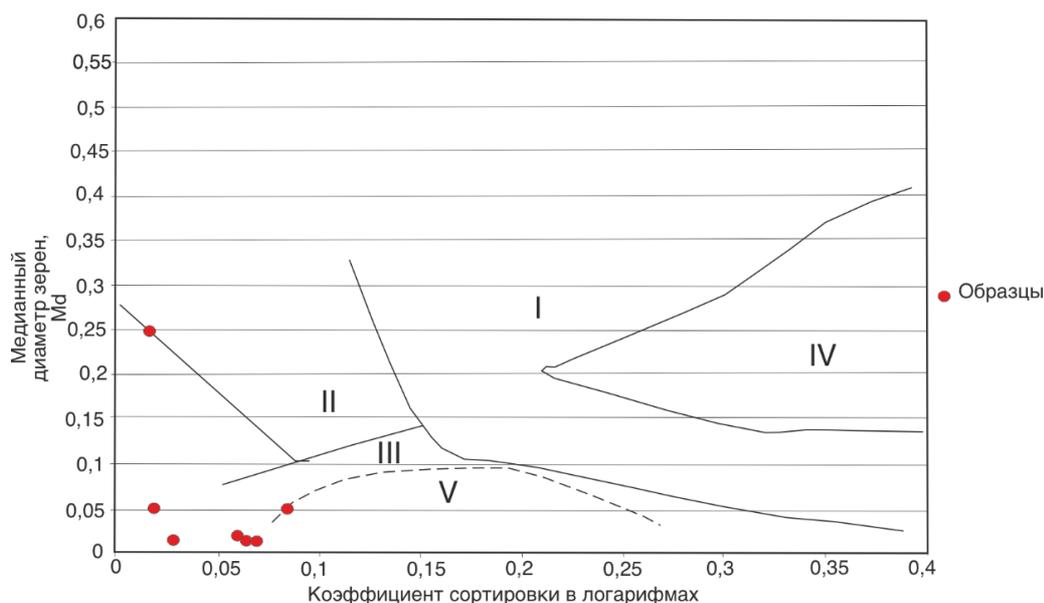


Рис. 2. Генетическая диаграмма песков Л.Б. Рухина на реке Хей-Яга

Выводы

На представленных графиках видно, что большинство изученных образцов попали в III поле. Таким образом, можно сделать вывод, что породы триасового возраста в скважине ВК-14 и отложения на реке Хей-Яга имеют одинаковое происхождение. В триасовое время установился режим континентального аллювиально-озерного и мелководно-морского осадконакопления. Надо отметить, что активное формирование впадины еще продолжалось, но оно было компенсировано осадками, что обусловило мощность триасовых отложений до 2 км. В континентальной части Коротаихинской впадины вышележащие отложения юры и мела отсутствуют, вероятно, они были размывы во время кайнозоя.

В целом для верхнепермско-триасовой части разреза характерно мозаичное развитие коллекторов по площади и разрезу, невыдержанность пластов по простиранию и отсутствие региональных и зональных покровов, здесь будут распространены главным образом литологические ловушки УВ.

Литература

1. Енцова Ф.И., Хайцер Л.Л. О триасовых отложениях Печорского бассейна // Доклады АН СССР. 1959. Т. 129, № 4. С. 880–883.
2. Енцова Ф.И., Калантар И.З. Триасовые отложения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Материалы по геологии востока Русской платформы. Вып. 1. Казань: Изд-во Казанского университета, 1966. С. 138–189.
3. Мараква И.А. Перспективы нефтегазоносности терригенных отложений пермского возраста в пределах Коротаихинской впадины на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных // Успехи современного естествознания. 2020. № 10. С. 91–96. <https://doi.org/10.17513/use.37496>
4. Мораховская Е.Д. Литология и фации триасовых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Л., 1979. 23 с.

Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения

Переpletкин И.А.^{1,2*}, Алехин И.И.¹, Викторова Е.М.²

1 – Группа компаний «Газпром нефть», РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5

2 – Новосибирский государственный университет, РФ, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2

*ivan_perepletkin@mail.ru

Ключевые слова: многовариантное моделирование, эффективные толщины, ачимовская толща, тюменская свита, геологические неопределенности

При оценке объектов со сложным геологическим строением необходимо учитывать совокупность неопределенностей, связанных с концептуальными особенностями их геологического строения [1]. В частности, необходимо учитывать фациальную зональность и связанную с ней литологическую неоднородность и неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по латерали и разрезу [2]. Вопросам подбора оптимальных методик многовариантного моделирования с учетом седиментологических особенностей оцениваемых объектов занимались как отечественные [3, 4] так и зарубежные ученые [5]. Целью работы является разработка универсальных подходов к картированию эффективного нефтегазонасыщенного объема неструктурных ловушек в рамках процесса вероятностной оценки. Фокус данной работы сосредоточен на ачимовской толще, описано 3 основных подхода, также показан подход для русловых отложений тюменской свиты. Описана серия допущений и частных случаев в зависимости от исходных данных и степени геолого-геофизической изученности участка работ.

Подход № 1. Углубленная проработка неопределенностей при условии кондиционного картирования канальных систем по данным 3D сейсморазведки (СРР) и наличии скважин

Наиболее усовершенствованный подход разработан для использования при покрытии рассматриваемого участка сейсморазведкой 3D высокого качества, достаточного для картирования в волновом поле контрастных седиментологических элементов – подводящих и распределительных каналов. Подход основан на оценке эффективного объема с учетом фациального районирования геологического объекта (фондаформа, область развития подводящих каналов).

На рис. 1 показана общая схема представляемой методики. В рамках предложенного разработанного подхода к многовариантной оценке эффективного объема подразумевается два основных блока расчетов – для области фондаформы, а также для области распространения подводящих каналов. На финальном этапе производится сложение карт с подбором перцентиля среднего значения эффективных толщин.

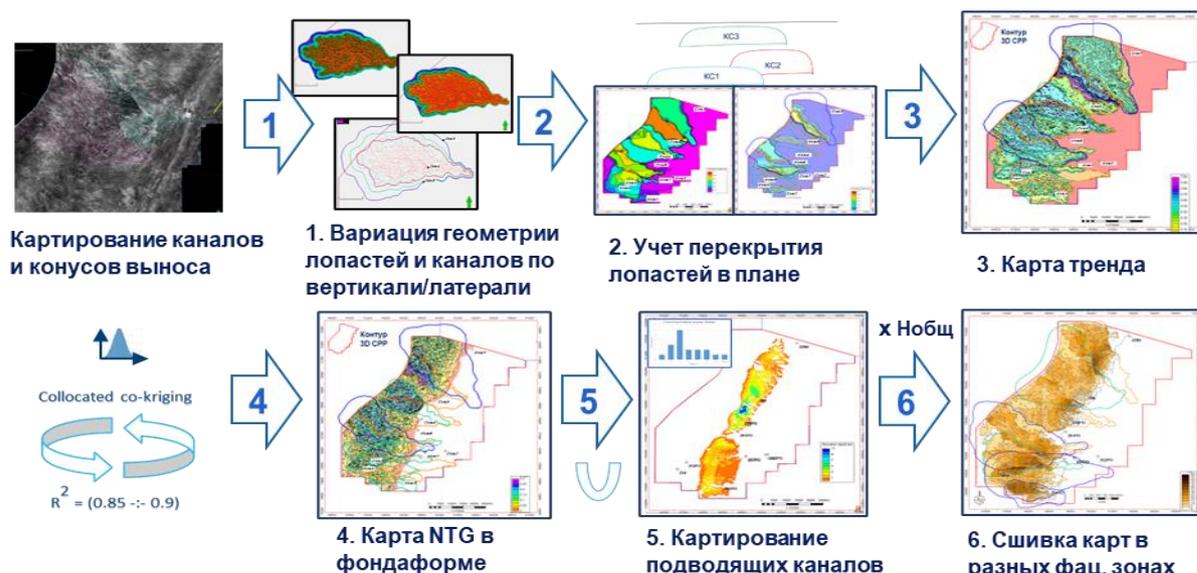


Рис. 1. Последовательность операций в рамках углубленного подхода к многовариантным расчетам

Основным этапом расчетов является подбор и вариация тренда для построения карты коэффициента песчаности в области фондаформы. Выделяется следующая последовательность действий в рамках построения тренда:

- 1) Вариация площади каждого конуса выноса.
- 2) Вариация ширины распределительных каналов.
- 3) Учет доли мощности конуса выноса в объеме пласта.
- 4) Учет фактора перекрытия нескольких конусов выноса в плане.
- 5) Получение карты эффективных толщин в фондаформе.
- 6) Картирование подводящих каналов.
- 7) Сшивка карт эффективных толщин в разных фациальных зонах.

В рамках моделирования фондаформы, особый акцент был уделен эксперименту с получением карты «мягкого» тренда и ее вариациями в каждой из реализаций. Первые 4 этапа являются промежуточными для получения данной карты, вариация геометрических параметров производится независимо друг от друга в каждой реализации.

Подход № 2. Частный случай при невозможности кондиционного картирования лопастей и канальных систем

Данный метод является неким «прообразом» для описанного выше углубленного подхода. Технические операции детально описаны авторами в работе [6]. Отмечается использование данного подхода при неравномерном покрытии участка сейсморазведкой 3D или СРР низкого качества. В рамках многовариантной оценки принимаются следующие допущения: площадь и положение лопастей фиксированы в каждой реализации (при вариации всего интегрального контура фондаформы), пропорциональная мощность лопастей по вертикали в пределах пласта, а также зафиксированы положения для картирования лопастей за пределами 3D СРР или при невозможности их выделения на фоне низкого качества сейсмических данных:

- 1) Каждому подводящему каналу или группе каналов соответствует лопасть.
- 2) Лопасты в плане имеют области перекрытия.

- 3) Вся площадь распространения разделена между лопастями с учетом положения подводящих каналов и направления распределительных каналов.
- 4) Статистика по размерам лопастей не противоречит данным по аналогам.

Подход № 3. Серия адаптивных экспресс-методик расчета для объектов с низкой степенью изученности

Данная методика предназначена для расчета группы объектов с изученностью, недостаточной для кондиционного выделения объектов, опирающейся на данные аналогов. Подход объединяет серию механик расчета эффективного и нефтегазонасыщенного объема в зависимости от данных, на основе которых строится прогноз картируемого параметра. Основным преимуществом подхода является интеграция множества сценариев в один рабочий Workflow. Сформирована матрица решений из 192 частных случаев (рис. 2), которые складываются из 6 способов прогноза эффективных толщин, 8 подходов к вариации продуктивного контакта с использованием скважинных данных, выборки коэффициента заполнения, а также учета наличия или отсутствия непроницаемых разломов и скважинных данных в пределах картируемого объекта.



Рис. 2. Матрица решений в рамках адаптивного набора методик для экспресс-расчета

Применение методики для оценки эффективного нефтегазонасыщенного объема рудловых отложений тюменской свиты

Подход основан на комплексном анализе геолого-геофизических данных с акцентом на анализ пространственного строения тел на седиментационных слайсах, с учетом дифференциации концептуального строения (по аналогии с механикой расчета в рамках наиболее углубленного подхода № 1). Методика включает в себя 5 основных этапов (рис. 3):

1. Выделение систем рудловых объектов на серии седиментационных слайсов и слайсов результатов спектрального разложения.

2. Построение дискретной карты со значением, равным количеству слайсов, на которых виден определенный объект в пределах пласта.
3. Суммирование созданных карт по всем объектам в пределах пласта в карту «объекто-слайсов»).
4. Построение карты тренда путем нормировки карты «объекто-слайсов» на значения распределения коэффициента песчанистости согласно фациальному районированию.
5. Построение карты эффективных толщин с использованием тренда.

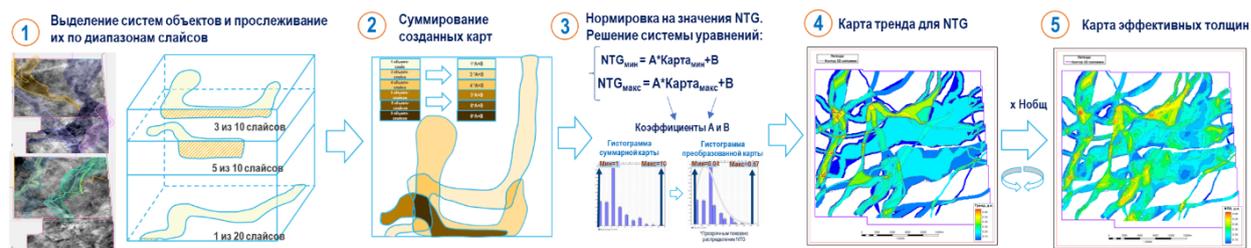


Рис. 3. Методика для расчета эффективного объема русловых отложений (на примере тюменской свиты)

Слепой тест

Говоря о наиболее углубленных подходах к оценке глубоководных конусов выноса ачимовской толщи, были произведены «слепые» тесты и сравнения с альтернативными методиками прогноза эффективных толщин (в частности, более трудоемких результатов 3D-моделирования). В табл. 1 показано сравнение результатов прогноза эффективных толщин для двух пластов по каждой из скважин на участке работ. На рис. 4 показывается результат слепого теста, а также с картой толщин, снятой с построенной 3D-модели литологии.

Таблица 1. Результаты слепого теста: разница значений эффективных толщин по результатам расчетов по предлагаемой методике (в варианте P50) относительно данных РИГИС

Скважина/пласт	1	3	4	7	8	9	10	11
№1 дельта факт-план	-1.9	-	-	+3	-0.3	+4.4	+2.3	-0.5
№2 дельта факт-план	-2	-0.7	-0.9	+1.4	+1.2	-3.9	-3	+4.2

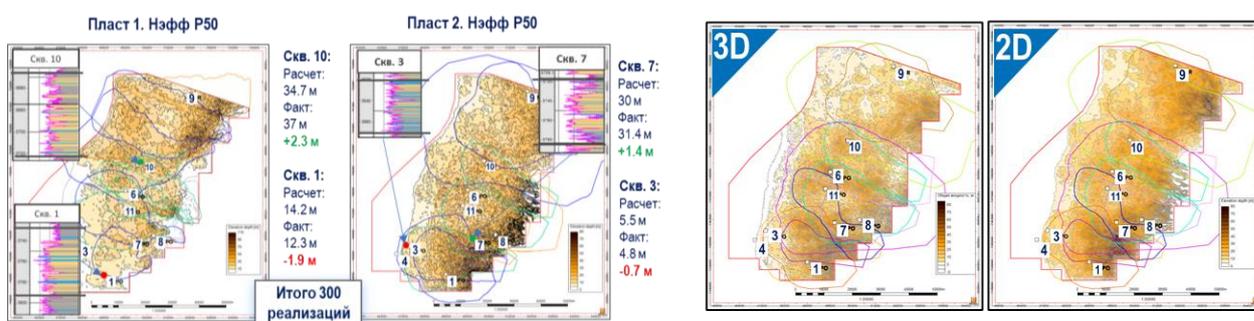


Рис. 4. Результаты слепого теста и сопоставление карты эффективных толщин по результатам расчетов по предложенному подходу с картой толщин, полученной с 3D-модели коллектора

Таким образом, степень детальности итоговых карт сопоставима с результатами полномасштабных многовариантных расчетов на основе 3D-модели коллектора, однако скорость расчетов существенно выше (в среднем, более чем в 15 раз в расчете на 1 рабочую станцию). Данный факт позволяет существенно экономить время и ресурсы рабочих станций практически без потери ценности получаемых результатов.

Отмечена высокая сходимость оценки толщин по результатам слепого теста, а также возможность адаптации схожей механики расчетов для тюменской свиты.

Дополнительно разработана серия допущений и частных случаев для увеличения ценности проекта ГРП на ранних этапах при одновременном расчете множества объектов с разными прогнозными данными.

Литература

1. *Zaboeva A., Zverev K., Generalenko O.* et al. The influence of macro-heterogeneity of the Achimov formation on the forecast of well technological indicators [Влияние макронеоднородности ачимовских отложений на прогноз технологических показателей работы скважин] // Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053169>
2. *Dubrule O., Lesueur J.L., Claude D.* et al. From sedimentology to geostatistical reservoir modeling // Modeling the Earth for Oil Exploration: Final Report of the CEC's Geoscience I Program 1990–1993 / Ed. by K. Helbig. Oxford: Pergamon Press, 1994. P. 19–114. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-042419-4.50007-5>
3. *Билибин С.И.* Трехмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления // Недропользование XXI век. 2014. № 4(48). С. 40–45.
4. *Белозеров Б.В., Буторин А.В., Герасименко П.Н.* и др. Практические советы по 3D-геологическому моделированию. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 424 с.
5. *Lia O., More H., Tjelmeland L., Holden T.* Uncertainties in reservoir production forecasts // AAPG Bulletin. 1997. Vol. 81, No. 5. P. 775–802. <https://doi.org/10.1306/522b4843-1727-11d7-8645000102c1865d>
6. *Алехин И.И., Переpletкин И.А., Викторова Е.М.* и др. Разработка интегрированного технического подхода к вероятностной оценке ресурсной базы и учету геологических рисков для ачимовских отложений при низкой степени изученности // Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 99–102.

Комплексный подход к построению концептуальной геологической модели прибрежно-континентальных отложений

Потапова Е.А.

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53
Elena.Potapova@novatek.ru

Ключевые слова: прибрежно-континентальные отложения, концептуальная модель, куб фаций, прогноз эффективных толщин

Работа позволяет на основе полученной концептуальной модели комплексно оценить улучшенные зоны для расстановки проектного эксплуатационного фонда, а также выявить перспективные объекты, неизученные скважинами. При создании геологической модели выполняется определенный алгоритм, на каждом из этапов были зафиксированы проблемы. Главной задачей работы стало решение этих проблем и реализация на примере пластов ТП прибрежно-континентального генезиса. Сформирован проект комплексного использования данных сейсмической инверсии куба 3D и скважинной информации, предложен единый подход при построении концептуальной модели прибрежно-континентальных отложений. В работе использованы данные сейсморазведочных работ 3D 1585 м³ (в том числе детерминистическая инверсия во временной области), данные 47 разведочных и 6 эксплуатационных скважин, кроме этого, привлекались данные гидродинамических исследований (ГДИ) и данные седиментологического исследования кернa. Полученная модель используется при планировании пилотных стволов, горизонтальных скважин и поисково-разведочного бурения.

К особенностям прибрежно-континентальных отложений относятся: латеральная неоднородность, углистые прослои, гидродинамическая несвязность песчаных тел, отсутствие уверенных реперных границ по данным сейсморазведочных работ и геофизических исследований скважин. Мощность отложений на изучаемом месторождении достигает 1000 м. Согласно геологическому строению прибрежно-континентальных отложений, в рамках теории секвенс стратиграфии наиболее сложное строение имеют пласты, сформированные в системном тракте LST (тракт низкого стояния уровня моря). В этих условиях наблюдается максимальный привнос материала, что приводит к слиянию русловых систем [1].

На разных этапах построения геологической модели выделяются следующие проблемы: при использовании фациальных карт пласта не учитывается изменчивость по разрезу, что очень важно для аллювиальных отложений; ограниченность данных кернa в целевом интервале приводит к снижению достоверности статистики петрофизических параметров для определения зависимостей $K_p/K_{пр}$ (пористость/проницаемость); на этапе прогноза эффективных толщин с учетом сейсмических данных возникает превышение прогнозных значений над значениями общей толщины пласта в межскважинном пространстве; необходимость учета данных ГДИ при ограничении залежей. По результатам анализа особенностей геологического строения и текущих проблем была разработана методика, позволяющая снять возникшие неопределенности.

В работе предлагается исключить разделение процесса построения 2D ГМ, 3D ГМ и 3D ГДМ на отдельные этапы, использовать единую геологическую основу. За счет этого повышается качество построенных моделей, снижается количество накопленных погрешностей расчетов, значительно сокращаются трудозатраты на адаптацию гидродинамической модели.

На этапе прогноза эффективных толщин выполняется анализ зависимостей скважинных данных с сейсмическими данными. Это этап, на котором анализируется весь объем данных сейсморазведочных работ (динамический анализ, инверсия, сеймофациальный анализ и т. д.) [2]. Для сокращения процедуры контроля прогнозных значений, превышающих общую мощность пласта, предложено выполнять поиск связи сейсмического атрибута с данными скважин по коэффициенту песчаности. Коэффициент песчаности учитывает соотношение Ноб к Нэф, что позволяет контролировать прогноз сразу на этапе подбора уравнения для пересчета атрибута в геологический параметр. Атрибут предлагается использовать в качестве тренда при построении куба литологии. Итоговая карта эффективных толщин используется для определения повышенных значений в зоне залежей и перспективных объектов.

При построении фациальных карт на первом этапе создания геологической модели была зафиксирована проблема: фациальные карты не отражают значительную изменчивость по разрезу. Для учета фациальной неоднородности по вертикали в межскважинном пространстве предложено выполнять прогноз фациальных карт и кубов фаций также через коэффициент песчаности, так как с этим параметром имеется устойчивая связь доли фаций в интервале пласта в скважинах, а прогнозные кубы песчаности, полученные в результате анализа сейсморазведочных данных, учитывать при распределении фациальных зон в 3D модели. С помощью коэффициента песчаности реализован переход к 3D каркасу фаций, на основе которого далее можно будет определять улучшенные зоны коллекторов для бурения эксплуатационных и поисковых скважин. На рис. 1 приведен анализ доли фаций относительно коэффициента песчаности с определением наиболее вероятных граничных значений трендовой карты при смене фаций, а также результат трансформации прогнозного куба песчаности в 3D куб фаций.

На следующем этапе выполняется анализ петрофизических параметров. Главной проблемой являются ограниченные данные керна из скважин, так как зависимости $K_p/K_{пр}$ определяются по анализам в точках керна. Данный факт может приводить к ограниченному набору данных для получения значимой статистики. Предлагается группировать данные по точкам для разных пластов, которые сформированы в идентичных условиях осадконакопления для увеличения статистики. Полученный результат позволит реализовать более детальный прогноз фильтрационно-емкостных свойств для каждой фации и разграничивать наиболее перспективные зоны как по площади, так и по разрезу.

Создание концептуальной модели на основе всех выполненных исследований выполняется одновременно с обоснованием положений газодляных контактов, для этого привлекаются данные гидродинамических исследований, атласы контактов, оценка дренируемых продуктивных объемов пород (P/Z) [3].

Предложено использовать сейсмические атрибуты, которые показывают хорошую сходимость с коэффициентом песчаности по скважинам, для создания концептуальных моделей. Границы разных значений атрибута можно интерпретировать как границы замещения линз, в том числе те, которые могут являться гидродинамическими экранами.

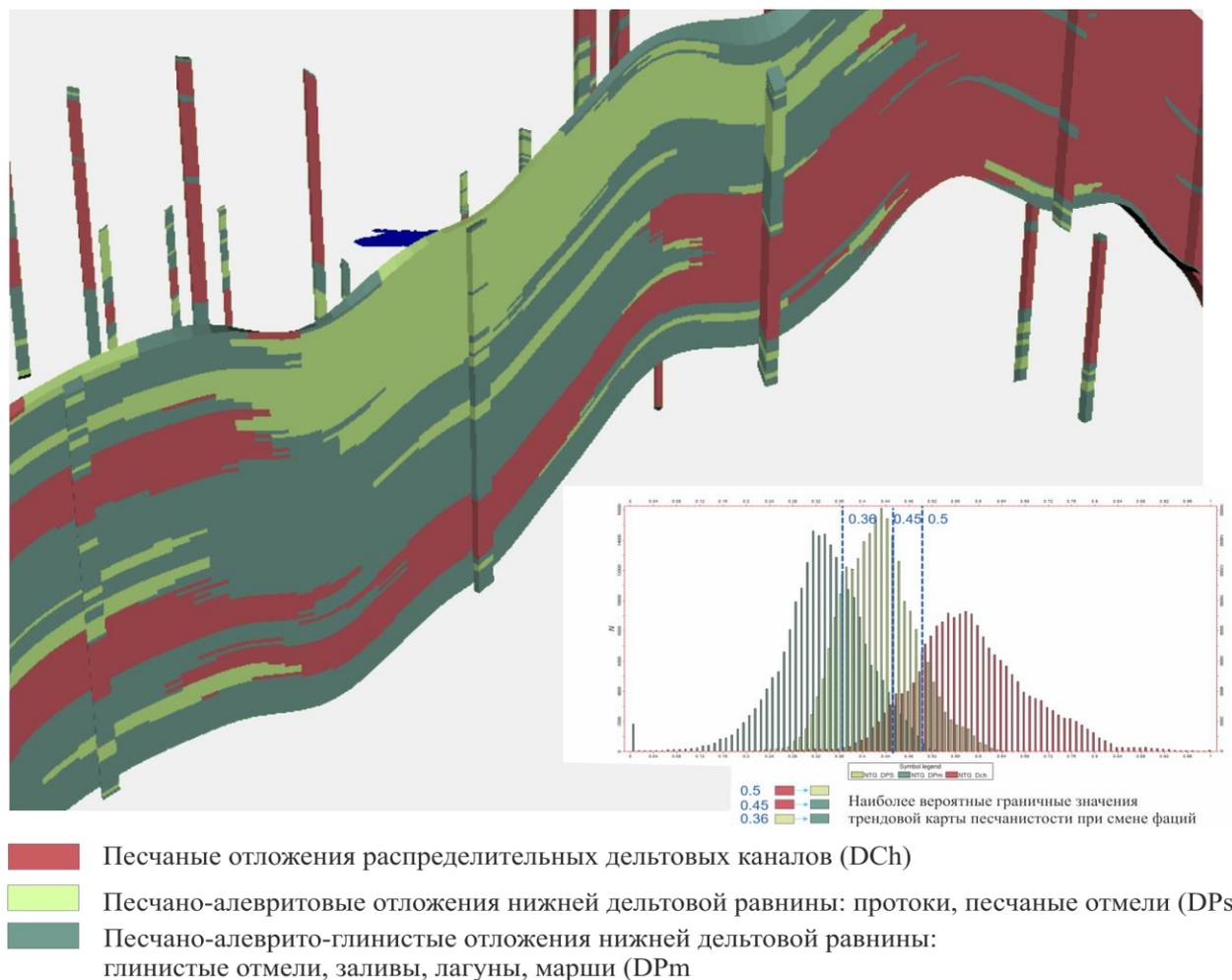


Рис. 1. Анализ соотношения доли фаций с коэффициентом песчаности

Наличие таких границ контролируется построенным кубом фаций и данными ГДИ. Так, основанием для разобщения залежей пласта ТП₂₁ является разница давлений в соседних скважинах ХХ (20,68) и ХС (24,1). Граница атрибута, проведенная по значению 0,15, может контролировать положение изолированных русловых тел и вмещающих их пойменных отложений. При этом для каждой зоны по кубу фаций установлены свои петрофизические зависимости, что повышает точность оценки запасов. На схеме корреляции приведен пример отдельных тел со своими уровнями контактов (рис. 2).

На основе полученных результатов выявлены единые критерии выбора наиболее перспективных областей для геологоразведочных работ и разработки открытых залежей с учетом предложенных решений локальных проблем: по прогнозным картам выявлять зоны повышенных значений Нэф, Кп, Кпр с целью контроля положения эксплуатационного фонда в открытых залежах, а также в комплексе с другими критериями оценивать перспективность новых ловушек; определять вероятность наличия продукта по форме установленных залежей (размер, форма, наличие осложняющих факторов, амплитуда); наличие структуры важно для заполнения ловушки, так как все установленные залежи имеют ГВК; оценивать техническую возможность размещения скважин.

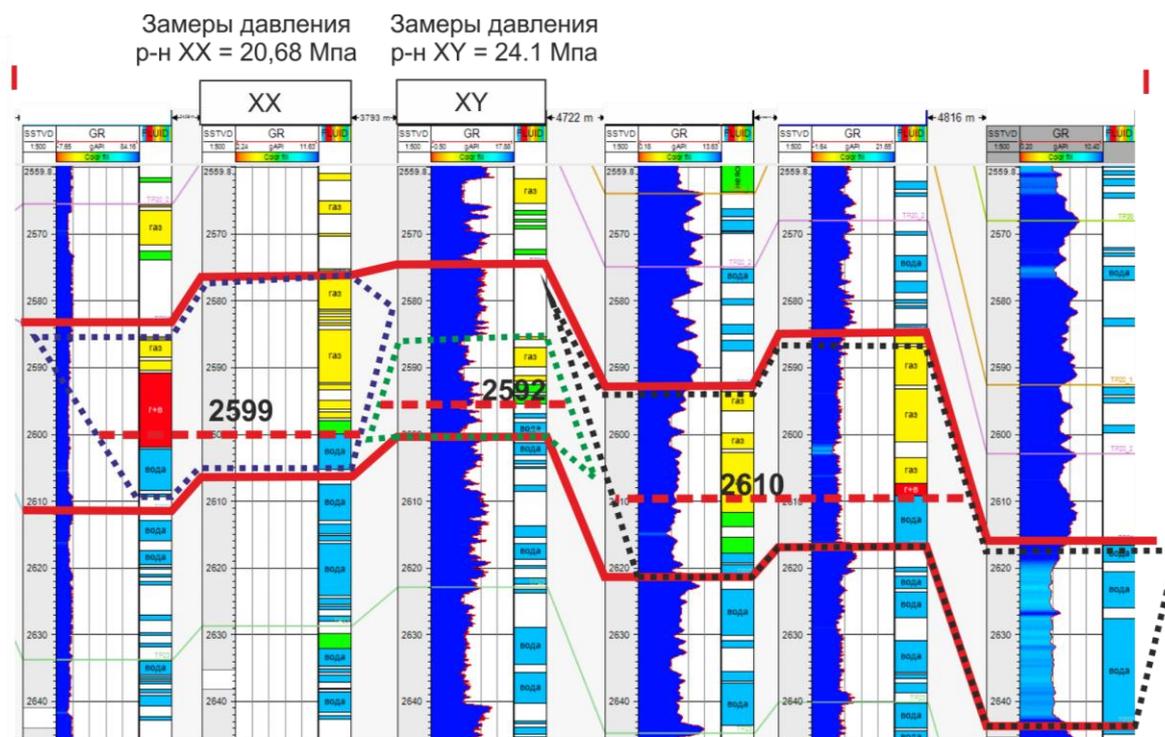


Рис. 2. Картирование границ разобщения залежей по карте сейсмического атрибута с учетом данных разработки

Выводы

Выполнен анализ особенностей геологического строения и текущих проблем, возникающих на разных этапах создания геологической модели пластов прибрежно-континентального генезиса. Автором проанализирован набор из 33 атрибутов в интервалах группы пластов ТП, снятые для каждого интервала по кубам NTG, RFI, AVO Fluidfactor, V_p/V_s , Р-импеданс, кубам дальних удалений, совместно с данными скважин на предмет наличия зависимостей. Разработан подход прогноза газонасыщенных интервалов в пределах пласта с неравномерным распределением эффективных толщин и отсутствием глинизации. Разработаны критерии перспективности неизученных территорий, на основе полученных данных. Предложен подход при обосновании улучшенных зон внутри залежи с учетом данных ГДИ, седиментологических данных и данных инверсии. Концептуальная модель позволяет одновременно выявить перспективные зоны, неизученные скважинами, и спрогнозировать улучшенные зоны в уже открытых залежах.

Литература

1. Позаметьер Г., Аллен Дж.П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. 436 с.
2. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 3–16
3. Плещева И.Б., Бяков А.В. Анализ разработки пластов группы АВ на основе выделения различных литолого-фациальных зон // Деловой журнал Neftegas.ru. 2014. № 9(33). С. 34–40.

Уточнение геологической модели пласта БУ16(1-3) на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных

Рожицин Ю.А.

Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38
yura199r@mail.ru

Ключевые слова: валанжинские отложения, геологическая модель, Западная Сибирь

Изучаемое месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО, по степени изученности относится к разрабатываемым, по сложности геологического строения – к очень сложным, по величине извлекаемых запасов – к уникальным.

Месторождение преимущественно газовое, разработка залежей некоторых пластов, в частности пласта БУ16(1-3) осложняется наличием нефтяной оторочки. Как известно из опыта и физико-химических представлений о разработке, при наличии нефтяной оторочки с целью повышения коэффициента извлечения нефти необходимо добывать в первую очередь нефть, запасы которой на данном участке обладают низкой рентабельностью.

Залежь пласта БУ16(1-3) стратиграфически относится к неокомскому комплексу, изучением которого занимались такие ученые как И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, В.И. Шпильман, А.А. Нежданов, А.Л. Наумов и другие [1–4]. Концептуальная модель предполагает шельфовые условия формирования пласта. Накопление пластов группы БУ происходило за счет проградации дельтового комплекса, песчаный материал перерабатывался под действием береговых течений и откладывался параллельно береговой линии, образуя тела линзовидного типа.

Условия формирования обуславливают сложное геологическое строение изучаемого пласта, а именно:

- литологическую изменчивость пород;
- наличие глинистых перемычек;
- латеральную и вертикальную анизотропию фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов.

Данные вновь пробуренных скважин в центральной части залежи не подтвердили ее продуктивность. Такое несоответствие между реальным геологическим строением залежи и моделью обусловило необходимость пересмотра концепции геологического строения пласта.

Стационарные замеры ядерно-магнитного каротажа в скважине 2 подтвердили водонасыщенность пород-коллекторов; найденные данные о закачке 10 м³ конденсата в расположенной неподалеку скважине 4, который интерпретировался как пленка нефти при испытании, совместно с анализом величин удельного электрического сопротивления (УЭС) скважин старого фонда в сравнении с близко расположенными продуктивными скважинами подтвердили гипотезу о непродуктивности центральной части залежи.

В связи с подтверждением данной гипотезы проанализировано внутреннее строение пласта по сейсмическим данным и проведена работа по выделению линз в пределах пласта. По кубу акустического импеданса уточнена граница выклинивания пласта (рис.1).

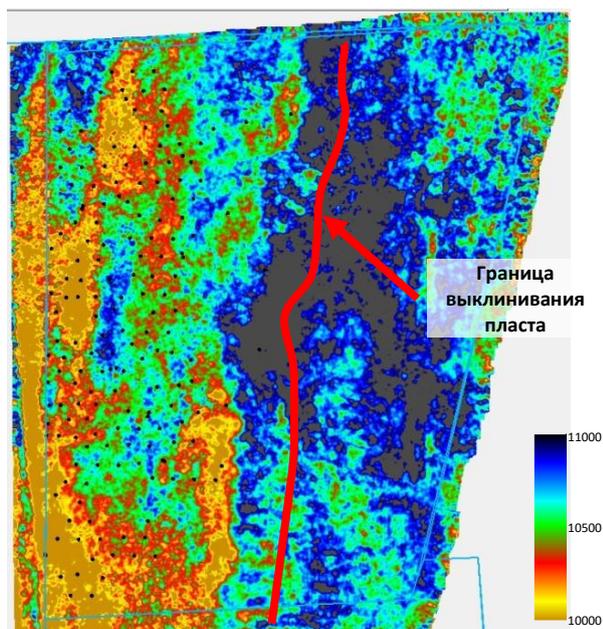


Рис. 1. Срез по кубу акустического импеданса

По карте среднеквадратичных амплитуд прослежена граница разделения линз (рис. 2).

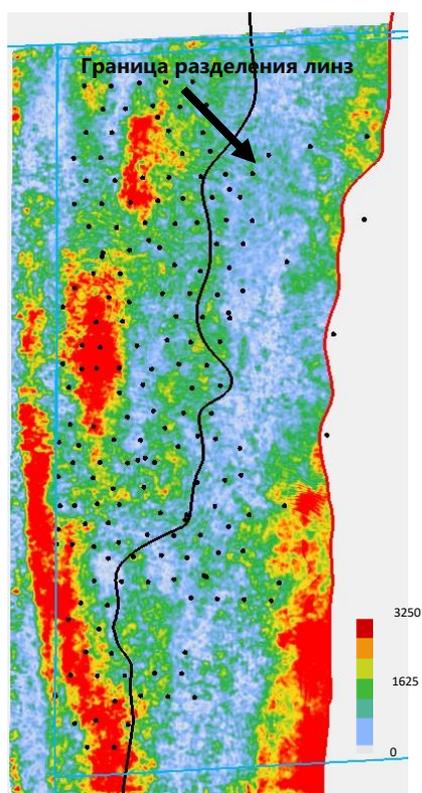


Рис. 2. Карта среднеквадратичных амплитуд

По результатам анализа, изложенного выше, в пласте БУ16(1-3) выделено две самостоятельных залежи в пределах линзы 1 и линзы 2. По результатам гидродинамического картожа и опробования пластов на кабеле (ГДК-ОПК) в двух скважинах, расположенных

в западной части пласта, получены притоки газа – это показало, что характер насыщения линзы 2 газонефтяной, а не нефтяной, как считалось ранее.

Таким образом, проведенные исследования значительно уточнили геологическое строение пласта БУ16(1-3).

Основные выводы, полученные в работе:

- В пласте БУ16(1-3) выделено две самостоятельные залежи, ранее считавшиеся единой.
- Прирост запасов газа составил 79% за счет уточнения фазового состояния линзы 2.
- Запасы нефти переведены в трудноизвлекаемые запасы, что позволит получить льготы при ее добыче.
- Уточнение геологической модели и структуры запасов углеводородов позволило обосновать более эффективную стратегию разработки запасов газа пласта БУ16(1-3).
- Предлагаемая стратегия разработки запасов газа пласта БУ16(1-3) позволит заметно повысить ее геологическую и экономическую эффективность.

Литература

1. *Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А.* Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. 1988. № 10. С. 9–14.
2. *Наумов А.Л.* К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. Т. 18, № 10. С. 38–47.
3. *Нестеров И.И., Шильман В.И., Плавник Г.И.* и др. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа. 1985. № 4. С. 8–13.
4. *Ростовцев Н.Н.* Западно-Сибирская низменность // Очерки по геологии СССР (по материалам опорного бурения). Т. 1. М.: Гостоптехиздат, 1956. С. 5–28. (Труды ВНИГРИ. Вып. 111).

Перспективы разведки домиоценовых отложений в дельте Нила

Трошин О.В.^{1*}, Ушаков С.М.¹, Кубрак М.Г.², Газизянов А.Р.¹

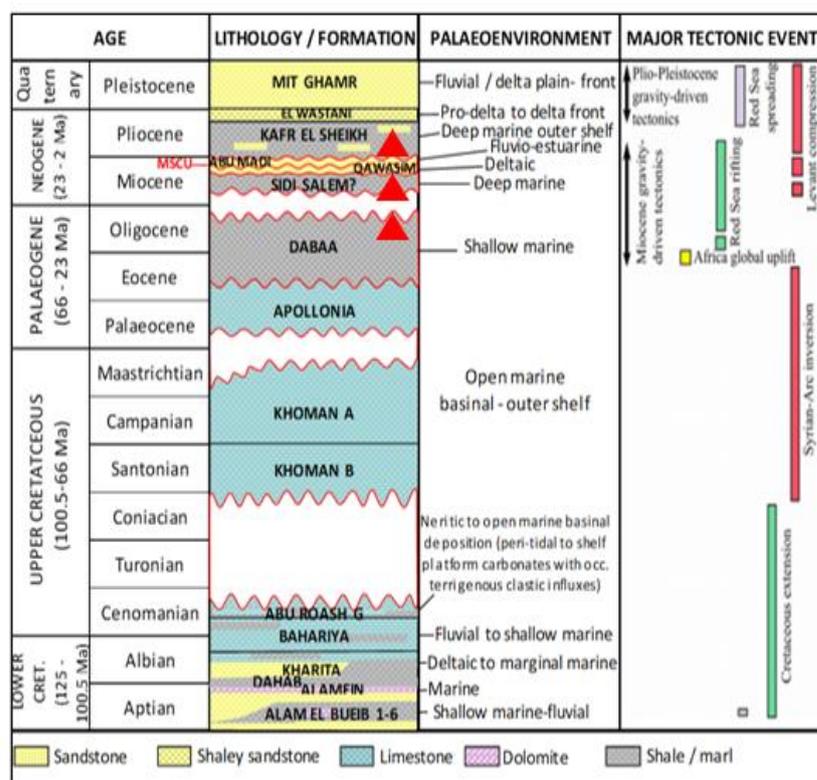
1 – ООО «ЗН НТЦ», РФ, 101000, г. Москва, Армянский пер, д. 9, стр. 1, помещ. 35/110/1

2 – ООО «ЗН БВ», РФ, 101000, г. Москва, Армянский пер, д. 9, стр. 1, помещ. 35/110/1

*otroshin@vk.com

Арабская республика Египет занимает 28 место в мире по объемам добычи нефти и 13 – по добыче природного газа. Основными провинциями по добыче газа являются Средиземное море, Западная пустыня и дельта Нила. В настоящий момент в рамках реализации стратегии по экспансии АО «Зарубежнефть» ведутся работы по изучению нефтегазового потенциала дельты Нила, в связи с вхождением в лицензионный блок North El Khatatba.

Основными перспективными пластами с подтвержденной добычей являются отложения плиоцена (формация Kafr el Sheikh) и верхнего миоцена (формация Abu Madi). Частично ведется разработка пластов раннего миоцена (формация Qawasim). Перспективы газо-(нефте-?)носности более древних пластов является предметом дискуссий (рис. 1).



▲ -доказанные газоматеринские толщи

Рис. 1. Литолого-стратиграфическая колонка дельты Нила

С точки зрения тектоники премиоценовая история развития дельты Нила неразрывно связана с Восточной и Западной пустынями. Действительно – и стратификация и литология пород этих провинций совпадают, что дает большие возможности для привлечения имеющихся данных

о подсчетных параметрах. В свою очередь в Западной пустыне отложения мела и юры обладают доказанной нефтегазоносностью. Таким образом, домиоценовый комплекс Западной пустыни можно рассматривать в качестве прямого аналога для домиоценового комплекса дельты Нила с поправкой на Р-Т параметры. Также можно с осторожностью рассматривать домиоценовый комплекс Средиземного моря, где газоносность также доказана (например, месторождение Zohr). Однако очевидно, что прямым аналогом это привлекать нельзя в силу различных палеообстановок осадконакопления. При этом как доказательство наличия УВ-потенциала и привлечения данных об органическом веществе – вполне возможно (рис. 2).

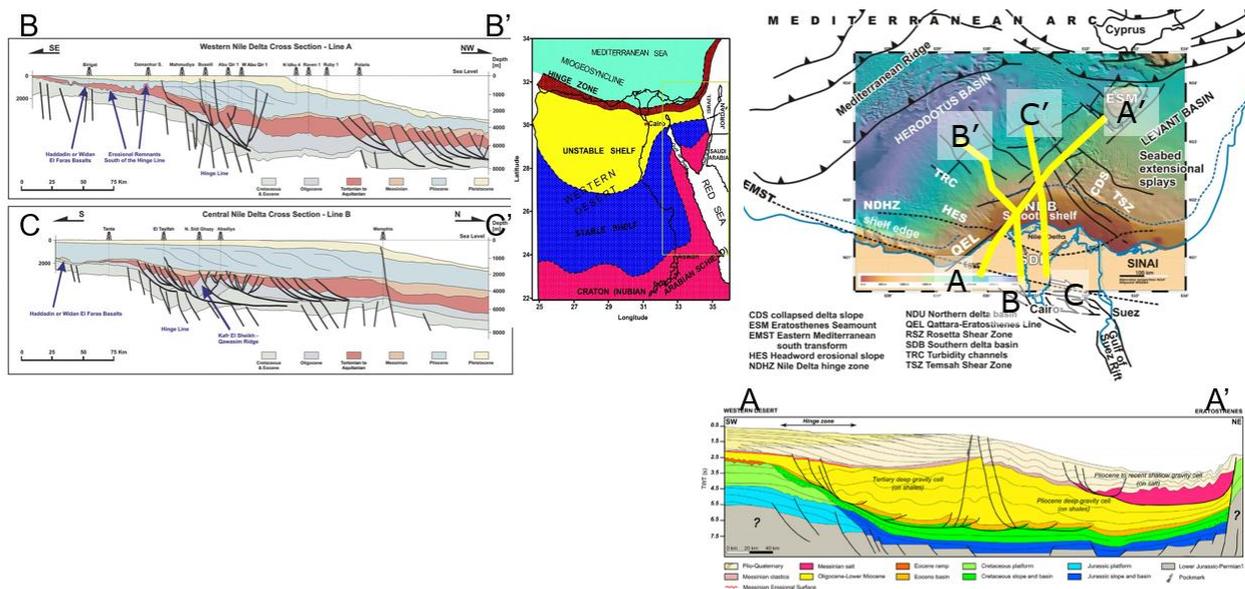


Рис. 2. Сопоставление домиоценового разреза Западной пустыни и дельты Нила

Подходя к задаче прогноза с другой стороны, можно привлечь непосредственно данные бурения редких глубоких скважин в самой дельте Нила. Несмотря на отсутствие явных притоков, встречены отдельные интервалы с УВ-проявлениями: следы битумов, повышения показаний газовых каротажей, в том числе, с компонентами C4 и выше. Изучение органического вещества в отложениях мела и юры также показывают как значительную долю его содержания, так и высокую степень преобразованности. Таким образом, вопрос возможности генерации также можно условно считать снятым.

Еще одним доказательством возможных перспектив является анализ компонентного состава газа. Действительно, широко изучено и известно, что в пластах Kafr el Sheikh чаще всего газ является биогенным, в то время как в пластах Abu Madi – термогенетическим. Используя кросплоты различных по «тяжести» компонент газа и, что более важно, газового конденсата, можно определить, что этот термогенетический газ получен в результате катагенеза органического вещества 2 или 3 типа. При этом оцениваемая степень преобразованной в эквиваленте отражательной способности витринита существенно колеблется. В большом количестве случаев получаемая степень преобразованности не укладывается в принятую концепцию нефтематеринских пород формации Dabaа, в силу недостаточной глубины их залегания. Таким образом, это является еще одним поводом считать, что газ, в действительности, сформирован как

минимум, в том числе, с более глубоких пластов, которыми могут быть меловые и юрские отложения.

Если принять эту концепцию генерации и факт миграции в пласты Abu Madi и Qawasim, а также наложенный эффект активной тектоники в миоценовое время, то можно сделать закономерный вывод о возможностях и перспективах домиоценового комплекса и произвести оценку его ресурсного потенциала.

Роль научно-технологических полигонов в освоении ресурсного потенциала самородного водорода (на примере Балтийского шита)

Филиппова Д.С.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
filipprovads@ipng.ru

Ключевые слова: декарбонизация, водород земных недр, полезное ископаемое, научно-технологические полигоны, промышленно-ценные пластовые воды

Актуальность исследования

Водородная энергетика сделала в последние два десятилетия огромный рывок. В нашей стране в 2023 г. водород введен в реестр полезных ископаемых, однако при этом нормативно-правовая база ведения поисков и разведки ископаемого водорода отсутствует, не созданы (и не приняты) производственные регламенты соответствующих работ.

Сложившееся положение налагает на научные геологические организации России задачу скорейшего обоснования направлений поисков и разведки природного водорода и выбор на этой основе первоочередных объектов исследований. С учетом крайне низкой изученности водорода как газа, генерируемого в геологической среде, ближайшая задача изучения условия образования и накопления водорода в геологической среде – это обоснования полигонов для отработки методики изучения генерации и аккумуляции водорода в различных геолого-тектонических условиях.

Цель исследования

Обоснование предложений по принципам размещения и основным задачам научно-технологических водородных полигонов с позиций рационального вовлечения в промышленный оборот энергетических ресурсов страны. Учитывая стартовый характер работ, сформулированные предложения можно рассматривать как частичное решение этой сложной междисциплинарной задачи.

Теоретическое обоснование задач и принципов размещения научно-технологических водородных полигонов

До настоящего времени к газообразным горючим полезным ископаемым относился только природный газ преимущественно метанового состава. Включение водорода в Общероссийский классификатор полезных ископаемых ставит много вопросов, среди них: (1) генетическая общность (отличия) газов; (2) количественные соотношения метана (CH_4) и водорода (H_2), генерируемых в различных геолого-тектонических условиях и различных глубинах; (3) геохимическая и микробиологическая взаимообусловленность метана и водорода; (4) условия локализации в геологической среде; (5) преимущества и проблемы, обусловленные совместным использованием и хранением этих газов.

Можно с уверенностью сказать, что ни по одному из перечисленных выше вопросов единого мнения не сложено, тем не менее, некоторые вопросы можно считать изученными достаточно

детально. На основании накопленного знания можно считать доверительными научные положения, изложенные ниже.

(i) В настоящее время в связи с детализацией знаний о геологической роли водорода в литогенезе производится переоценка масштабов генерации водорода в сторону увеличения, и, по-видимому, нынешние оценки не конечны, поскольку водород, образованный в результате микробиологической переработки органического материала и радиолиза глубинных вод, практически не учтен.

(ii) Основной вклад в водородообразование вносят процессы серпентинизации ультраосновных пород. Классическим примером служит реакция взаимодействия оливина с водой [1]. Значимыми генерационными источниками водорода являются процессы радиолиза [2] и биохимической переработки органического материала осадочного чехла [3].

(iii) Практически отсутствуют примеры совместного проявления высоких значений водорода и метана в газах различного происхождения, не выявлена какая-либо зависимость в концентрациях водорода и метана из глубинных газовых источников; установлена обратная корреляционная зависимость в содержании метана и водорода в газах корового генезиса [4]. Вероятно, это свидетельствует о разобщении природных объектов локализации водорода и метана, что важно для целей настоящей работы, постольку актуализирует принцип дополненности в альтернативном обеспечении энергетическими источниками различных регионов, в том числе на сегодняшний день энергодефицитных.

(iv) Есть косвенные доказательства весьма существенных трат природного водорода на жизнеобеспечение микробиологических сообществ [5]. Наши исследования показали скоротечность подобных процессов [6].

(v) Опыт хранения водород-метановых смесей в подземных резервуарах свидетельствует о том, что искусственное хранение и природная сохранность обеспечивается только в условиях наличия мощных и надежных по изоляционным свойствам покрышек, к которым относятся соленосные и долеритовые покровы [7].

(vi) Применительно к глубокопогруженным территориям, учитывая недостаточно основательную научно-методическую базу оценки перспектив территорий на водород, целесообразно совместить прогноз зон локализации водорода и возможность извлечения пластовых вод, обогащенных промышленно ценными компонентами [8].

Практические предложения по размещению первоочередных научно-технологических водородных полигонов (НТВП)

Основным критерием выбора первоочередных объектов под НТВП стала потенциальная возможность обнаружения в их пределах ископаемого водорода, углеводов, гелия и пластовых вод с высоким содержанием промышленно ценных компонентов (отдельно или в совмещении друг с другом). Также учитывалось положение региона относительно потребителей этих минерально-энергетических ресурсов как внутри страны, так и за ее пределами. Третье условие – поиск территорий под полигоны преимущественно в пределах древних платформ, поскольку именно на них сосредоточено большинство из (случайно) обнаруженных приповерхностных истечений водорода. Четвертое условие – учет возможности в случае обнаружения промышленно значимых скоплений водорода обеспечить производство работ

по добыче и хранению с помощью инфраструктуры создаваемых в стране промышленных водородных кластеров.

На Балтийском щите (северо-запад Восточно-Европейской платформы) размещение полигонов возможно на Печенгском, Левозерском, Хибинском массивах, Онежской структуре. Строение Печенгского массива охарактеризовано Кольской сверхглубокой скважиной. Этот объект характеризуется повышенным содержанием водорода и метана в газах, распространением полиметаллических водных растворов. В непосредственной близости обнаружена древняя нефть на острове Рыбачий. Состав газов Хибинского и Левозерского массивов изучен достаточно полно. Выполненные исследования [9] дают весьма ценный материал для оценки возможности промышленного извлечения водорода из магматических комплексов Кольского полуострова без значительных затрат и в короткое время.

Главное направление изучения водородопроявлений на Хибинском массиве – реальное соотношение водорода, генерированного абиогенного и биогенным путем. К этому располагает выявленная зависимость, которая характерна для метаногенеза и проявляется на многих нефтегазовых объектах.

Третий полигон – Онежский полигон, расположенный на одноименной структуре. Важность этого объекта заключается в сходстве условий для водородонакопления с геологическими условиями единственного на сегодняшний день разрабатываемого месторождения водорода в Мали [10]. Однако принципиальное преимущество Онежской структуры по сравнению с Малийской заключается в наличии соленосной толщи, лежащей непосредственно на породах фундамента, что предполагает сопряжение процессов генерации и аккумуляции водорода в подсолевой части разреза. Поэтому прогнозируемая здесь залежь может оказаться массивной и более объемной, чем малийская. Кроме того, выше соленосной толщи лежит мощная толща шунгитов, что говорит о высоком УВ потенциале, а также возможности генерации здесь водорода осадочного происхождения, который будет концентрироваться под долеритовыми покрывками.

Заключение

Современные вызовы рационального природопользования и энергообеспечения индустриального производства требуют сбалансированного использования различных природных энергетических ресурсов, одним из которых является водород. Триада свойств водорода – экологичность, технологичность и вторичность как энергетического носителя – определяет его особое место в глобальной энергетической системе.

Требования экологического характера по получению водорода, лишённого углеродного следа, ставят задачу вовлечения в хозяйственный оборот так называемого природного водорода (natural / native / geological / white hydrogen) и, как следствие, инициируют вопрос о признании водорода как одного из природных геологических образований, использование которых техническим доступно и экономически оправдано. Подобное решение требует развития надежной доказательной базы ресурсов механизмов формирования месторождений, методики оценки их геологических запасов с учетом оптимальных систем извлечения.

Работа написана по результатам исследований, выполненных по государственному заданию ИПНГ РАН № 122022800276-2 (ФММЕ-2022-0007).

Литература

1. *Левинунова С.П.* Водород и его биохимическая роль в образовании углеводородных газов в осадочных породах земной коры: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 1994. 40 с.
2. *Сметанников А.Ф.* Об образовании водорода при радиоллизе кристаллизационной воды карналлита и возможные следствия этого явления // *Геохимия*. 2011. № 9. С. 971–980.
3. *Молчанов В.И.* Генерация водорода в литогенезе. Новосибирск: Наука, 1981. 142 с.
4. *Исаев В.П.* Термодинамические аспекты геохимии природных газов. Ч. 2. Иркутск: Изд-во Иркутского университета, 1991. 192 с.
5. *Баженова О.К., Леин А.Ю., Арефьев О.А., Пересыпкин В.И.* Новые доказательства биогенной природы углеводородов в гидротермальных сульфидных рудах Рейнбоу (Срединно-Атлантический хребет) // *Доклады Академии наук*. 2001. Т. 378, № 3. С. 379–382.
6. *Филиппова Д.С.* Водород в геологической среде: особенности генерации и аккумуляции // *SOCAR Proceedings*. 2023. № S2. С. 6–13. <https://doi.org/10.5510/OGP2023SI200885>
7. *Nazina T.N., Abukova L.A., Tourova T.P. et al.* Biodiversity and potential activity of microorganisms in underground gas storage horizons // *Sustainability*. 2023. Vol. 15, No. 13. P. 9945. <https://doi.org/10.3390/su15139945>
8. *Абукова Л.А., Волож Ю.А.* Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // *Геология и геофизика*. 2021. Т. 62, № 8. С. 1069–1080. <https://doi.org/10.15372/GiG2021132>
9. *Нивин В.А.* Газовые компоненты в магматических породах: геохимические, минерагенические и экологические аспекты и следствия (на примере интрузивных комплексов Кольской провинции): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Апатиты, 2013. 51 с.
10. *Maiga O., Deville E., Laval J. et al.* Characterization of the spontaneously recharging natural hydrogen reservoirs of Bourakebougou in Mali // *Scientific Reports*. 2023. Vol. 13. P. 11876. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-38977-y>

Опыт использования нейронных сетей Колмогорова при прогнозе коллекторских свойств по сейсмическим данным на примере месторождений Западной Сибири

Хусаинов Г.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
GV_Khusainov2@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: машинное обучение, нейронные сети, сейсморазведка, прогноз, куб вероятности коллектора, динамическая интерпретация, фильтрационно-емкостные свойства

Введение

В последние годы наблюдается увеличение интереса к применению методов машинного обучения, особенно в контексте оценки коллекторских свойств в рамках сейсмической интерпретации. Это представляет собой сложную задачу из-за нелинейности и неоднородности геологической среды. Традиционные методики, такие как атрибутивный анализ или инверсия, основанные на классических подходах к определению линейных связей между геофизическими исследованиями скважин (ГИС) и сейсмическими данными, не всегда обеспечивают достаточную точность моделирования емкостных свойств пласта и выявление сильной корреляционной зависимости с прогностическими свойствами [1–4]. Проблема заключается в поиске функциональной аппроксимации сейсмических данных к данным каротажа, чтобы данные каротажа можно было обобщить за пределами местоположения скважины, то есть на всю площадь пласта.

Методика

Для нивелирования этих неопределенностей в сейсмической интерпретации предлагается использовать метод прогнозирования коллекторских свойств, основанный на анализе данных сейсморазведки и применении нейронных сетей Колмогорова [2]. Собственно, прогноз выполняется по данным в глубинном масштабе и может включать несколько кубов на входе, включая кубы-результаты сейсмической инверсии и амплитудный куб, полученный в процессе обработки. Предполагается выполнять прогноз вероятности коллектора по скважинным кривым вида «коллектор – не коллектор» или по другим прямым параметрам качества резервуара. Также предлагается использовать стохастическую технологию многократных прогнозов с удалением части скважин для каждого отдельного прогноза с целью анализа разброса полученных оценок вероятности коллектора и получения кубов вида P10, P50, P90, среднего и стандартного отклонения. Полученные кубы в глубинном масштабе могут напрямую использоваться в процессе трехмерного моделирования свойств коллектора в качестве объемного тренда и оценки возможных вариаций трехмерной модели.

Результаты работы

В ходе работы данный подход был апробирован на разных пластах с различными литологическими особенностями.

В первом примере в качестве объекта исследования выступал пласт со сложным клиноформным строением БУ₁₆. В ходе работы результатами прогноза стали карты и кубы распространения песчаности и пористости, в качестве входных данных использовался набор сейсмических кубов и точки пластопересечения со значениями песчаности и пористости.

По итогам прогноза с использованием методов машинного обучения было установлено, что коэффициент корреляции между скважинными данными и прогнозом на основе сейсмических данных составил 0,92 – для песчаности и 0,89 – для пористости. С другой стороны, результаты мультиатрибутного анализа показали, что коэффициенты корреляции для прогнозных карт песчаности и пористости составили соответственно 0,78 и 0,5. В качестве примера представлены графики зависимости расчета песчаности (рис. 1).

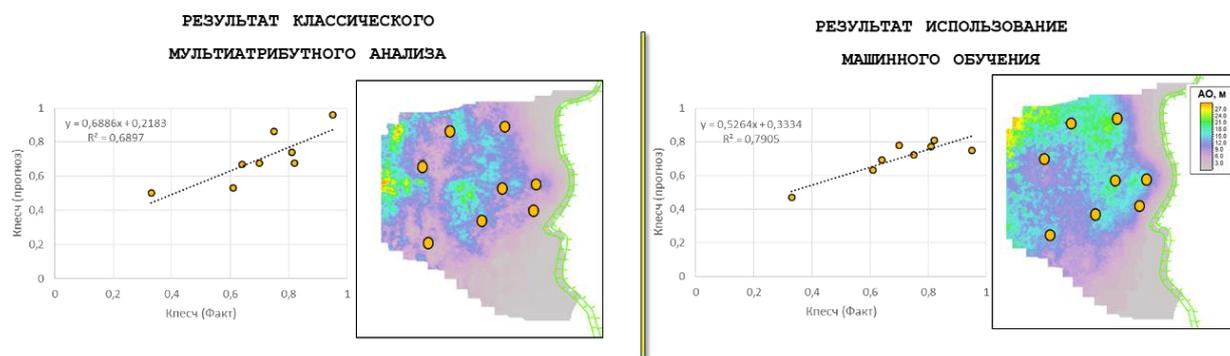


Рис. 1. Сравнение методик прогноза мультиатрибутного анализа и прогноза с применением алгоритмов нейронных сетей Колмогорова

Результаты прогнозов с применением нейронных сетей показали более высокую корреляцию между фактическими и прогнозными данными. Однако, несмотря на это, нейронные сети имеют свои недостатки, и задача исследователя заключается в их преодолении. Особое внимание следует уделить критериям, по которым будет производиться оценка прогноза на качественном уровне и его адекватности с геологической точки зрения. В данном примере нейросетевой прогноз в межскважинном пространстве не показывает аномалий по сравнению со скважинными данными, что подтверждает контрольную зону выклинивания пласта. Что касается количественной оценки, то были проведены следующие действия:

– Кросс-валидационный анализ – это метод, который использует только часть скважинной информации для оценки влияния полученного прогноза на общее распределение.

– Анализ стабильности результатов – метод, основанный на многократных прогнозах, изменении весовых коэффициентов нейронной сети и исключении части скважин. Для оценки стабильности было проведено 53 расчета, использовались максимальное и минимальное значения по определенной формуле. По результатам анализа расхождение между картами минимальных и максимальных значений не превышало 7%.

Во втором примере производилось прогнозирование фациальных обстановок в пределах группы пластов ПК₁₉₋₂₀. Согласно концептуальной модели отложения пластов ПК₁₉₋₂₀ накапливались в прибрежно-континентальных обстановках осадконакопления: пласт ПК¹⁹ – в условиях приливно-отливной равнины и примыкающей к ней низменности, периодически

заливаемой морем; пласт ПК²₁₉ – в условиях затопленной низменной равнины и примыкающих к ней приливно-отливных отмелей; пласт ПК₂₀ – в условиях низменной равнины, контактирующей с приливно-отливной зоной.

На этой территории проводится активное бурение вертикальных и горизонтальных скважин, поэтому одной из основных задач является подтверждение прогностической способности геологической модели. В 2020 году проведены переобработка и переинтерпретация сейсморазведочных данных на площади. Одним из результатов данного исследования является геостатистическая инверсия, на основе которой была построена фациальная модель. По данным бурения новых 18 скважин была составлена статистика и проведен мониторинговый анализ, суть которого заключается в том, что прогноз с применением нейронных сетей Колмогорова производился по данным 2020 года без учета новых пробуренных скважин, но по этим скважинам производился анализ сходимости факта и прогноза (рис. 2). В результате величина отклонения фактических и прогнозных значений суммарной эффективной толщины для группы пластов не превышают 5%, но при этом отклонение во всех случаях отмечается завышением прогноза над фактом. При прогнозе газонасыщенной толщины отклонение составляет ~2%, но отклонение отмечается в обе стороны.

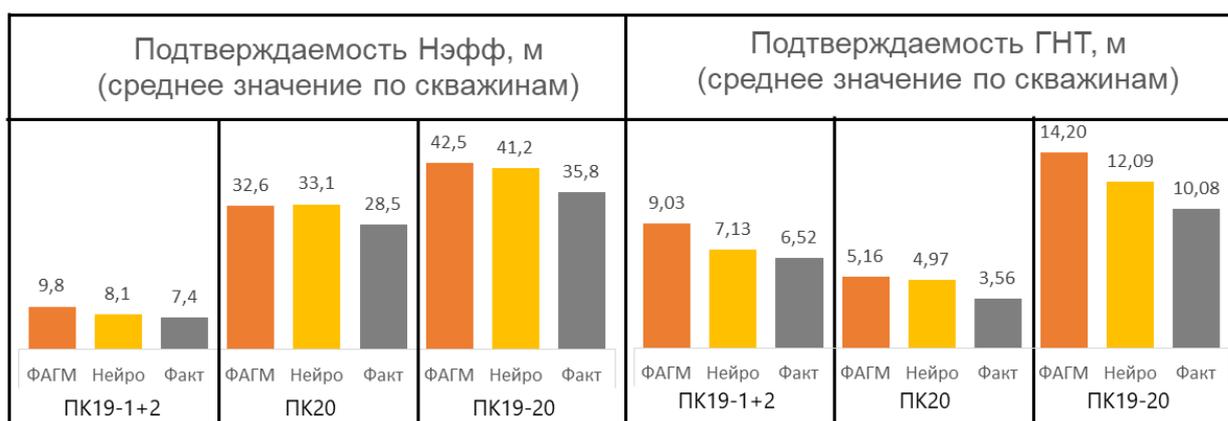


Рис. 2. Анализ подтверждения эффективной и газонасыщенной толщины

Выводы

1. За последнее десятилетие в нефтедобывающей промышленности произошел значительный рост темпов бурения горизонтальных скважин, которые для точной проводки требуют привлечения максимального количества геолого-геофизической информации.

2. Наиболее современной технологией для прогноза свойств геологического разреза является алгоритм машинного обучения. И, в частности, применяемые автором нейронные сети на основе теоремы Колмогорова.

3. Результаты прогнозирования пригодны для целей сопровождения бурения скважин, принятия оперативных решений о корректировках траектории горизонтальных скважин с целью максимизации контакта с коллектором.

Однако, кроме положительных аспектов, также сохраняются ограничения и некоторые неопределенности. В частности, переобучение нейронных сетей, которое удается избежать путем тестирования различных параметров регуляризации. И второе ограничение – поиск глобального

минимума. Это ограничение удастся минимизировать путем применения эволюционных алгоритмов. В целом стоит отметить, что нейронные сети зарекомендовали себя достаточно эффективными.

Литература

1. *Kobrunov A., Priezzhev I.* Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network // *Geophysics*. 2016. Vol. 81, No. 4. P. IM35–IM43. <https://doi.org/10.1190/geo2015-0297.1>

2. *Приезжев И.И.* Нейронные сети нового поколения на основе теоремы Колмогорова и их применение для прогнозно-инверсионных построений // *ГеоЕвразия 2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: Труды III Международной геолого-геофизической конференции и выставки*. Т. 2. М.: ПолиПРЕСС, 2020. С. 195–198.

3. *Priezzhev I., Shmaryan L., Bejarano G.* Non-linear multi trace seismic inversion using neural network and genetic algorithm – “Genetic Inversion” // *Geosciences. From New Ideas to New Discoveries: 3rd EAGE St. Petersburg International Conference and Exhibition, St. Petersburg, Russia, 7–10 April 2008*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20146808>

4. *Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р.* Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // *Экспозиция Нефть Газ*. 2022. № 8. С. 16–21. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-8-16-21>

Анализ гидрогеологических характеристик северной части Башкирского свода

Чалова П.О.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, РФ, 614990, г. Пермь,
Комсомольский пр-т, д. 29
chalovapolina@yandex.ru

Ключевые слова: Башкирский свод, прогноз нефтегазоносности, гидрогеологическая характеристика, статистический анализ

На сегодняшний день прогноз нефтегазоносности территории Пермского края все так же является актуальной задачей при необходимости восполнения ресурсной базы, сохранении и увеличении объемов добычи углеводородов (УВ) [1]. Большинство территорий при этом являются высоко изученными, что позволяет использовать накопленные данные для выявления новых критериев нефтегазоносности.

Одним из критериев, учитывающих сохранность залежей УВ от физического и химического разрушения, можно считать гидрогеологические характеристики района исследования [2, 3]. В связи с этим в рамках данной работы рассмотрена возможность применения гидрогеологических характеристик разреза при зональной оценке потенциала нефтегазоносности.

Объект исследования – северная часть Башкирского свода (БС). Согласно схеме гидрогеологического районирования Пермского края [4] БС расположен на восточной окраине Восточно-Русского артезианского бассейна, в пределах Камско-Вятского бассейна пластовых и блоково-пластовых напорных вод.

По условиям взаимосвязи водоносных комплексов с земной поверхностью в пределах БС выделяются два гидродинамических этажа: верхний и нижний, разделенные карбонатно-сульфатными отложениями иренского горизонта, толщина которого изменяется от 40 до 122 м.

Верхний этаж соответствует зонам активного и затрудненного водообмена с земной поверхностью. Нижний гидродинамический этаж характеризуется застойным режимом подземных вод и подразделяется на 7 газонепредоносных комплексов (ГНБК): додевонский, средневерхнедевонский, верхнедевонско-турнейский, нижневизейско-тульский, верхневизейско-башкирский, московский, верхнекаменноугольно-нижнепермский. Все ГНБК соответствуют зоне весьма затрудненного водообмена – характеризуются закрытым гидродинамическим режимом, что способствует сохранению углеводородов в залежах. На всей территории БС по мере увеличения глубины наблюдается закономерное увеличение минерализации, плотности, содержания ионов хлора и объемного коэффициента, при этом коэффициент сжимаемости воды уменьшается. По отношению к углеводородам пластовая вода не агрессивна.

В рамках исследования проанализированы 153 пробы пластовых вод нижнего гидродинамического этажа, отобранных в и за пределами разрабатываемых месторождений. По результатам анализа собрана база данных, включающая следующие гидрогеологические показатели: минерализация, степень метаморфизации вод (r_{Na}/r_{Cl}), степень закрытости недр (Cl/Bg). При этом следует отметить, что наиболее детально изучены воды верхнедевонско-

турнейского, нижневизейско-тульского и верхневизейско-башкирского ГНВК, к которым на территории БС приурочена большая часть месторождений УВ. Усредненные по всем ГНВК статистические показатели изучаемых гидрогеологических характеристик представлены в табл. 1.

Таблица 1. Гидрогеологическая характеристика северной части Башкирского свода

Показатель	N набл.	Среднее	Минимум	Максимум	Станд. откл.
Минерализация, г/л	123	230,4787	155,9260	288,0000	28,44261
rNa/rCl	108	0,6975	0,5150	0,8600	0,07283
Cl/Br	39	229,1749	138,0000	326,0000	50,41957

По табл. 1 видно: подземные воды нижнего гидродинамического этажа БС – рассолы хлоркальциевого типа с минерализацией 230–288 г/л, обладающие высокой степенью метаморфизации rNa/rCl, равной 0,52–0,86, что характеризует территорию исследования, как благоприятную для образования залежей УВ, значение показателя rNa/rCl < 0,87 характерно для вод, сопутствующих нефтегазонакоплению [5].

Изменение гидрогеологических характеристик по территории северной части Башкирского свода представлены на рис. 1.

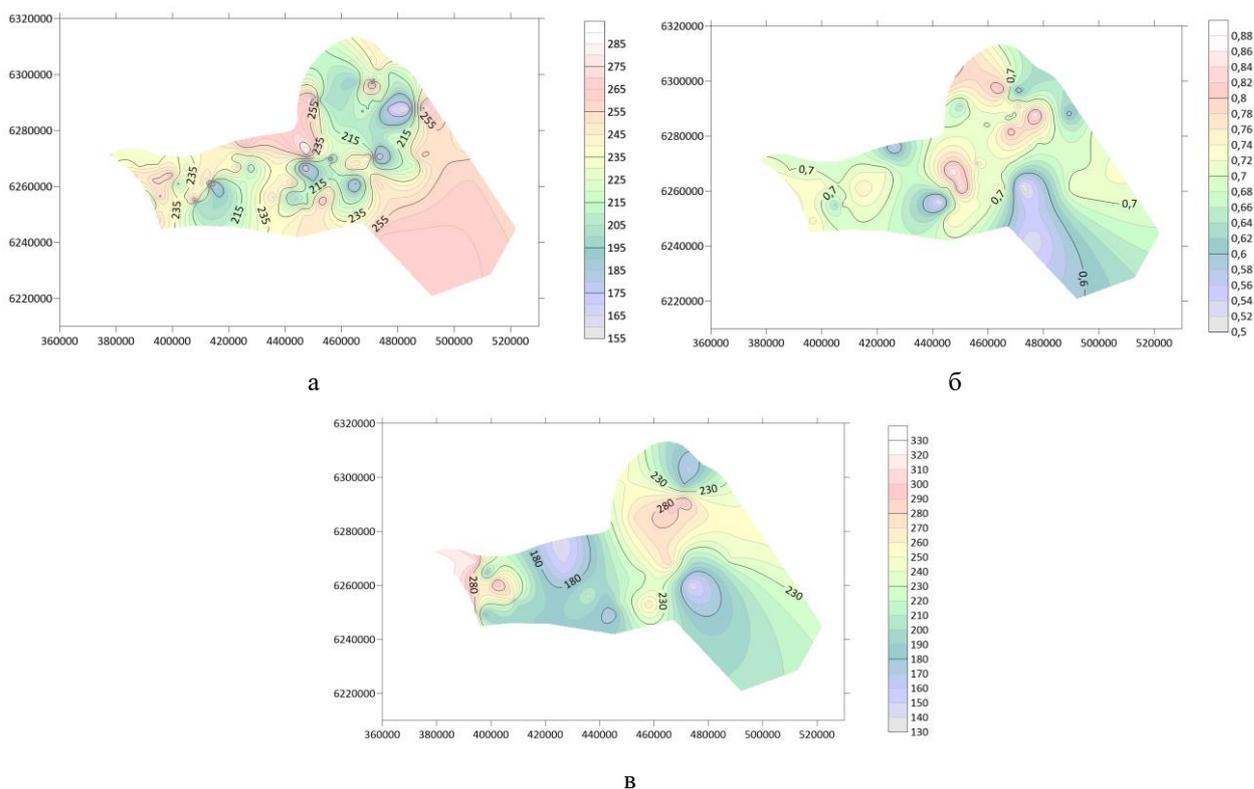


Рис. 1. Карты изменения гидрогеологических характеристик северной части Башкирского свода: а – минерализации, г/л; б – коэффициента метаморфизации; в – хлорбромного коэффициента

Анализ изменения гидрогеологических характеристик по всему разрезу БС показал, что минерализация пластовых вод, а также содержание в них микрокомпонентов изменяются в широком диапазоне. Высокие значения показателей характерны преимущественно для территорий

месторождений УВ. В связи с этим, целесообразно проведение анализа на равенство средних значений показателей по двум классам (в и за пределами разрабатываемых месторождений) в целях дальнейшего использования гидрогеологических характеристик в качестве критерия при прогнозе нефтегазоносности на территории БС.

Для проверки гипотезы о равенстве средних в двух классах выполнен анализ по t-критерию Стьюдента. Результаты сравнения средних значений в классах (класс 1 – месторождения УВ, класс 2 – за пределами месторождений), выполненного по t-критерию Стьюдента, приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты анализа по t-критерию Стьюдента

Параметр	Кол-во скважин		Среднее значение параметра		Статистическая характеристика t-критерий p-уровень значимости
	Класс 1	Класс 2	Класс 1	Класс 2	
Минерализация, г/л	32	91	220,797	233,883	<u>-2,277</u> 0,025
rNa/rCl	32	76	0,724	0,686	<u>2,555</u> 0,012
Cl/Br	9	30	242,000	225,327	<u>0,867</u> 0,391

Примечание: красным выделены статистически различные величины.

Исследуемые классы в результате парного корреляционного анализа характеризуются статистически значимым t-критерием Стьюдента по параметрам минерализация и коэффициент метаморфизации пластовых вод. В большей мере на распространение нефтеносности влияет коэффициент метаморфизации пластовых вод, обладающий наибольшим значением t-критерия и наименьшим достигаемым уровнем значимости. Хлорбромный коэффициент не является статистически значимым и свидетельствует о том, что на всей территории БС данный параметр не значительно и в меньшей степени влияет на распространение нефтеносности. Однако, стоит отметить, полученные результаты не противоречат общепринятым представлениям о связи нефтегазоносности с гидрогеологией подземных вод. Усредненные по разрезу показатели минерализации и коэффициент метаморфизации пластовых вод БС возможно использовать как дополнительные критерии при прогнозе нефтегазоносности на территории БС. В дальнейшем перспективно построение как индивидуальных, так и комплексной вероятностных моделей по статистически значимым гидрогеологическим показателям в целях выявления нового критерия прогноза нефтегазоносности, учитывающего сохранность залежей УВ.

Литература

1. *Воеводкин В.Л.* Оценка дифференциации рассеянного органического вещества северной части Башкирского свода // Нефтяное хозяйство. 2024. № 6. С. 8–12. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-6-8-12>
2. *Яковлев Ю.Л.* Гидрогеохимические особенности газонефтеводоносных комплексов Соликамской депрессии // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2004. № 5(47). С. 101–105.

3. Южаков А.Л. Применение многоуровневого вероятностно-статистического моделирования при прогнозе нефтегазоносности структур на примере юга Пермского края // Недропользование. 2022. Т. 22, № 4. С. 165–170. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2022.4.3>

4. Плеханов М.С. Гидрогеология Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Безопасность и управление рисками. 2015. № 2. С. 105–127.

5. Зытнер Ю.И., Чибисова В.С. Гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности северных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8, № 3. С. 5. https://doi.org/10.17353/2070-5379/35_2013

Влияние условий осадконакопления и вторичных преобразований на фильтрационно-емкостные характеристики карбонатных коллекторов на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Шабурова М.Е.

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, 190000, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3-5
maria_shaburova@mail.ru

Ключевые слова: карбонатные коллекторы, строение пустотного пространства, стилолитовые трещины, фильтрационно-емкостные свойства

Объектом исследования является нефтяное месторождение в карбонатных коллекторах, расположенное в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Коллекторы исследуемого месторождения характеризуются сложным строением пустотного пространства и неоднородным распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), что обусловлено, во-первых, сменой режимов осадконакопления в процессе их формирования, а во-вторых – постседиментационными изменениями. Нижний продуктивный горизонт представлен известняками гжельского яруса верхнего карбона, верхний продуктивный горизонт – известняками ассельско-сакмарского яруса нижней перми.

В настоящее время на месторождении ведется эксплуатация верхнего продуктивного горизонта, что обусловлено его улучшенными ФЕС. В связи с этим возникает проблема неравномерной выработки запасов и в перспективе – необходимость разработки мероприятий по поддержанию уровня добычи. Решением может стать дополнительный ввод в эксплуатацию нижнего продуктивного горизонта, который характеризуется ухудшением емкостных характеристик, но достаточно высокими показателями проницаемости. Для этого необходимо выделить зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в пределах нижнего продуктивного горизонта.

Актуальность исследования обусловлена выделением зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в низкоемких коллекторах гжельского яруса верхнего карбона для восполнения ресурсной базы и поддержания уровня добычи на исследуемом месторождении.

Целью исследования является выявление особенностей строения пустотного пространства коллекторов месторождения и их влияния на фильтрационно-емкостные свойства.

Для реализации поставленной цели были решены следующие задачи:

- проведена структурно-генетическая классификация пород-коллекторов;
- дана характеристика фильтрационно-емкостных свойств каждого типа;
- определены особенности их распространения по площади и по разрезу.

Кроме того, проведен анализ трещиноватости пород-коллекторов; выделены основные типы трещин; определены особенности их пространственной локализации и влияние на фильтрационно-емкостные характеристики коллектора.

Неоднородность строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Дифференциация исследуемых пород-коллекторов по структурным и генетическим особенностям была проведена с использованием классификации по Ф. Данхэму с дополнениями Ембри и Кловена [1, 2]. В пределах исследуемого месторождения были выделены следующие типы известняков: грейн-пакстоуны, баундстоуны и вак-мадстоуны. Каждый из этих типов характеризуется определенными фильтрационно-емкостными свойствами: пористость грейн-пакстоунов достигает 25–29%, баундстоунов – в среднем составляет 15%; вак-мадстоунов – 4%. При этом проницаемость вак-мадстоунов в среднем выше проницаемости баундстоунов и составляет 72 мД и 58 мД соответственно. Проницаемость грейн-пакстоунов в среднем составляет 104 мД [3].

Кроме того, выделенные типы известняков имеют зональное распространение. В пределах верхнего продуктивного горизонта преобладают грейн-пакстоуны, в пределах нижнего – вак-мадстоуны. При этом в двух продуктивных пластах грейн-пакстоуны по площади локализованы в центральных частях залежей.

Различие фильтрационно-емкостных свойств изучаемых типов известняков и их зональное распространение по площади и по разрезу связаны с изменением размерности форменных элементов (обломков) и количества илистого материала, что в свою очередь обусловлено гидродинамической активностью обстановки осадконакопления.

Трещиноватость и ее влияние на фильтрационно-емкостные свойства

Среди вторичных (постседиментационных) изменений пород-коллекторов исследуемого месторождения особую роль играет трещиноватость. В результате анализа было выделено две группы трещин: тектонические и нетектонические. Нетектонические трещины, в свою очередь, были разделены на стилолитовые и литогенетические.

Формирование тектонических трещин связано с тектоническими процессами [4]. Литогенетические трещины образуются в результате уплотнения и дегидратации осадка под действием литостатического (горного) давления, а также постседиментационных преобразований (перекристаллизации, доломитизации и др.) [4]. Стилолитовые трещины – это трещины, сформированные неровными поверхностями отдельности, покрытыми тонкими выступами и шипами – стилолитами [5], которые образуются в процессе литификации, как правило, карбонатных пород в результате дифференциального растворения твердой породы под давлением [6].

Анализ керн показал, что в пределах исследуемого месторождения наибольшее распространение получили стилолитовые трещины. При этом встречаются как единичные стилолитовые трещины, так и системы из нескольких стилолитов и сопряженных с ними литогенетических трещин. Кроме того, отмечается неоднородное распределение трещин различного типа по площади и по разрезу. В восточной части месторождения увеличивается количество тектонических трещин, что обусловлено близостью разрывных нарушений. В продуктивных отложениях гжелского яруса верхнего карбона существенно преобладают стилолитовые трещины, в то время как тектонические трещины практически отсутствуют. В продуктивных отложениях ассельского яруса нижней перми стилолитовые и тектонические трещины развиты в равной степени. При этом плотность трещин в этих пластах сопоставима.

Первичные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в пристилолитовой зоне ухудшаются, но в породах с невысокими первичными коллекторскими свойствами стилолитовые трещины и другие, генетически связанные с ними, могут создавать разветвленную дренирующую сеть проводящих каналов и повышать проницаемость [6]. Результаты анализа керна исследуемого месторождения подтверждают это. Отмечаются прямая связь между интенсивностью стилолитовых трещин и объемной плотностью горных пород (т. е. в более плотных породах больше стилолитовых трещин), а также обратная связь между интенсивностью стилолитовых трещин и первичной (седиментационной) пористостью пород (т. е. в породах с высокой первичной пористостью стилолитовых трещин меньше) (рис. 1).

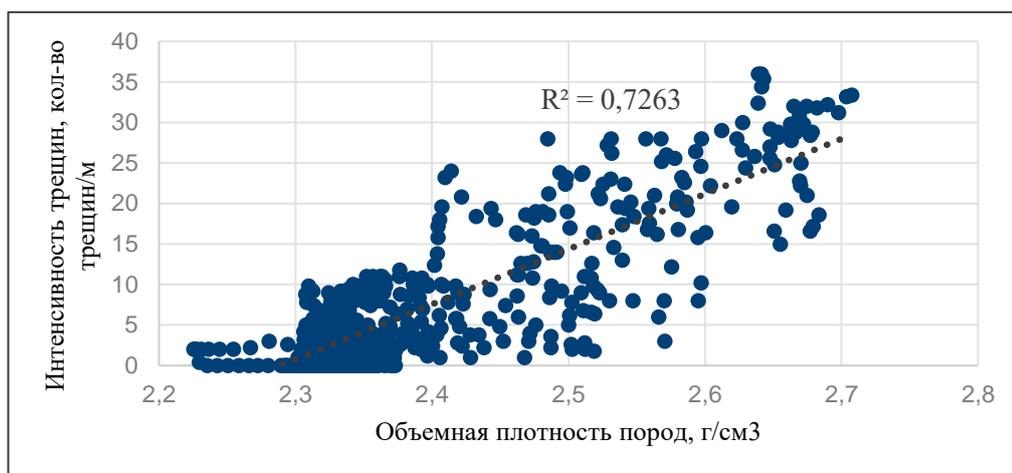


Рис. 1. График зависимости интенсивности трещиноватости от объемной плотности пород

При этом интервалы со стилолитовыми и литогенетическими трещинами, в среднем, характеризуются более высокой проницаемостью, чем весь пласт (рис. 2).



Рис. 2. Гистограмма распределения проницаемости в интервалах со стилолитовыми и литогенетическими трещинами

Выводы

Структурно-генетическая классификация пород-коллекторов, анализ строения пустотного пространства и закономерностей изменения фильтрационно-емкостных свойств, а также их связи с трещиноватостью пород позволили установить, что зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в низкоемких коллекторах гжельского яруса верхнего карбона, перспективные для дальнейшего ввода в эксплуатацию, связаны с интервалами формирования стилолитовых и сопряженных с ними литогенетических трещин. Учитывая наличие закономерностей распространения таких трещин по площади и по разрезу, был дан прогноз развития таких зон.

Литератур

1. *Dunham R.J.* Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of Carbonate Rocks – A Symposium. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1962. P. 10–121.
2. *Embry A.F.* A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. 1971. Vol. 19, No. 4. P. 730–781. <https://doi.org/10.35767/gscpgbull.19.4.730>
3. *Шабурова М.Е., Орлов Н.Н.* Выделение зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4. С. 16–21. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-4-16-21>
4. *Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П.* Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2. С. 28. URL: <https://www.ngtp.ru/rub/2007/030.html> (дата обращения: 05.09.2024).
5. *Занин Ю.Н.* К вопросу о происхождении и размещении стилолитов в карбонатных породах // Геология и геофизика. 1960. Т. 1, № 11. С. 98–101.
6. *Грошкова Н.Ю., Кузнецов В. Г., Пименов Ю. Г., Сухы В.* Влияние стилолитобразования на коллекторские свойства карбонатных пород // Геология нефти и газа. 1985. № 7. С. 50–54.

Выделение перспектив нефтегазоносности доюрского основания центрального района Западной Сибири при помощи комплексирования данных магниторазведки и сейсморазведки

Шарапов А.С.

Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38
sharapov.anatoliy.sergeevich@gmail.com

Ключевые слова: глубинные разломы, трещиноватость, доюрское основание, гравитационные и магнитные аномалии, сейсморазведка

Поиск залежей нефти и газа в доюрском основании является актуальной задачей в связи:

- с выработкой запасов углеводородов в осадочном чехле;
- с большим числом месторождений, открытых за последние 20–25 лет в породах палеозойского фундамента.

Актуальность исследований доюрского основания в Западной Сибири обусловлена также обеспеченностью ресурсов этого объекта созданной инфраструктурой.

Важной задачей для прогнозирования нефтегазоносности в доюрском основании является построение модели глубинных разломов, так как с глубинными разломами часто связана трещиноватость пород-коллекторов, а следовательно, и получение притоков углеводородов [1–4].

Для решения данной задачи автором использованы: карта аномалий магнитного поля (масштаб 1:200000), карта аномалий поля силы тяжести в редукции Буге (плотность промежуточного слоя $1,83 \text{ г/см}^3$) (масштаб 1:200000), сейсмические кубы суммарной площади более 13,5 тыс. км².

На первом этапе алгоритмами программного продукта «КОСКАД 3D» на основе карт аномалий магнитного поля (масштаб 1:200000) и аномалий поля силы тяжести в редукции Буге (плотность промежуточного слоя $1,83 \text{ г/см}^3$) (масштаб 1:200000) построены: карты локальных аномалий магнитного поля и поля силы тяжести в редукции Буге.

На основе карт локальных аномалий вычислены карты полного горизонтального градиента аномального магнитного поля и поля силы тяжести. Полный горизонтальный градиент характеризует скорость изменения аномального поля и позволяет выделить границы аномалий различных амплитуд, а следовательно, и глубинные разломы – линеаменты.

С помощью функции «Трассирование аномалий», используя карту полного горизонтального градиента, построены глубинные разломы сначала вдоль простирания профилей съемки, а затем в крест простирания профилей. Построение производилось отдельно для аномального магнитного поля и отдельно для аномального поля силы тяжести.

В результате сложения значений карт аномалий горизонтального градиента поля, протрассированных вдоль простирания профилей со значениями карты аномалий горизонтального градиента поля, протрассированных в крест простирания профилей. Как итог, получены две карты: карта глубинных разломов по локальному аномальному магнитному полю и карта глубинных разломов по локальному аномальному полю силы тяжести в редукции Буге.

При этом важно отметить, что глубинные разломы, выделяемые на основе магнитных аномалий, лучше согласуются с сейсмическими данными и являются более выдержанными по сравнению с глубинными разломами, выделяемыми на основе аномалий поля силы тяжести в редукции Буге. В связи с этим, автор для уточнения перспектив нефтегазоносности доюрского основания использует карту глубинных разломов по локальному аномальному магнитному полю.

На рис. 1 представлена карта глубинных разломов, выделенных по карте градиента аномального магнитного поля. На данной карте отчетливо видны глубинные разломы: на юге – протяженный, линейный субширотного простирания и на востоке – линейный субмеридионального простирания. Также, на данной карте отображена линия «ЗВ», отображающая сейсмический разрез широтного простирания.

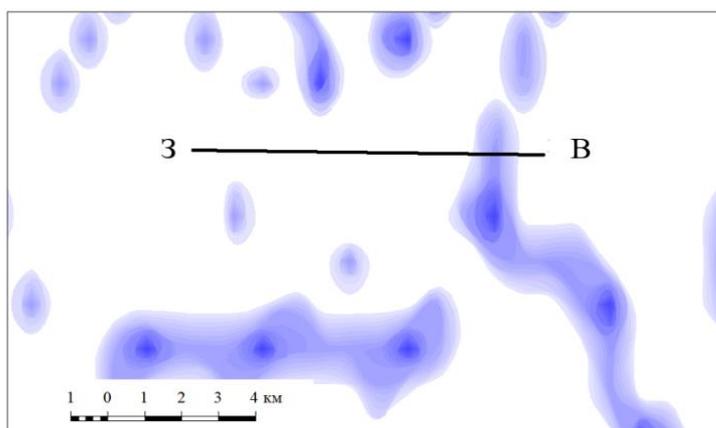


Рис. 1. Карта глубинных разломов (обозначены синим цветом), выделенных по карте градиента аномального магнитного поля

На втором этапе автором просмотрено 40 сейсмических кубов общей площадью более 13,5 тыс. км². Автором отбирались сейсмические разрезы, на которых наблюдалось поглощение, рассеивание, затухание сейсмических волн и ослабление отражающего горизонта (ОГ) А – кровли доюрского основания. Данные аномалии амплитуд отраженных волн являются одними из важных поисковых критериев, так как вызваны трещиноватостью породы-коллектора или флюидонасыщением, или двумя этими факторами одновременно [3].

На третьем этапе автор сопоставил карту глубинных разломов по локальному аномальному магнитному полю с сейсмическими разрезами, отобранными на втором этапе. Те объекты, где имелось сопоставление глубинного разлома по локальному аномальному магнитному полю с аномалией амплитуд отраженных волн и с наличием поднятия в доюрском основании, были отобраны автором как наиболее перспективные.

По данной методике автором отобрано более 30 перспективных объектов в доюрском основании. В данных перспективных объектах прогнозируется прежде всего открытие залежей газоконденсата.

На рис. 1 и 2 показан пример такого сопоставления.

На рис. 2 представлен сейсмический разрез по линии «ЗВ», из которого видно, что прямо над глубинным разломом (см. рис. 1) расположено поднятие. Данное поднятие характеризуется ослаблением отражающего горизонта (ОГ) А, а также в пределах данного поднятия наблюдаются

поглощения и затухания сейсмических волн, что является важным поисковым критерием нефтегазоносности [3].

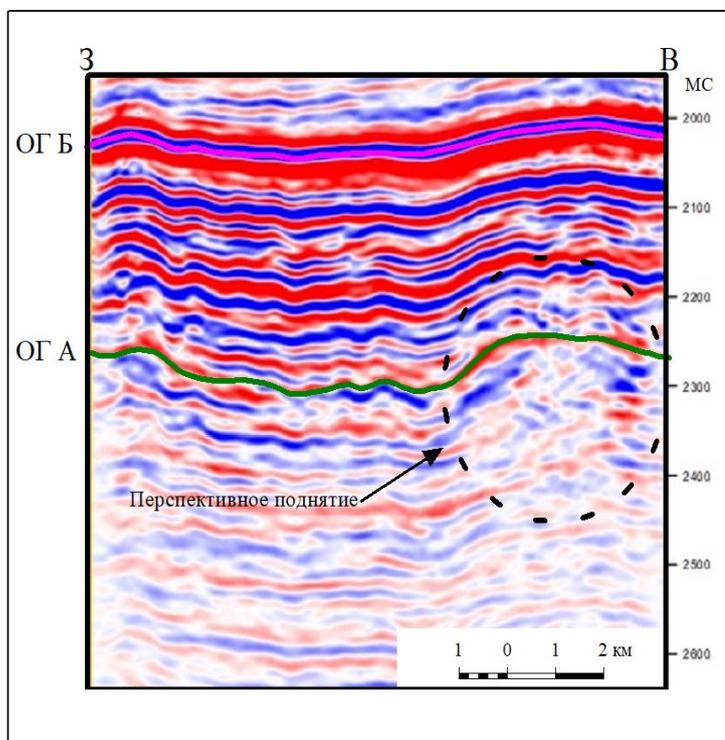


Рис. 2. Сейсмический временной разрез «ЗВ» широтного простирания куба амплитуд отраженных волн (сине-бело-красная палетка)

В результате комплексной обработки карты аномального магнитного поля и аномального поля силы тяжести в редукции Буге (плотность промежуточного слоя $1,83 \text{ г/см}^3$) построены карты глубинных разломов. Данные карты показали, что глубинные разломы, выделяемые по аномальному магнитному полю, являются более выдержанными и лучше сопоставляются с сейсмическими данными по сравнению с глубинными разломами, выделяемыми по аномальному полю силы тяжести. Делается вывод, что использование карты глубинных разломов по локальному аномальному магнитному полю позволяет выделить наиболее перспективные объекты на обнаружение залежей в доюрском основании. В совокупности с сейсморазведочными данными, а именно с аномалиями амплитуд отраженных волн, это позволяет увеличить перспективы открытия залежей углеводородов в доюрском основании в центральных районах Западной Сибири. В конечном итоге, автором отобрано более 30 перспективных объектов в доюрском основании путем комплексирования данных магниторазведки и сейсморазведки.

Литература

1. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 224 с.
2. Запивалов Н.П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири: прогнозы и реальность // Геологический журнал. 2006. № 1. С. 26–37.

3. *Нежданов А.А.* Глубинная модель нефтидогенеза (на примере Западной Сибири // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2019: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). М.: Перо, 2019. С. 340–344.

4. *Шустер В.Л.* Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 1. С. 30–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

Применение AVO-индикаторов и флюидозамены для поиска перспективных объектов

Шевелев А.А.*, **Матвеева Н.С.**

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», РФ, 625026, г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53

*Aleksandr.A.Shevelev@novatek.ru

Ключевые слова: AVO-индикаторы, флюидозамена, газовый песок, интерсепт, градиент, AVO-продукт

На данный момент прогноз насыщения по данным сейсморазведочных работ выполняется на качественном уровне, не учитывая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади и в разрезе. Такой подход может приводить к ошибкам при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Целью данной работы является прогноз насыщения по данным сейсмике на основе AVO-индикаторов. AVO-анализ предназначен для определения амплитудных аномалий, связанных с газовыми залежами в терригенных разрезах [1, 2]. Чаще всего встречаются 3 класса AVO-аномалии (рис. 1).

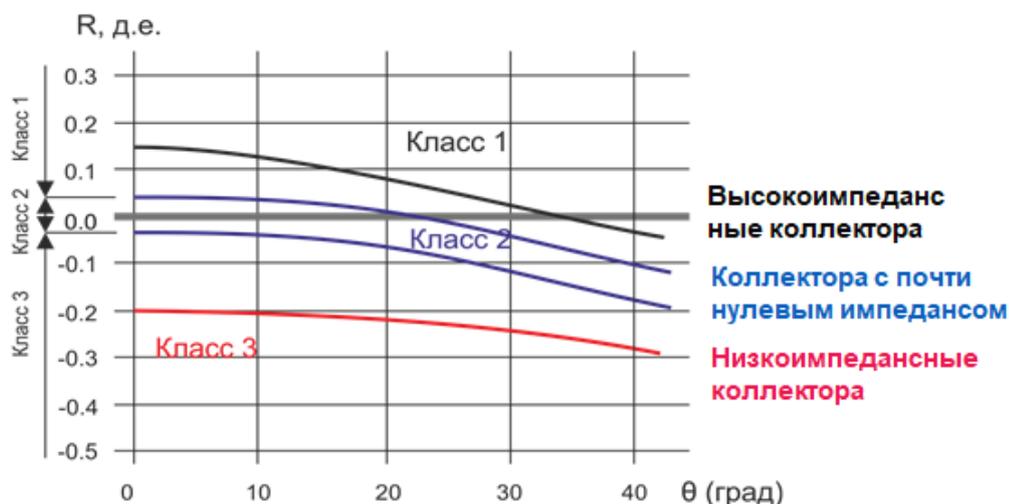


Рис. 1. Классификация классов газовых песков

Класс 1 – высокоимпедансные пески. Этот класс песков имеет импеданс выше покрывающей толщи, обычно глинистого сланца. Поверхность «глинистый сланец – песок» характеризуется относительно большим положительным значением коэффициента отражения.

Класс 2 – пески с разницей импедансов, близкой к нулю. Это значит, что эти пески имеют импедансы близкие с покрывающими породами. Такие пески обычно умеренно уплотнены и консолидированы.

Класс 3 – низкоимпедансные пески. Пески 3-го класса имеют более низкий импеданс, чем покрывающая среда.

Для расчета предлагаемых AVO-индикаторов потребуются определения интерсепта (A) и градиента (B):

- Интерсепт (A) или AVO-пересечение – это пересечение прямой линии с осью ординат.
- Градиент (B) –наклон этой линии.

Различные сочетания интерсепта и градиента будут являться AVO-индикаторами.

В «НОВАТЭК НТЦ» на простой модели «газ/вода» рассчитаны теоретические AVO-атрибуты и определены наиболее чувствительные для каждого класса аномалии (рис. 2).

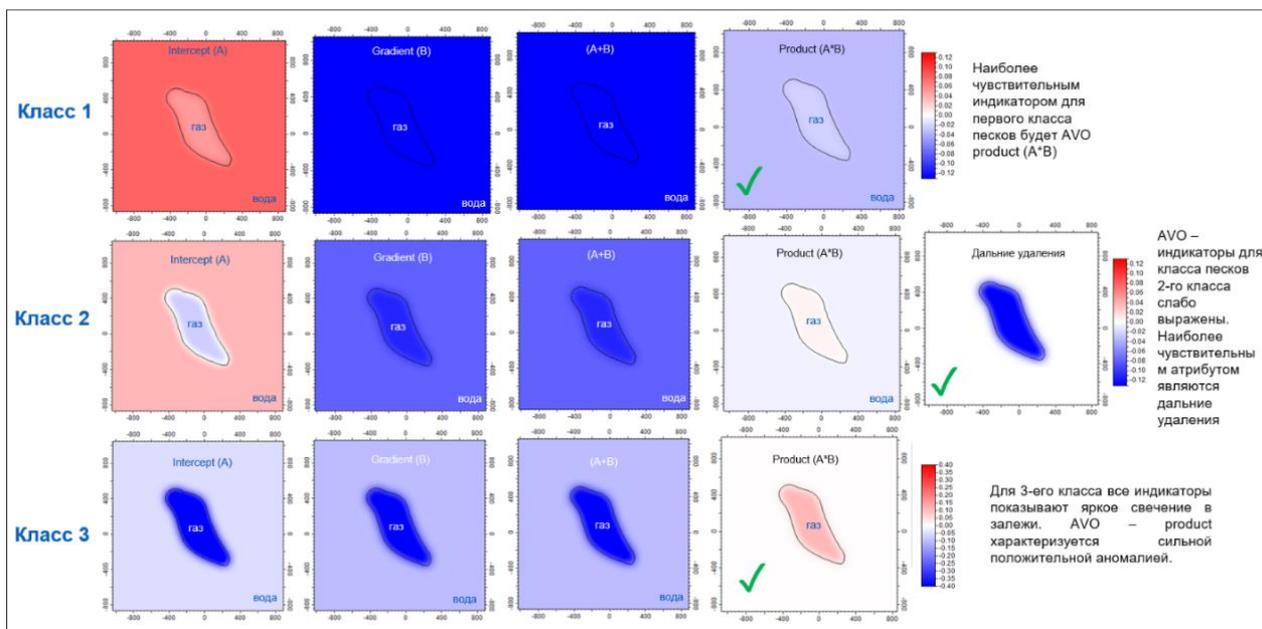


Рис. 2. Наиболее чувствительные атрибуты для каждого класса атрибутов

Для 1-го класса – это AVO-продукт или произведения интерсепта и градиента. Для 2-го класса аномалии AVO-индикаторы слабо выраженные, наиболее чувствительным атрибутом будут дальние удаления. Для 3-го класса аномалии все индикаторы показывают яркое свечение, но наиболее контрастным будет являться также AVO-product.

Зная все вышеперечисленное, в «НОВАТЭК НТЦ» разработан алгоритм применения AVO-индикаторов в целях прогнозирования насыщения для каждого класса. На первом этапе определяем класс аномалии. После определения класса аномалии выбираем наиболее чувствительный атрибут. В случае 1-го и 3-го классов аномалии – это AVO-product. В случае 2-го класса аномалии – дальние удаления.

Практический пример

Согласно алгоритму, на первом этапе нужно определить класс аномалии. На площади работ имеется одна скважина с данными широкополосного акустического каротажа, по которой можно построить синтетическую сейсмограмму для определения класса аномалии. Но при этом в целевых ачимовских пластах присутствует неясное насыщение (рис. 3).

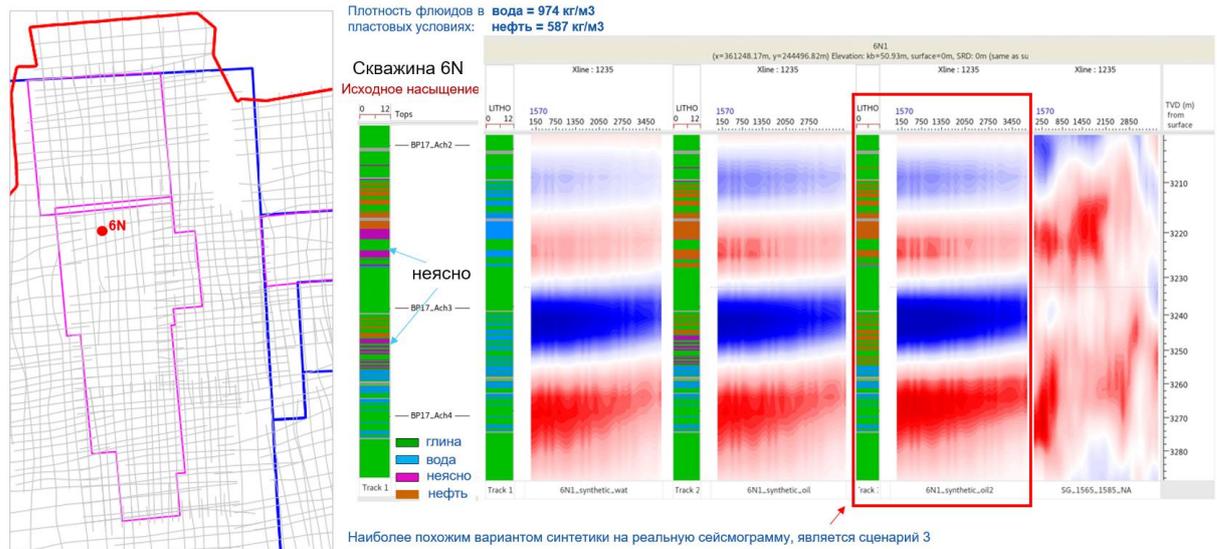


Рис. 3. Границы площади и расположение скважины

После того как выполнили флюидозамену, определились с насыщением в неясных интервалах и построили синтетическую сейсмограмму по полученным кривым, продолжаем определять класс аномалии. Для этого строим графики зависимости амплитуды от удалений по реальной и синтетической сейсмограммам (рис. 4).

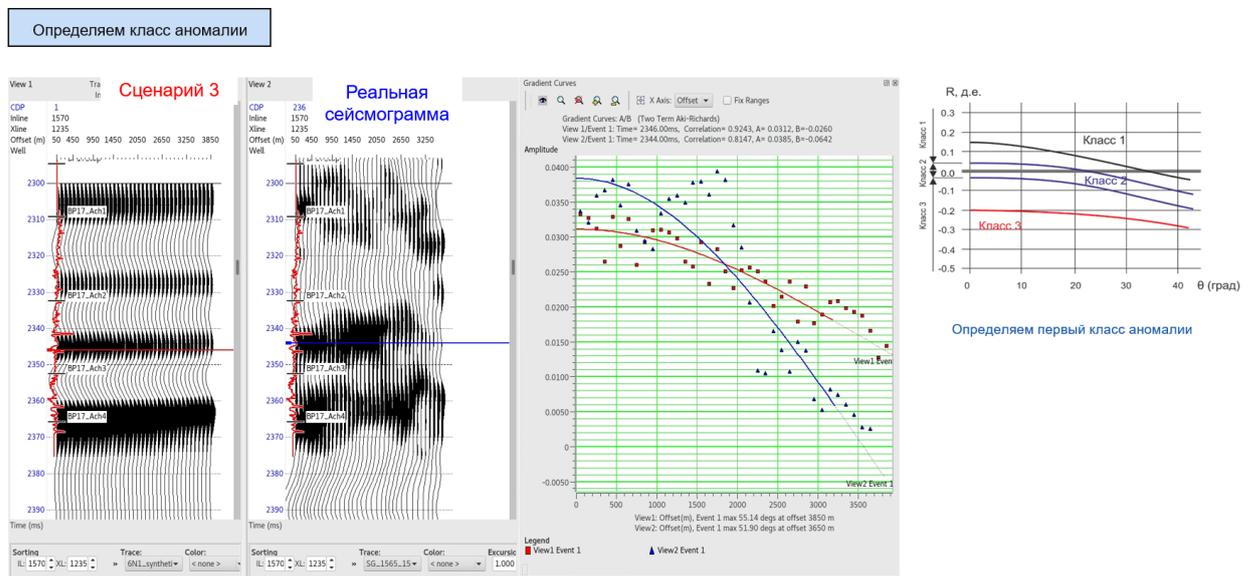


Рис. 4. Определение класса аномалии

После анализа полученных графиков определяем первый класс аномалии. Далее, согласно блок-схеме алгоритма, выбираем наиболее чувствительный атрибут для первого класса аномалии. В данном случае – это AVO-продукт или произведение интерсепта (A) и градиента (B). Строим карты для целевого пласта, используя этот атрибут (рис. 5).

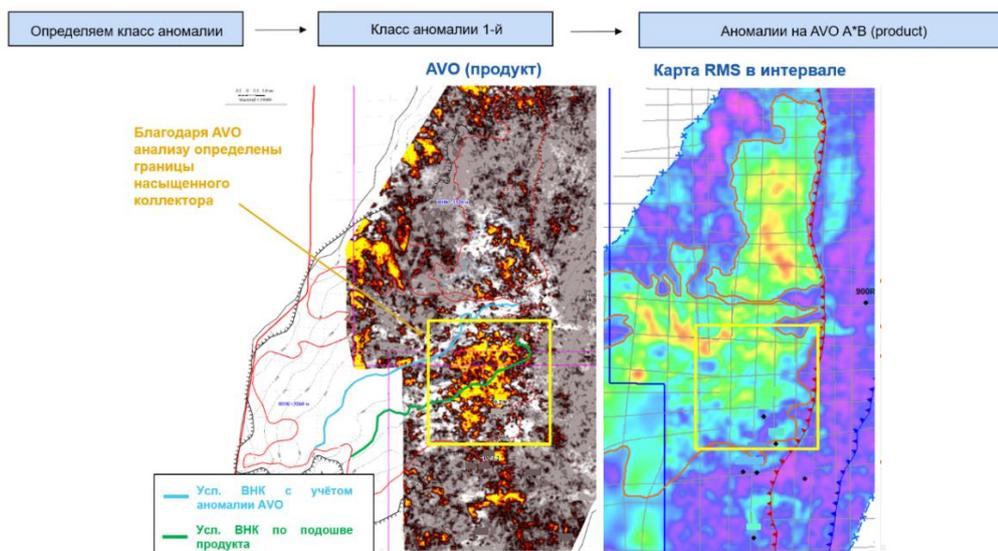


Рис. 5. Результат применения алгоритма

По результатам такого подхода, для целевого пласта удалось определить границы насыщенного коллектора и скорректировать линию водонефтяного контакта. На классических картах атрибутов свечение аномалии значительно больше, чем по карте AVO.

На рис. 6 продемонстрирован экономический эффект применения алгоритма на основе сравнения результатов ГДК/ОПК (гидродинамический каротаж/опробование пластов приборами на кабеле) в скважине с экспресс оценкой AVO-аномалии силами «НОВАТЭК НТЦ».

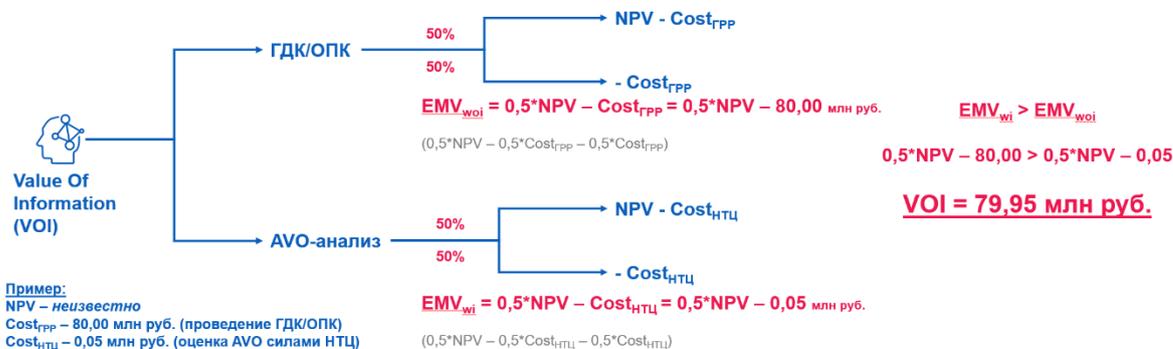


Рис. 6. Оценка экономической эффективности алгоритма

Вывод

Предлагаемый пошаговый алгоритм действий позволяет улучшить прогнозирование насыщенных пород с помощью AVO-индикаторов для каждого из классов газовых песков.

Литература

1. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов: Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа имени Губкина, 2001. 68 с.
2. Руководство по HampsonRussel. Paris: CGG GeoSoftware, 2015.

Алгоритм для уточнения литолого-фациальной модели и оценки ресурсной базы месторождения

Шевелева Д.К.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625002, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1
DK_Sheveleva2@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: седиментологический анализ, фация, нейронные сети, описание керна, геологическая модель, обучающая и тестируемая выборки

Седиментологические исследования являются основным способом изучения состава, строения, механизма возникновения и закономерности пространственного размещения осадочных пород. Результаты таких работ используются в том числе в геологическом моделировании при подготовке проектно-технической документации, а также в подсчете запасов месторождений. На данный момент один специалист может описать до 10 м керна в день. В то же время ежегодный объем поступления керна в «Тюменский нефтяной научный центр» составляет до 11 км, из которого за последние 2 года порядка 90% отправлено на седиментологические исследования. В 2025 году планируется увеличение подобных работ, что потребует увеличения числа седиментологов.

Данную проблему можно решить за счет автоматизации седиментологического анализа керна, которая не заменит специалиста, но позволит оптимизировать временные затраты.

Для решения поставленной задачи разработан алгоритм на основе нейронных сетей, апробированный в ходе создания геологической модели одного из месторождений в Западной Сибири. Объектом изучения являются отложения пяти пластов яковлевской свиты. На 2024 год среди всех скважин на месторождении, вскрывших данные отложения, по 16 имеются материалы литологического описания керна, суммарный объем которого 5 пог. км. Из этого объема по 9 скважинам, что составило 3 пог. км, выполнен литолого-фациальный анализ. Эти материалы сформировали обучающую выборку, формат данных приведен в табл. 1.

Таблица 1. **Формат входных данных обучающей выборки**

Порода	Структура	Текстура	Цвет	Слойки, линзочки	Признак n	Код фаций
Алевролиты песчаные	Крупно-зернистая	Однородная, горизонтальная	От серого до коричневого-серого	Прослой алевролита	...	STF

Выборка сформирована в Excel таблицу, в которую вошли 11 характеристик: порода, структура, текстура, цвет, наличие слойков и линзочек, присутствие растительных остатков, разновидность ихнофоссилий, биотурбация, деформации, включения и конкреции, контакты слоев, а также переданный специалистами код фаций.

Обучающая выборка включает хорошо проанализированные данные литолого-фациального описания керна по пяти пластам, на которых алгоритм должен пройти обучение. С помощью Anaconda и JPT Notebook на языке программирования Python написан программный код. В основе

алгоритма модель обучения Decision Trees (рис. 1), которая представляет данные в иерархической системе. Классифицируя фации в узлах схемы, происходит разделение данных на несколько переменных, которые, в свою очередь, также делятся, до тех пор пока все признаки не будут проанализированы.

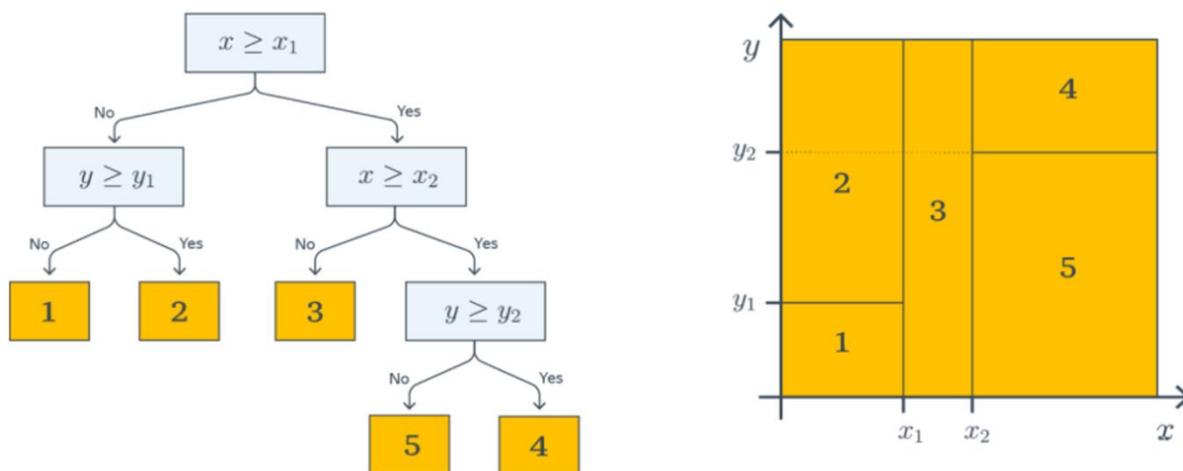


Рис. 1. Схема алгоритма модели обучения Decision Trees

После загрузки обучающей выборки формируются нейронные связи между используемыми данными, происходит расчет и настройка нейросети для повышения точности прогноза. По результатам обучения алгоритм показал хорошую сходимость в рамках допустимой ошибки [1, 2].

Тестируемая выборка – материалы, только литологического описания, без седиментологического анализа и выделения фаций, которые алгоритму необходимо будет провести и выделить самостоятельно.

Из пяти пластов выбран один, на котором испытан алгоритм, данные по исследуемому пласту составили тестируемую выборку. В результате работы для каждой скважины в интервале пласта выделены преобладающие фации. Полученная информация использована при построении литолого-фациальной модели и для дальнейшего прогноза распространения эффективных коллекторов моделируемого пласта.

По результатам эксплуатационного бурения транзитного фонда скважин в моделируемом пласте прогнозируется залежь нефти. В ходе моделирования этой залежи при распределении литологии в трехмерной области учтены фациальные зоны, полученные с помощью обработки керновых данных нейронной сетью. Распространение фациальных зон в пространстве объясняет изменение фильтрационно-емкостных свойств, и данная зависимость позволила выделить как перспективные зоны в оконтуренной залежи, так и зоны рисков.

Благодаря разработанному алгоритму в работу вовлечена ранее неиспользуемая информация, а сам программный код готов к многократному использованию. Внедрение дополнительных процессов автоматизации позволяет оптимизировать процесс анализа и оценки фаций, а также сформировать базу данных по активам Компании для подбора объектов-аналогов.

Литература

1. *Лутц М.* Python. Карманный справочник. 5-е изд. М.: Вильямс, 2015. 320 с.
2. *Ван Россум Г., Дрейк Ф.Л.Дж., Откидач Д.С.* и др. Язык программирования Python. М.: [б. и.], 2001. 454 с.

СЕКЦИЯ 3.
Экспериментальные и теоретические исследования
керна и пластового флюида

Исследование прочностных свойств кернов полускальных обломочных пород различной высоты путем одноосного сжатия

Бачурин И.И.*, Лосев А.П.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*ivanbachurin1906@mail.ru

Ключевые слова: прочность горных пород, одноосное сжатие, керн, дисперсность, ползучесть, глина

Работа направлена на изучение свойств кернов полускальных обломочных пород для тестов на одноосное сжатие. Были проведены исследования для обоснования однородности рекомбинированных кернов с различной дисперсностью зерен, используемых в тестах по ранжированию крепящих свойств буровых растворов по ползучести кернов в среде. Описана методика изготовления рекомбинированного керна, обсуждается предельное соотношение высоты и диаметра образцов, начиная с которого предел прочности практически постоянен для различных горных пород.

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин отбирается небольшое количество неповрежденного керна материала, что не позволяет провести полноценные исследования. Поэтому актуальной задачей является разработка правильной методики изготовления искусственных образцов, имеющих однотипные физико-механические свойства и вещественный состав. Лишь для таких однотипных образцов оценка механических свойств в зависимости от различных факторов будет значима [1–3].

Изготовление искусственных образцов глины с целью дальнейшего проведения опытов по определению свойств кернов требует единой и надежной методики, позволяющей определять свойства горных пород с минимальной погрешностью. ГОСТ 12248-2010 [4] описывает методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости глинистых грунтов и пород, однако этот ГОСТ не распространяется на искусственные образцы, полученные прессованием шлама. В работе были проведены серии испытаний, направленные на изучение зависимости предела прочности и модуля Юнга искусственных образцов от скорости возрастания нагрузки при одноосном сжатии.

Для оценки однородности образцов был принят диапазон скоростей нагружения 1–1,26 МПа/с. Известно, что, помимо параметров нагружения, на результаты измерения прочности влияют и геометрические размеры образца. В литературе широко используют параметр, характеризующий соотношения между высотой и диаметром образца:

$$\lambda = H/D,$$

где H – высота образца, мм; D – диаметр образца, мм.

Как правило, при определении прочности скальных горных пород общепринятым считается, что λ должна быть не менее 2, то есть диаметр образца должен быть в 2 раза меньше высоты.

Экспериментальные данные по скальным образцам демонстрируют, что предел прочности максимален при малых λ (менее 0,5), при увеличении λ прочность образцов снижается, а при λ больше 2 предел прочности минимален и становится постоянным. Данная рекомендация по выбору геометрических размеров распространяет и на несцементированные или слабосцементированные породы и грунты. Так, ГОСТ 12248-2010 на грунты тоже нормирует величину λ значениями 1,8–2,5. Для проверки справедливости рекомендаций, выработанных для скальных горных пород и дисперсных грунтов, была проведена серия экспериментов по разрушению рекомбинированных кернов из различных горных пород при различных соотношениях высоты к диаметру.

Как видно из рис. 1, при отношении высоты к диаметру приблизительно 0,8 наступает стабилизация значений предела прочности.

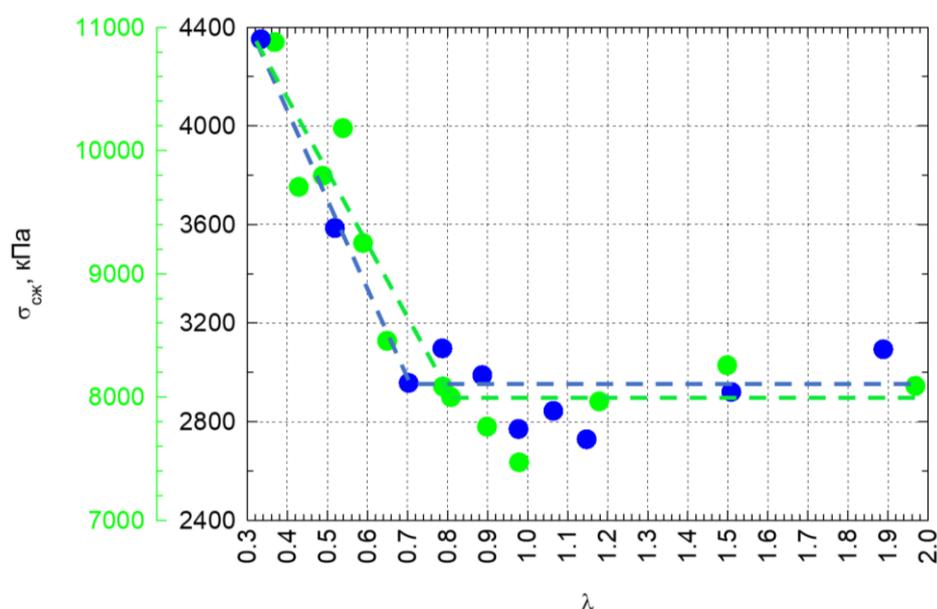


Рис. 1. Зависимости предела прочности образцов из прессованного порошка ПБН (зеленые точки) и API Standard Evaluation Base Clay (синие точки) от λ

Таким образом, на экспериментах с немодифицированной глиной ПБН сформулированы рекомендации по параметрам проверки рекомбинированных кернов на однородность перед проведением сравнительных тестов на ползучесть в среде буровых растворов: отношение высоты к диаметру цилиндрического прессованного образца не менее 0,8; скорость нагружения в тестах по разрушению при одноосном сжатию – в диапазоне 1–2 МПа/с.

Литература

1. Ильницкая Е.И., Тедер Р.И., Ватолин Е.С., Кунтыш М.Ф. Свойства горных пород и методы их определения. М.: Недра, 1969. 392 с.
2. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении. М.: Недра, 1990. 252 с.
3. Ягодкин Г.И., Мохначев М.П., Кунтыш М.Ф. Прочность и деформируемость горных пород в процессе их нагружения. М.: Наука, 1971. 148 с.
4. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. М.: Стандартинформ, 2011. 78 с.

Численное моделирование фазового поведения бинарных смесей легких *n*-алканов методом прямой минимизации энергии Гельмгольца

Бевзо М.О.^{1,2*}, Исаева А.В.^{1}**

1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*bevzomo@gmail.com, **avisaeva@gmail.com

Ключевые слова: метод прямой минимизации энергии, энергия Гельмгольца, PC-SAFT, бинарные смеси легких углеводородов

Задача определения параметров фазового равновесия углеводородов является актуальной для нефтегазовой промышленности: она возникает как при расчете характеристик оборудования, используемых для работы с углеводородами, так и при анализе фазового состояния углеводородов в месторождениях [1]. Зачастую ее решают с помощью итерационных алгоритмов расчетов, основанных на нахождении таких параметров системы, при которых летучести компонентов в фазах будут равны. В настоящей работе задействована методика, недавно пришедшая в область изучения парожидкостных состояний природных углеводородов из петрологии: метод прямой минимизации энергии [2]. Вследствие того, что в работе рассматриваются изохорно-изотермические системы, расчет параметров фазовых равновесий проводится с помощью минимизации энергии Гельмгольца [3], принимающей минимальное значение в рамках поставленных условий (при постоянной температуре и объеме системы).

В рамках метода прямой минимизации энергии ставится задача линейного программирования на поиск минимума энергии многокомпонентной системы при заданных ограничениях на мольные доли фаз в смеси. В результате решения поставленной задачи можно определить количество фаз в равновесии, мольные доли фаз в смеси, мольные доли компонентов в фазах, а также молярные объемы фаз и давление парожидкостного равновесия. В рамках настоящей работы были рассчитаны мольные доли компонентов в фазах, так как именно эти параметры бинарных смесей углеводородов, полученные экспериментально, широко представлены в литературе [4–6].

Для постановки задачи линейного программирования необходимо выбрать уравнение состояния, задающее выражение для энергии Гельмгольца смеси. Одним из наиболее распространенных уравнений состояния в нефтегазовой промышленности является уравнение Пенга–Робинсона [1]. Оно представляет собой эмпирическую модификацию уравнения состояния Ван-дер-Ваальса, разработанную специально для применения к углеводородам и их смесям. Однако в настоящий момент также набирает популярность использование уравнения состояния PC-SAFT [7]. Это уравнение разработано в рамках молекулярно-статистической теории ассоциированных флюидов и применения теории возмущения. В рамках настоящей работы были рассмотрены оба вышеперечисленные уравнения состояния, а результаты расчетов с их помощью сопоставлены с экспериментальными данными, взятыми из литературы [4–6].

К новизне настоящей работы можно отнести использование метода прямой минимизации энергии Гельмгольца совместно с уравнением состояния PC-SAFT для расчета параметров фазового равновесия бинарных смесей углеводородов. Соответственно, целью работы является демонстрация возможности такого рода расчетов, а также сопоставление результатов, полученных с помощью традиционного для нефтегазовой отрасли уравнения состояния Пенга–Робинсона с результатами, полученными с использованием уравнения состояния PC-SAFT.

В рамках настоящей работы были рассмотрены шесть различных смесей легких *n*-алканов при различных термобарических условиях. К ним относятся такие бинарные смеси, как смесь метана и этана, метана и пропана, метана и *n*-бутана, этана и пропана, этана и *n*-бутана, а также смесь пропана и *n*-бутана.

В табл. 1 представлены обобщенные результаты исследования: относительные отклонения расчетных долей компонентов в жидкой и газовой фазах от экспериментальных данных [4–6].

Таблица 1. **Относительные отклонения мольных долей более легкого компонента смеси в жидкой и газовой фазе**

Уравнение состояния	Относительное отклонение доли легкого компонента в жидкой фазе	Относительное отклонение доли легкого компонента в газовой фазе
Пенга–Робинсона	до 24%	до 4%
PC-SAFT	до 20%	до 9%

Расчеты показали, что при использовании метода прямой минимизации энергии Гельмгольца рассмотренные уравнения состояния дают различную точность расчетов в сравнении с экспериментальными данными при изменении термобарических условий. При этом отсутствует четкое преобладание точности расчетов по какому-либо из уравнений состояния. Относительные отклонения определения мольных долей компонентов в фазах при использовании уравнения PC-SAFT сопоставимы с отклонениями, вносимыми использованием уравнения Пенга–Робинсона. Также в результате проведенного исследования можно сделать вывод о том, что уравнение PC-SAFT применимо для расчета параметров фазовых равновесий углеводородов при использовании метода прямой минимизации энергии Гельмгольца.

Литература

1. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
2. *Исаева А.В., Доброжанский В.А., Хакимова Л.А., Подладчиков Ю.Ю.* Численное моделирование фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных систем с помощью прямой минимизации энергии // Газовая промышленность. 2021. № 2(812). С. 20–29.
3. *Исаева А.В., Бевзо М.О.* Расчет фазовых равновесий чистых легких углеводородов с помощью уравнения состояния PC-SAFT и алгоритма прямой минимизации энергии // Вестник Московского университета. Серия 3: Физика, астрономия. 2023. Т. 78, № 6. С. 2360903. <https://doi.org/10.55959/MSU0579-9392.78.2360903>

4. *Wichterle I., Kobayashi R.* Vapor-liquid equilibrium of methane-ethane system at low temperatures and high pressures // *Journal of Chemical & Engineering Data*. 1972. Vol. 7, No. 1. P. 9–12. <https://doi.org/10.1021/je60052a022>

5. *Wichterle I., Kobayashi R.* Vapor-liquid equilibrium of methane-propane system at low temperatures and high pressures // *Journal of Chemical & Engineering Data*. 1972. Vol. 17, No. 1. P. 4–9. <https://doi.org/10.1021/je60052a019>

6. *Kahre L.C.* Low-temperature K data for methane-butane // *Journal of Chemical & Engineering Data*. 1974. Vol. 19, No. 1. P. 67–71. <https://doi.org/10.1021/je60060a014>

7. *Gross J., Sadowski G.* Application of perturbation theory to a hard-chain reference fluid: an equation of state for square-well chains // *Fluid Phase Equilibria*. 2000. Vol. 168, No. 2. P. 183–199. [https://doi.org/10.1016/S0378-3812\(00\)00302-2](https://doi.org/10.1016/S0378-3812(00)00302-2)

Определение уровня водонефтяного контакта Морского-Западно-Ракушечного месторождения для установления границ подсчета запасов нефти в условиях геологической неопределенности

Бенько Г.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65,
корп. 1
benko.germ@yandex.ru

Ключевые слова: подсчет запасов нефти, геологическая неопределенность, водонефтяной контакт, шельфовое месторождение

Актуальность работы заключается в обосновании вероятных отметок водонефтяного контакта в условиях геологической неопределенности, вызванной отсутствием вскрытия водоносного горизонта аптского яруса (K1a) в поисково-оценочных скважинах Морская-1 и Западно-Ракушечная-1, а также недостаточностью данных по испытанию и опробованию аптского яруса на Морском-Западно-Ракушечном нефтяном месторождении. Это обоснование необходимо для установления границ в геолого-гидродинамической модели, что позволит провести последующую количественную оценку геологических запасов и оптимизировать проектирование разработки месторождения, а также его освоение.

В результате анализа геолого-геофизических данных разведки месторождений были подготовлены отчеты по подсчету запасов углеводородов за 2009 и 2011 гг. [1, 2]. Согласно данным отчетам, извлекаемые запасы нефти оцениваются приблизительно в 30 млн т в первом случае и 60 млн т во втором. Различие в оценках связано с использованием разных уровней флюидалных контактов, что обусловлено отсутствием вскрытия водоносного горизонта аптского яруса. В связи с этим автором проведен анализ утвержденных уровней водонефтяного контакта (ВНК), а также предложены обоснования ранее не учтенных положений ВНК. Итоговые отметки ВНК, полученные по результатам комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и керна, а также испытаний и опробований скважин, приведены в табл. 1.

Таблица 1. Показатели уровней ВНК по структурным поднятиям

Пласт	Структурное поднятие	Абсолютные отметки ВНК, м			
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4
K1a	Морское	1312	1319	1365	1378
	Западно-Ракушечное	1317		1363	1376
K1nc	Морское	1365			
	Западно-Ракушечное	1363			

На основе материалов оперативных отчетов по запасам нефти на Морском поднятии, для пласта K1a условный уровень ВНК был установлен по нижней границе нефтенасыщенного коллектора, расположенного на абсолютной отметке 1312,5 м [1]. Первоначальная недооценка запасов дополнительно подтверждается фотографиями керна из нижележащих интервалов, на которых в ультрафиолетовом свете видны следы углеводородов.

Исходя из петрофизических зависимостей установлено, что коэффициент нефтенасыщенности K_n по аптским отложениям с увеличением глубины постепенно уменьшается. По пересечению со значением коэффициента остаточной нефтенасыщенности ($K_{но}$) из графика установлена абсолютная глубина 1319 м, где теоретически подвижная нефть отсутствует. Стоит отметить, что проведенное измерение $K_{но}$ на небольшом количестве образцов может вносить значимые погрешности при определении ВНК.

По результатам интерпретации геофизических исследований скважин совместно с анализом опробования скважин с помощью динамического испытателя пластов подтверждено отсутствие водонасыщенных интервалов между аптским и неокомским горизонтами, что указывает на присутствие потенциального единого уровня ВНК на абсолютных глубинах 1365 м и 1363 м (рис. 1). Этот вариант дополнительно подтверждается генетическим сходством состава нефти [3].

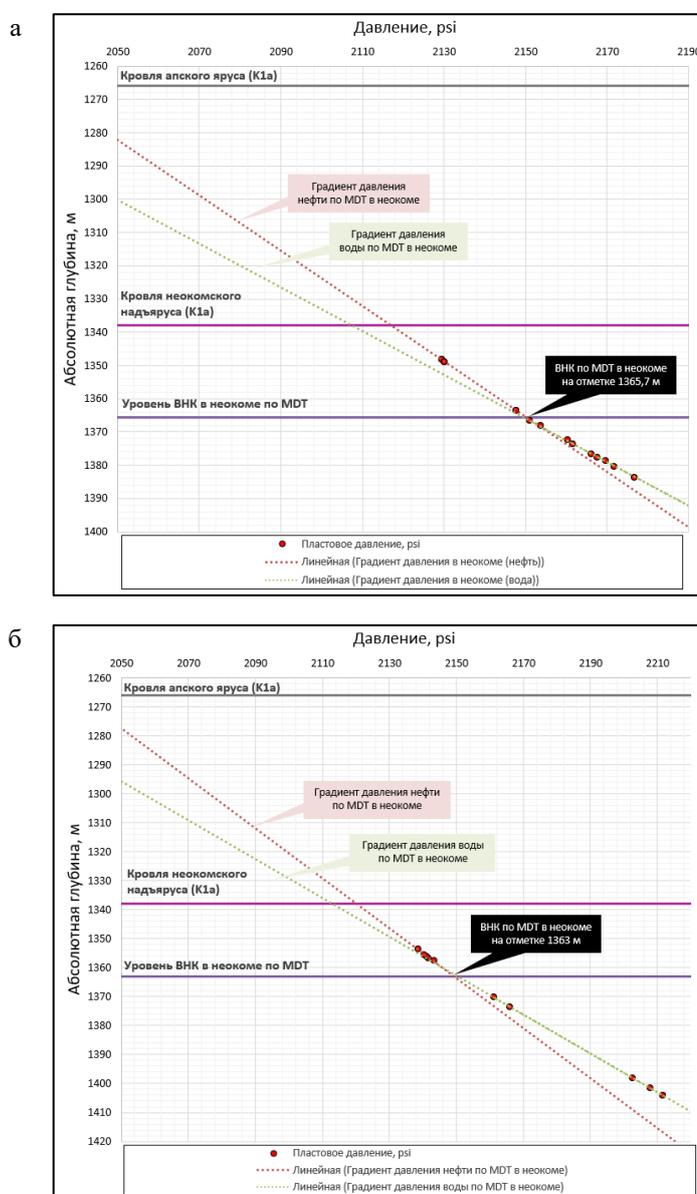


Рис. 1. Интерпретация градиентов давления флюидов неокомского горизонта в скважинах Морская-1 (а) и Западно-Ракушечная-1 (б)

Анализ градиентов пластового давления в скважинах на рассматриваемом лицензионном участке позволил установить наличие приблизительно общего градиента давления. Поэтому была проведена экстраполяция значений градиентов давления апского яруса на градиент давления в неокомском надъярусе с установлением вероятного ВНК в скважинах Морская-1 и Западно-Ракушечная-1 на абсолютных глубинах 1378 м и 1376 м (рис. 2).

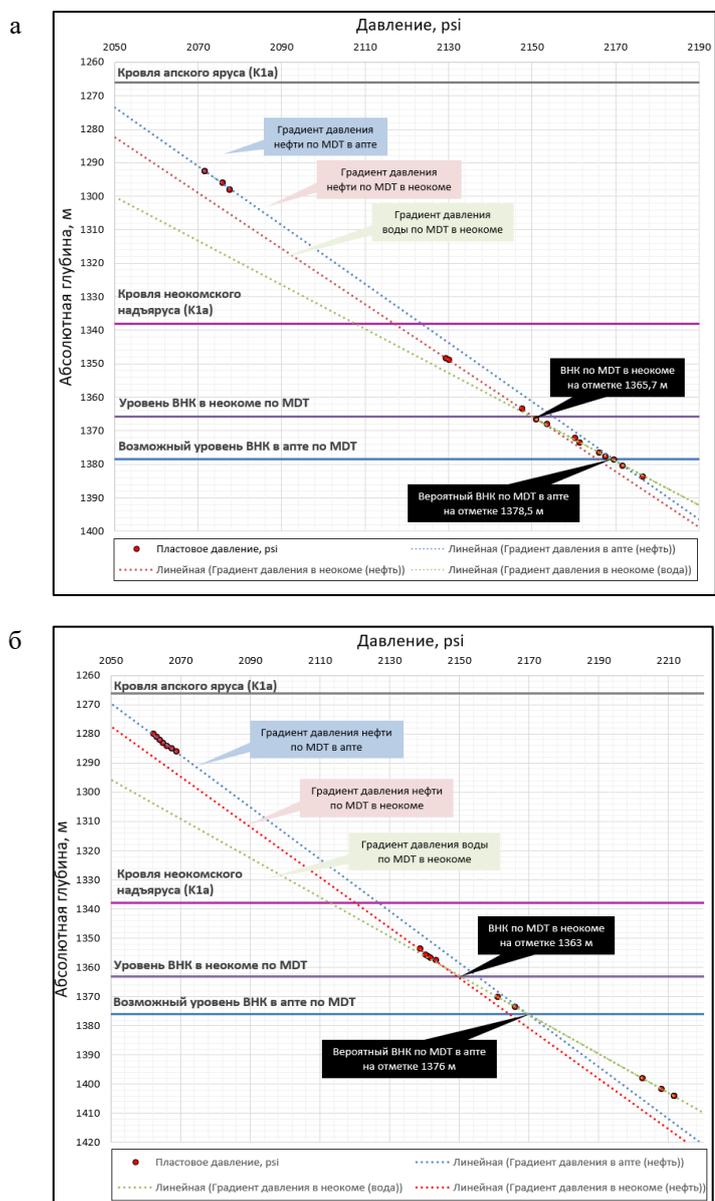


Рис. 2. Интерпретация ВНК в апте на основании пересечения градиентов давления по нефти апского яруса (K1a) и градиента давления воды в неокомском надъярусе (K1nc) в скважинах Морская-1 (а) и Западно-Ракушечная-1 (б)

Выводы

На основании анализа комплекса исследований по определению границ водонефтяного контакта в условиях геологической неопределенности установлено, что геологическая модель залежи апского яруса может быть представлена в нескольких вариантах. Установленные

вероятные глубины водонефтяных контактов на основании интерпретации данных пластоиспытателей приводят к увеличению мощности продуктивного пласта и позволяют классифицировать месторождение по запасам как крупное, что оказывает значительное влияние на экономическую привлекательность его разработки.

Литература

1. Дьяконова Т.Ф., Истомин С.Б., Исакова Т.Г. и др. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по Морской и Западно-Ракушечной структурам: Отчет / ООО «ПетроРесурс», ОАО «ЦГЭ». М., 2009. 82 с.
2. Совместный подсчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Морское-Западно-Ракушечное и составление трехмерной гидродинамической модели, ТЭО КИН и профилей добычи: Отчет / Минэнерго России, ОАО «ЦГЭ»; рук. С.И. Билибин. М., 2011. 197 с.
3. Остроухов С.Б., Калинина Е.А., Крашаков Д.В. и др. Нефтенасыщенность низкопоровых терригенных коллекторов аптской нефтяной залежи Западно-Ракушечного месторождения (Средний Каспий) // Каротажник. 2011. № 10(208). С. 22–33.

Кинетические исследования изменчивости органического вещества баженовских отложений на юго-западе Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь)

Воронкова В.В.*, Савостин Г.Г., Махнутина М.Л., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

*v.vvoronkova@yandex.ru

Ключевые слова: кероген, кинетические спектры, баженовская свита, Западная Сибирь

Баженовские отложения (БО) являются главной нефтегазоматеринской толщей (НГМТ) Западной Сибири. Несмотря на многочисленные посвященные им работы, остается ряд неразрешенных вопросов, касающихся неоднородности распределения органического вещества (ОВ) по территории и внутри самой толщи [1, 2]. Это оказывает влияние на получение данных для моделирования геологической истории преобразования НГМТ. Поэтому крайне важной задачей является получение корректных кинетических характеристик ОВ, так как с их помощью происходит расчет преобразования керогена в пласте. Целью данной работы является получение кинетических спектров для незрелых образцов БО и определение влияния разного состава ОВ и минерального матрикса на процесс преобразования органического вещества.

В качестве материалов исследования изучались 5 образцов из разреза баженовских отложений одной скважины, которая тектонически приурочена к Ендырскому валу на юго-западе Фроловской мегавпадины. Керном в ней охарактеризованы 22 м БО с III по V пачки [3]. Непосредственный отбор образцов производился из наиболее органонасыщенных IV и V пачек на основе литологических характеристик и первичных данных пиролиза. Согласно литологическому описанию шлифов и определению состава пород помимо основных породообразующих компонентов, представленных в литологической колонке (рис. 1), в образцах содержится пирит, апатит (18,089), барит (24,03) и органические остатки (24,03). ОВ, согласно пиролитическим исследованиям, находится на стадии катагенеза ПК3-МК1 (протокатагенез 3-мезакатагенез 1).

Работа производилась в несколько этапов. В первую очередь образцы после предварительного удаления всех подвижных битумоидов методом горячей экстракции подвергались программируемому нагреву в диапазоне температур 300–650 °С при 5 разных скоростях: 3, 5, 10, 30 и 50 °С/мин, на пиролизаторе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, США). После этого производилась математическая обработка пирогамм в ПО «KINEST» (ФИАНУМ ЛАБ, Россия). Выбор подходящего решения производился на основе поиска наименьшего значения среднеквадратичного отклонения (СКО) между кривыми фактического и модельного пиролиза. Поиск решения производился в диапазоне значений предэкспоненциального множителя $1 \times 10^{13} - 1 \times 10^{15} \text{ c}^{-1}$ с шагом энергии активации (E_a) в 1 ккал/моль. Далее из данных образцов выделялся кероген методом кислотного растворения минеральной матрицы по схеме, предложенной для пород БО [4]. На сконцентрированном

ОВ вновь выполнялись кинетические и пиролизические исследования, а также определялось отношение Н/С и О/С на CNHS-O анализаторе ЕМА 502 (Velp, Италия).

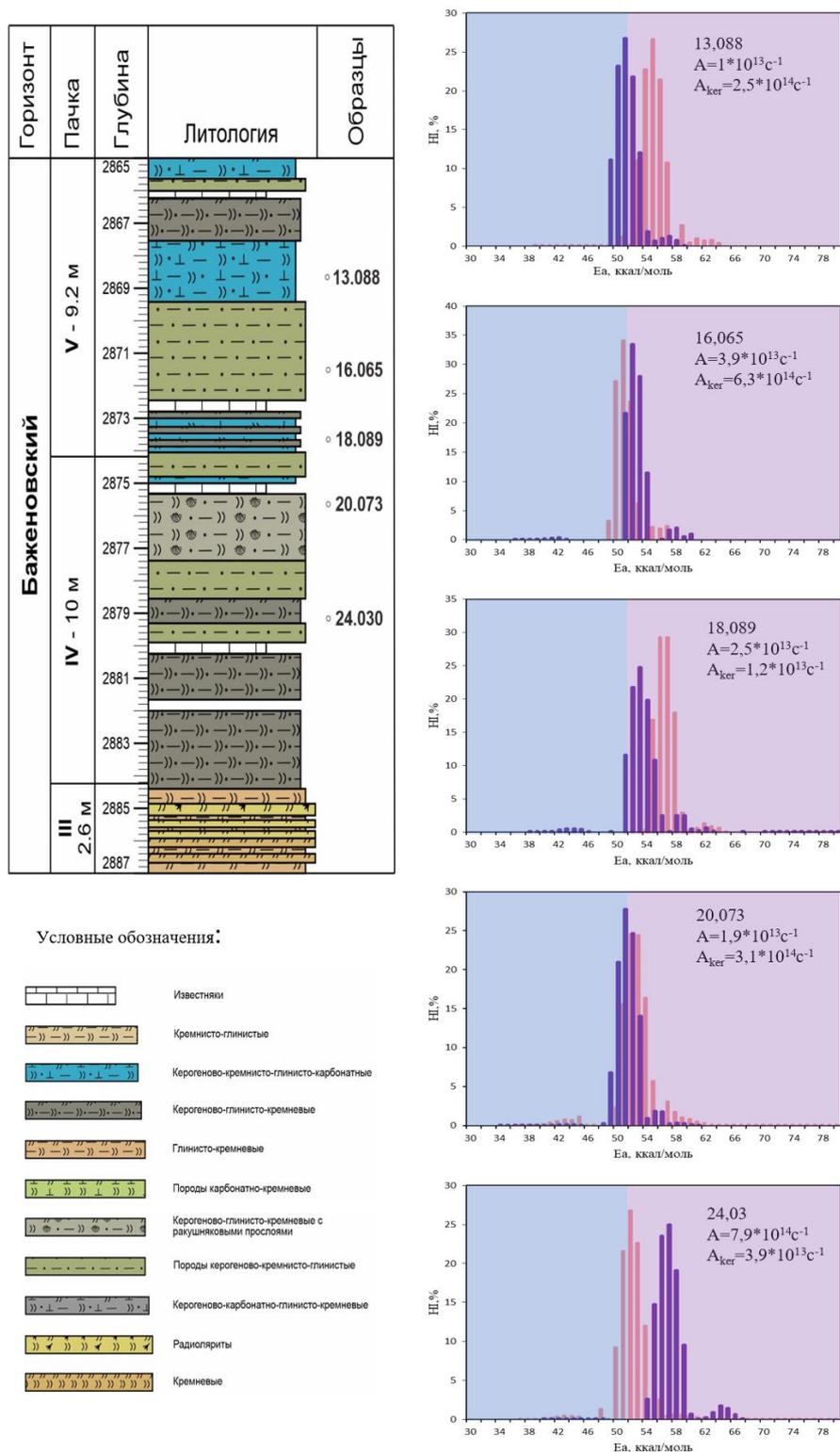


Рис. 1. Литологическая колонка отложений БО скважины В и кинетические спектры образцов: фиолетовый – образцы после экстракции, розовый – выделенный кероген

Согласно кинетическим исследованиям, все спектры образцов, прошедших экстракцию, характеризуются схожей ассиметричной формой (см. рис. 1). Наиболее активно процесс разрушения связей для четырех образцов приходится на E_a в диапазоне 50–54 ккал/моль, в то время как для образца 24,03 (IV пачка) эти значения смещены в зону более высоких значений E_a (55–59 ккал/моль) с максимумом при 57 ккал/моль. Для этого образца также характерны самые высокие значения частотного фактора ($4 \times 10^{14} \text{ с}^{-1}$) в сравнении с 1×10^{13} – $3,9 \times 10^{13} \text{ с}^{-1}$ для оставшейся группы. Примечательно, что для выделяющегося образца было отмечено повышенное содержание бария (более 10 масс.% по данным рентгенофлуоресцентного анализа (XRF)), а согласно литологическому описанию шлифов в нем отмечались остатки онихитов и костных рыб.

Спектры изолированного керогена имеют ряд отличий от спектров, полученных для экстрагированных пород (рис. 1). Так, для образцов 18,089 и 24,03 наблюдается снижение значений частотного фактора, и как следствие, смещение диапазона энергий активации, при которых происходит наиболее активная деструкция керогена, в сторону меньших значений. Для оставшихся образцов (13,088; 16,065 и 20,073) отмечается обратный тренд повышения значений частотного фактора. Вместе с тем, форма кинетических спектров изменяется незначительно. Она остается ассиметричной, с превалированием УВ, выходящих при более высоких значениях энергии активации.

Результаты CNHS показывают, что группа образцов 13,088; 16,065; 18,089 и 20,073 имеет схожий атомный состав: отношение O/C изменяется в диапазоне 0,3–0,4, а H/C – 1,21–1,28 (рис. 2). Образец 24,03 имеет схожее значение H/C с остальными образцами, однако отношение O/C в нем практически в 3 раза больше и равно 0,9. На основе этих данных можно говорить о разном происхождении ОБ образца 24,03 и группы образцов 13,088; 16,065; 18,089 и 20,073, что может объяснять различие в кинетических спектрах.

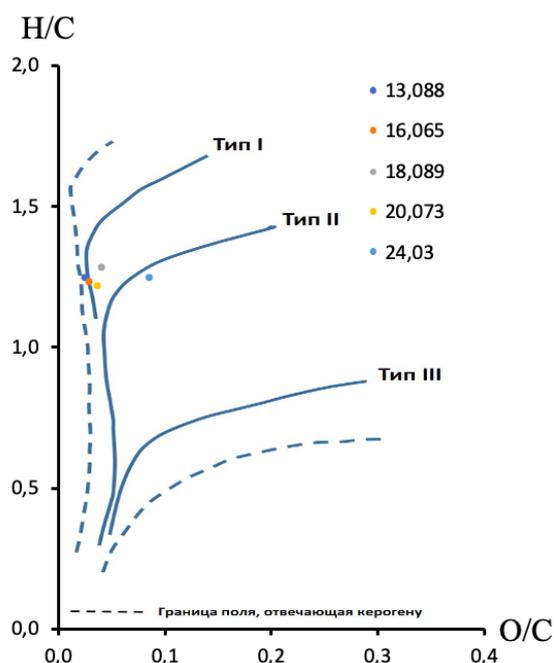


Рис. 2. Диаграмма Ван Кревелена для образцов сконцентрированного керогена из скважины В

В ходе проведенных экспериментов было установлено, что ОВ внутри толщи БО неоднородно. Результаты, полученные при помощи кинетических исследований, показали, что кинетические спектры различаются не только для образцов, отобранных из отличных друг от друга слоев БО, но и для экстрагированной породы в сравнении с концентрированным керогеном. Различия между образцами, по всей видимости, связаны с различной природой ОВ, что подтверждается совокупностью разных методов исследований. Удаление минеральной матрицы приводит как к повышению, так и понижению значений энергий активаций выделенного керогена в различных образцах. Это свидетельствует о том, что минеральная составляющая может играть катализирующий и ингибирующий эффект в преобразовании ОВ. Однако роль отдельных минералов в этих процессах пока остается до конца не ясной. Выявление и уточнение этих факторов может быть целью дальнейших работ по данной тематике.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда, проект № 24-13-00197.

Литература

1. *Топчий М.С., Пронина Н.В., Калмыков А.Г.* и др. Распределение органического вещества в породах баженовской высокоуглеродистой формации // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2019. № 2. С. 46–56. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-2-46-56>
2. *Марунова Д.А., Пронина Н.В., Калмыков А.Г.* и др. Эволюция биокластов при катагенезе в породах баженовского горизонта на территории фроловской нефтегазоносной области // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2023. № 5. С. 87–95. <https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-87-95>
3. *Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е.* и др. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керна и ГИС // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 22–34.
4. *Бугаев И.А., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А.* Методика выделения керогена из нефтематеринских пород баженовской свиты // Ломоносовские чтения – 2014: Тезисы докладов Всероссийской научной конференции, Москва, Россия, 14–23 апреля 2014 г. URL: https://geo.web.ru/pubd//2014/11/05/0001187684/bugaev_et_al_2014.pdf (дата обращения: 15.09.2024).

Получение экспресс-информации о структуре порового пространства, пористости, количестве подвижного и связанного флюидов полноразмерного керна в режиме реального времени с использованием мобильной установки ЯМР-Керн

Воронов К.А.*, Воронова Л.А.**

Научно-техническое управление ООО «ТНГ-Групп», РФ, 423236, г. Бугульма,
ул. Климента Ворошилова, зд. 21

*voronov.ka@tng.ru, **voronova.la@tng.ru

Ключевые слова: ЯМР-Керн, пористость, структура порового пространства, ядерно-магнитный резонанс

Введение

Исследования с помощью мобильной установки ЯМР-Керн – это неразрушающий, оперативный экспресс-анализ полноразмерного керна на основе данных ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Мобильная установка ЯМР-Керн позволяет оперативно получить непрерывные значения фильтрационно-емкостных свойств в интервале выноса керна с детализацией 2 см до проведения каротажа, скорректировать петрофизические алгоритмы для обработки комплекса ГИС (для слабоизученных отложений) и уточнить данные ядерно-магнитного каротажа. [1]. Мобильная установка ЯМР-Керн является совместной разработкой нефтесервисной компании ООО «ТНГ-Групп» и Казанского (Приволжского) федерального университета. Данной установкой к настоящему моменту исследовано более 1100 м керна, в том числе с высоковязкой нефтью.

Метод (теория)

Исходными данными для обработки выступает релаксационная кривая, отражающая зависимость сигнала ядерно-магнитного резонанса от времени поперечной релаксации T_2 . Начальная амплитуда ЯМР эхо-сигнала пропорциональна количеству протонов водорода в поровых флюидах, находящихся в исследуемой области [2]. Следовательно, эта амплитуда может быть откалибрована для измерений величины пористости. По релаксационной кривой с помощью специальных математических преобразований строится спектр ядерно-магнитного каротажа (рис. 1) [3].

Для оценки проницаемости применяются две независимые модели расчета: модель Тимура-Коатеса (PMS) и модель среднего логарифмического значения T_2 (Schlumberger) (PMTM). Использование определенных методик позволяет определить тип исследуемого флюида (нефть/газ/вода).

Распределение пористости по «бинам» отражает пористость, соответствующую определенным интервалам времени T_2 (в мс), называемых «бинами». Это распределение отображается в виде объемной модели порового пространства горных пород, где сумма всех «бинов» равна общей пористости. Чем больше номер «бина», тем более крупные поры формируют его емкость.

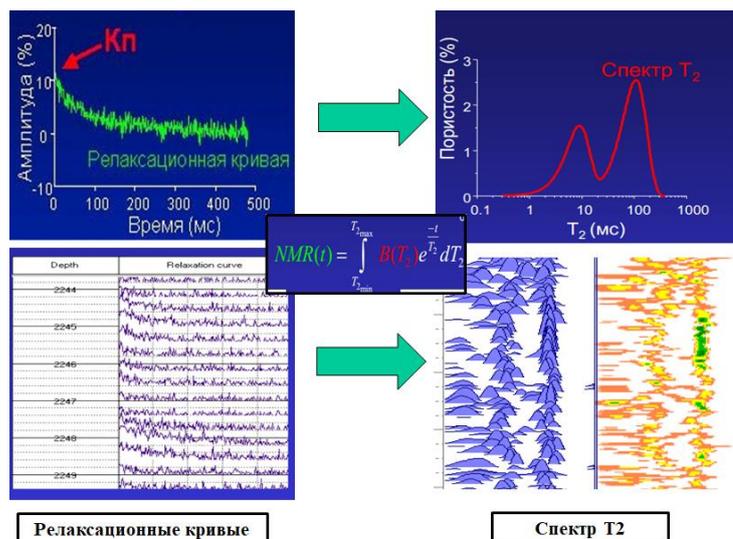
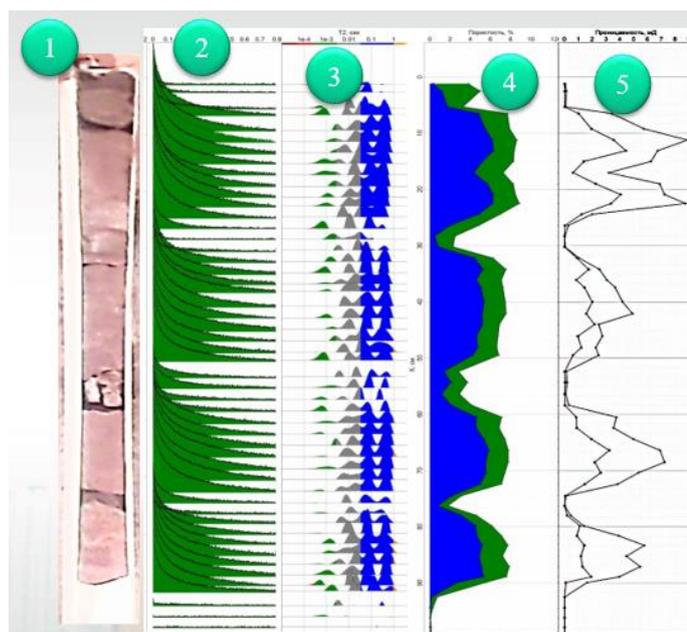


Рис. 1. Преобразование релаксационных кривых в спектр ЯМР

На рис. 2 представлен пример результатов измерений 1 м керна с помощью мобильной установки «ЯМР-Керн».



Распределение флюида по степени связанности:

- свободный флюид
- связанный флюид

Рис. 2. Графические результаты измерений 1 м керна

Слева направо представлены следующие треки: поле 1 – фотография керна; поле 2 – релаксационная кривая; поле 3 – спектр ЯМР в «волновом» представлении; поле 4 – общая флюидонасыщенная пористость (ЯМР-пористость общая), эффективная пористость (ЯМР-пористость эффективная); поле 5 – расчет проницаемости (по Тимуру-Коатесу и SDR).

Технические характеристики мобильной установки приведены в табл. 1.

Таблица 1. Технические характеристики мобильной установки ЯМР-Керн [1]

Характеристика	Значение или диапазон
Диаметр исследуемых образцов не более	120 мм
Максимальная длина исследуемого образца	1100 мм
Частота резонанса на протонах	6,8 МГц
Максимальный градиент магнитного поля	0,01 Тл/м
Вес	350 кг
Габаритные размеры (высота/ширина/глубина):	
В транспортном состоянии, мм	1620/1000/560
В рабочем состоянии, мм	1310/3030/560
Точность установки керна, мм	1
Пространственное разрешение вдоль керна, мм	10
Пределы измеряемых характеристик:	
Время поперечной релаксации (T ₂), сек	0,00005÷5
Время продольной релаксации (T ₁), сек	0,01÷10
ЯМР пористость, %	1÷100

Выводы

Мобильная установка ЯМР-Керн прошла сертификацию в ведущем институте метрологии Российской Федерации с целью утверждения типа измерительного средства. Данная технология имеет потенциал для решения широкого спектра геологических задач. Метод ЯМР является важным направлением для исследования слабоизученных отложений, его нужно развивать, несмотря на нестабильность и периодические сложности в нефтегазовой отрасли и сложности в геологических исследованиях.

Литература

1. *Исайчева Е.Г.* Применение метода ядерно-магнитного резонанса – геоинформационная основа для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа // Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии: Сб. тезисов докладов Международной научно-практической конференции на базе Кубанского государственного технологического университета совместно с Российской академией естественных наук, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. С. 28.
2. *Вавилин В.А., Галиев Т.Р., Ким М.Е.* и др. Исследование битуминозности пород методом ядерно-магнитного резонанса // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): Материалы Десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). Т. 1. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. С. 100–105.
3. *Нургалиев Д.К., Косарев В.Е., Мурзакаев В.М.* и др. Аппаратура ядерного магнитного резонанса для исследования полноразмерных кернов в лабораторных и полевых условиях // Георесурсы. 2012. № 4(46). С. 16–18.

Сравнение результатов фильтрационных исследований для терригенных коллекторов с различным типом смачиваемости

Гильманова К.Я.^{1,2}

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, РФ, 625000,
г. Тюмень, ул. Республики, д. 41

2 – Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38
Kseniya.Gilmanova@lukoil.com

Ключевые слова: смачиваемость, капиллярное давление, относительные фазовые проницаемости

Актуальность

При создании петрофизических алгоритмов интерпретации терригенных коллекторов с целью уточнения моделей переходных зон и физико-гидродинамических свойств пласта большое значение имеют специальные исследования керна (капиллярные характеристики, относительные фазовые проницаемости и т. д.). Однако на достоверность обоснования того или иного параметра на основе экспериментальных данных существенное влияние оказывает множество факторов, связанных как с условиями проведения специальных исследований, так и с характеристиками самого пласта по смачиваемости [1, 2]. Особенности петрофизических свойств коллекторов и строения разреза изучаемых отложений тюменской свиты определяются условиями накопления осадков и постседиментационными процессами. Средние значения пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) низкие. Наиболее характерное значение по пористости – от 13,9 до 16,7%, проницаемости – от 1 до 15 мД, значения водоудерживающей способности коллекторов зависят от смачиваемости пород и колеблются в широком диапазоне от 10 до 65% (рис. 1).

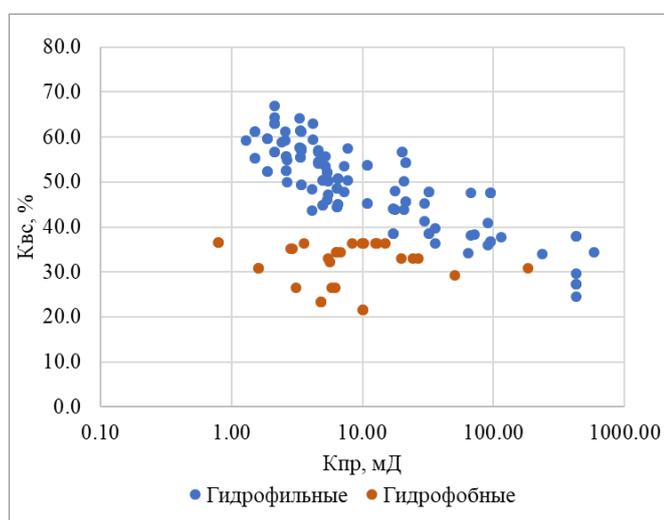


Рис. 1. Пример сопоставления проницаемости и водоудерживающей способности для коллекторов различного типа смачиваемости

На фактическом материале установлено, что экстрагирование образцов изменяет их смачиваемость в разной степени, а фильтрационные исследования, проведенные на таких

образцах, характеризуют породу как более гидрофильную. Поэтому в последнее время развитие получило проведение исследований на образцах с восстановленной смачиваемостью [3, 4]. Но количество таких экспериментов мало и не характеризует весь диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора.

Задачи работы

Для более полного отражения всего диапазона свойств пласта была поставлена задача осреднения имеющихся результатов фильтрационных исследований на образцах, сохранивших смачиваемость или изменивших ее незначительно. Обобщение проводилось для различных показателей смачиваемости с последующим сравнением с экспериментами, проведенными в условиях восстановления смачиваемости.

Способы решения

Обоснование петрофизической модели и сравнение разных классов пород-коллекторов проведено по методике Коваленко Р.В. и других авторов [5], которая позволяет согласовать все полученные на фактическом керне характеристики путем их нормирования по классам пород-коллекторов. Получение универсальных зависимостей, описывающих представленные породы-коллекторы, позволяет провести сравнение в одних и тех же диапазонах ФЕС [5].

В работе выборка образцов по смачиваемости была ограничена, поэтому требовалось соблюдать условия, что для колонки керна на определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и образцов на изучение кривой капиллярного давления (ККД) выбирались интервалы пласта, где проведены исследования по смачиваемости. Для проведения анализа значения преимущественной смачиваемости коллекторов на изучаемом интервале осреднялись.

Для осреднения и выбраковки кривых капиллярного давления, полученных по данным ультрацентрифугирования, были построены графики водонасыщенности (K_v) от абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$) для измеренных ступеней капиллярного давления (P_k). Для каждой из ступеней получали уравнение связи $K_v = f(K_{пр})$. Графики были построены для преимущественно гидрофильных, гидрофобных коллекторов и коллекторов с промежуточной смачиваемостью. Для средних показателей смачиваемости $M = 0,7$ и выше, $M = 0,5$ и $M = 0,3$ были рассчитаны капиллярные кривые при различных значениях проницаемости: 1, 10 и 100 мД. Точка $K_v = 100\%$ задавалась равной условному капиллярному давлению 0.

Установлено, что при использовании расчетных капиллярных кривых наибольшие расхождения для гидрофильных и гидрофобных коллекторов наблюдаются в области низких капиллярных давлений (0,35–0,5 МПа), а при $P_k = 2$ МПа расхождение кривых ККД за счет смачиваемости уменьшается. Это связано, скорее всего, с тем, что при проведении экспериментов при ККД в качестве вытесняющего флюида используется воздух (газ), образцы экстрагированы и влияние изменения смачиваемости минимально.

Для осреднения и выбраковки экспериментальных кривых относительной фазовой проницаемости были построены графики зависимости водонасыщенности, фазовой проницаемости по нефти ($K_{прн}$), фазовой проницаемости по воде ($K_{прв}$) от абсолютной газопроницаемости для ступеней функции обводненности (f_v) от 0 до 100% по выборкам образцов с M , равным 0,1; 0,3; 0,5 и 0,7. Получены уравнения $K_v(K_{пр})$, $K_{прн}(K_{пр})$, $K_{прв}(K_{пр})$. По полученным

уравнениям возможен расчет кривых ОФП для необходимого диапазона проницаемости и показателя смачиваемости.

Полученные результаты

Из рис. 2 видно, что при увеличении степени гидрофобизации кривые ОФП смещаются по оси влево, в сторону меньших K_v . Также видно, что рост обводненности начинается раньше и фазовая проницаемость по воде для гидрофобных коллекторов имеет большие значения, чем для гидрофильных коллекторов.

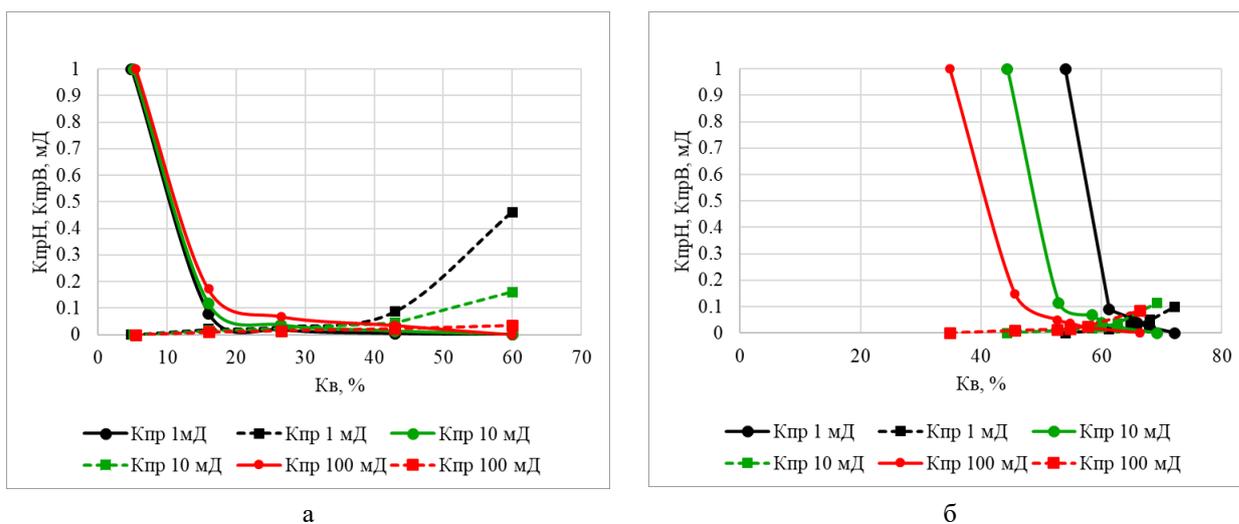


Рис. 2. Пример-расчетных ОФП для разных значений показателя смачиваемости M и разной проницаемости коллекторов – 1, 10 и 100 мД: а – $M = 0,1$; б – $M = 0,5$

Обобщение ОФП и расчет кривых фазовой проницаемости для заданного диапазона оказалось эффективнее, чем обобщение ККД. Это связано с тем, что исследования по относительным фазовым проницаемостям проводятся в течение длительного времени, по всей вероятности, порода частично восстанавливает свои адсорбционные свойства. Также из рисунков хорошо виден эффект больших значений $K_{прв}$ при снижении абсолютной проницаемости и фобизации коллектора, что также объяснимо: объем воды вытесняется из мелких пор и переходит в капельное состояние.

Для верификации результатов ОФП, полученных обобщением, была сформирована программа проведения фильтрационных исследований на керне с щадящей экстракцией и восстановленной смачиваемостью по принципу, показанному в работе Путилова И.С. [6]. Проведенные исследования подтвердили более раннее увеличение относительной фазовой проницаемости по воде для гидрофобных коллекторов.

Выводы

В итоге можно сделать вывод, что при проведении исследований на экстрагированных образцах с различной смачиваемостью кривые капиллярного давления не отражают в полной мере особенности объекта. По всей видимости необходимо проведение экспериментов на индивидуальном капилляриметре в условиях восстановленной смачиваемости. При обобщении

результатов ОФП допускается использование экстрагированных образцов с различной смачиваемостью, так как полученные данные показали их соответствие по поведению фазовой проницаемости по воде результатам экспериментов, проведенных в условиях восстановленной смачиваемости.

Литература

1. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. № 1(1). С. 30. URL: <https://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/mikhailov.html> (дата обращения: 23.09.2024).
2. МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 912 с.
3. Топорков В.Г., Рудаковская С.Ю., Кошкин П.В., Борисенко С.А. Исследование восстановления естественной смачиваемости горных пород с помощью ядерной магнитной релаксометрии и метода горного бюро США (USBM) // Каротажник. 2016. Вып. 8 (266). С. 45–59.
4. Дьяконова Т.Ф., Терентьев В.Ю., Саэтгараев А.Д. и др. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология и недропользование. 2021. № 2(2). С. 60–74
5. Арзанова Ю.В., Коваленко Р.В. Построение адаптивной модели залежи УВ на основе входных петрофизических параметров с учетом геолого-технологических факторов (на примере пласта БС11 Тевлинско-Русскинского месторождения) // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 4(147). С. 46–52.
6. 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. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3149>

Обнаружение и подсчет наноразмерных частиц в жидких средах методом ультрамикроскопии

Гудкова Е.Г.^{1*}, Курьяков В.Н.¹, Мрачковская Д.А.^{1,2}

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, РФ, 125047,
г. Москва, Миусская пл., д. 9

*yelizaveta.gudkova@inbox.ru

Ключевые слова: пробоподготовка, коллоидные частицы, ультразвуковое диспергирование, фильтрование, ультрамикроскопия

Актуальность работы обусловлена критически важным аспектом контроля чистоты воды при приготовлении образцов для научных исследований, особенно в областях, требующих высокой точности и надежности данных. Вода, используемая в лабораторных условиях, может содержать наноразмерные примеси, частицы и пылинки, которые способны значительно исказить результаты экспериментов. Наноразмерные примеси могут влиять на физико-химические свойства образцов, такие как проводимость, рН, а также вступать в химические реакции, приводя к образованию нежелательных побочных продуктов. Это особенно актуально для исследований в таких областях, как биология, химия, материаловедение и нанотехнологии, где чистота воды может определять точность и воспроизводимость результатов.

Контроль содержания наноразмерных примесей требует применения современных методов фильтрации и аналитических технологий, таких как ультрафильтрация, использование обратного осмоса и атомно-абсорбционная спектрометрия. Эти методы позволяют эффективно удалять даже мельчайшие загрязнения, обеспечивая высокий уровень чистоты воды. Более того, регулярный мониторинг и анализ воды на наличие примесей способствует выявлению и предотвращению потенциальных источников загрязнения, что особенно важно в лабораториях с высоким уровнем стандартизации.

Пылинки и микрочастицы, присутствующие в воде, могут выступать в роли нуклеационных центров, инициируя нежелательные химические реакции и процессы кристаллизации. Это особенно важно в исследовательских проектах, где критична точность измерений на нанометровом уровне. Пренебрежение контролем чистоты воды может привести к значительным погрешностям в данных и, как следствие, к неверным научным выводам.

Таким образом, контроль чистоты воды и содержания в ней наноразмерных примесей, частиц и пылинок является неотъемлемой частью подготовки образцов для научных исследований, обеспечивающей надежность и воспроизводимость получаемых данных. При этом методики контроля за содержанием наноразмерных примесей с низкой концентрацией недостаточно хорошо развиты и актуальной является задача разработки такого рода методик и оборудования.

Материалы и методы

Измерения концентрации наноразмерных механических примесей в воде проводили на приборе NP Counter (ООО НП ВИЖН, Россия) [1]. Данный прибор позволяет детектировать металлические частицы размером до 10 нм, латексные частицы и частицы SiO₂ размером (диаметр) до 90 нм. Характерный вид поля зрения ультрамикроскопа представлен на рис. 1. В центре кадра, в сфокусированном горизонтальном луче лазера видно рассеяние от отдельных частиц. Вне луча частицы тоже есть, но они не видны, так как не освещаются лазером. Специализированное программное обеспечение позволяет подсчитать число таких объектов в каждом кадре видео, снятого при исследовании образца, и таким образом определить среднюю численную концентрацию частиц в образце.

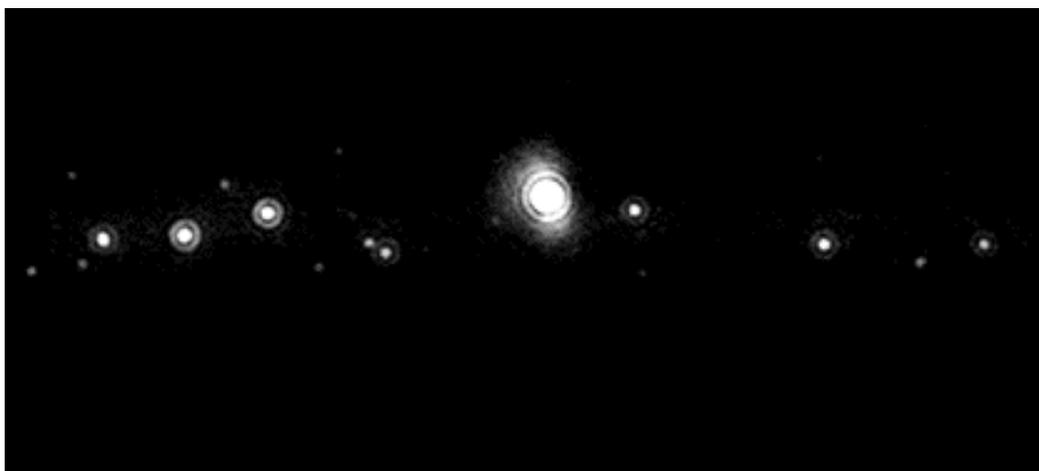


Рис. 1. Характерный вид поля зрения ультрамикроскопа при наблюдении наночастиц SiO₂ (R=55 нм) в воде (каждая светящаяся точка на рисунке – рассеяние от отдельной наночастицы)

Для проведения исследований использовали медицинскую воду для инъекций SOLOPHARM (Россия). Данная вода по паспорту соответствует первому типу воды по чистоте. В поле зрения ультрамикроскопа в такой воде не наблюдается частиц, что говорит о том, что концентрация наноразмерных механических примесей в данной воде не превышает 10⁶ частиц на мл.

Ультразвуковое (УЗ) диспергирование образцов чистой воды объемом 10 мл в стеклянной вials проводили при помощи диспергатора УЗДН-А (Россия, 300 Вт, 22 кГц) с погружным титановым активатором.

Для исследований неконтролируемого загрязнения воды при фильтрации использовали шприцевые фильтры CHROMAFIL Xtra PET (Macherey-Nagel GmbH & Co. Germany) с размером пор 0,45 мкм и 0,20 мкм. 5 мл воды несколько раз профильтровали через шприцевые фильтры, измеряя концентрацию наночастиц в воде каждый раз после фильтрации.

Результаты и обсуждение

На рис. 2а представлены результаты измерений концентрации наночастиц в воде при многократном УЗ диспергировании. Длительность каждого диспергирования – 30 секунд. Хорошо видно, что каждая итерация диспергирования приводит к росту числа наночастиц

в воде. Зависимость концентрации от числа итераций диспергирования линейно возрастает – процесс УЗ диспергирования привносит частицы в образец. Вследствие эффекта кавитации от титанового активатора самого диспергатора и от стенок виалы отрываются частицы и диспергируются в воде. Схожие результаты были получены ранее при исследованиях влияния УЗ диспергирования на чистую воду методом динамического рассеяния света [2], где было показано, что образующиеся в воде в результате УЗ диспергирования частицы имеют средний размер (радиус) около 100 нм.

УЗ диспергирование используют для гомогенизации образцов, при этом не контролируют число привносимых в образец наночастиц. При небольших временах обработки и невысоких мощностях диспергатора число частиц, привнесенных в образец, незначительно. Однако при длительной обработке УЗ высокой мощности число частиц может быть существенным, и они могут оказать влияние на свойства обрабатываемых УЗ образцов. Например, приводить к формированию эмульсии Пикеринга [3]. Важно учитывать такого рода влияние на образец в процессе пробоподготовки, как УЗ диспергирование.

На рис. 2б представлены результаты измерений концентрации наночастиц в воде при многократном фильтровании воды через шприцевой фильтр. Из рис. 2б видно, что процесс фильтрования воды через шприцевой фильтр с диаметром пор 0,45 мкм при первых трех итерациях приводит к линейному росту числа наночастиц в воде и увеличению концентрации частиц, приблизительно, на порядок. При дальнейших итерациях фильтрования того же образца воды число частиц значительно не меняется. Можно предположить, что при первых циклах фильтрования из фильтра постепенно вымываются частицы, имеющиеся там изначально. Поскольку число частиц в образце воды при последующих итерациях фильтрования не меняется, можно предположить, что размер этих частиц менее размера пор фильтра, т.е. менее 450 нм. Для фильтра 0,20 мкм получены схожие результаты, но рост концентрации происходит лишь на полпорядка, а не на порядок, как для фильтра 0,45 мкм.

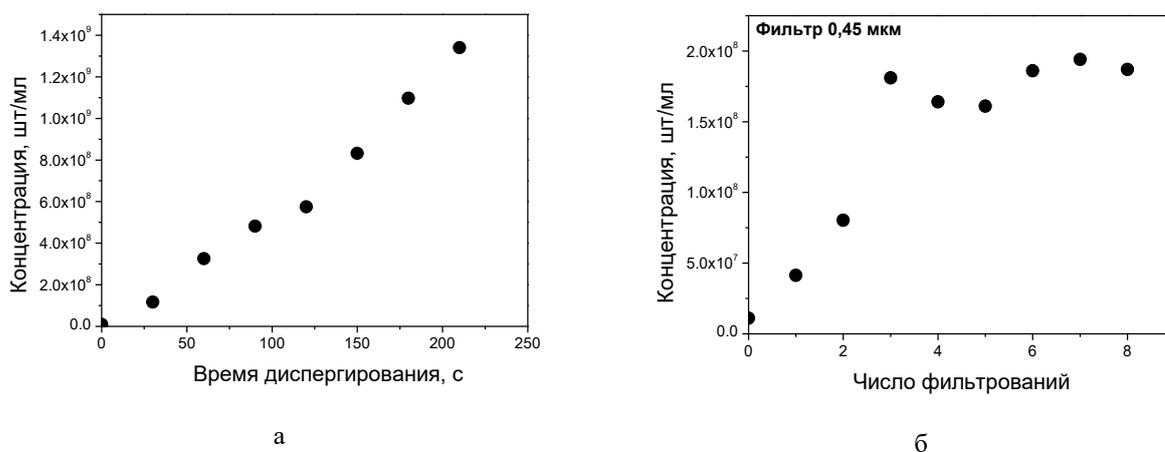


Рис. 2. Зависимость концентрации наноразмерных частиц в воде:
а – при многократном ультразвуковом диспергировании;
б – при нескольких циклах фильтрования через шприцевой фильтр

Выводы

Показано, что при использовании УЗ диспергирования и фильтрования образцов в процессе пробоподготовки в образцы неконтролируемо попадают наноразмерные частицы. Сделана оценка концентрации такого рода частиц.

Применение метода ультрамикроскопии позволяет в лабораторных условиях улучшить контроль чистоты жидких сред при приготовлении образцов.

Литература

1. NanoParticle Counter (NP Counter) – измеритель концентрации наночастиц в жидких средах. URL: <http://npcounter.ru/> (дата обращения: 01.09.2024).
2. *Ivanova D.D., Gorbachevskii M.V., Novikov A.A., Kuryakov V.N.* The formation of nanoparticles in the process of ultrasonication of the pure water // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 921. P. 012010. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012010>
3. *de Carvalho-Guimarães F.B., Correa K.L., de Souza T.P.* et al. A review of pickering emulsions: Perspectives and applications // *Pharmaceuticals*. 2022. Vol. 15, No. 11. P. 1413. <https://doi.org/10.3390/ph15111413>

Исследование влияния технологии пароциклической закачки пара и растворителя на углеводородный состав битуминозной нефти

Жук А.М.*, **Кузьмина Е.В.****, **Нагриманов Д.С.**, **Вафин И.Л.**, **Саяхов В.А.*****

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,

РФ, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, зд. 210

*zet.099@yandex.ru, **elizaveta.kuzmina.0303@bk.ru, ***sayakhoff@mail.ru

Ключевые слова: битуминозная нефть, углеводородный состав нефти, хроматография, пароциклические скважины

В работе представлены результаты сравнительного анализа углеводородного (УВ) состава битуминозной нефти до и после применения технологии воздействия паром и композицией растворителя на скважинах. Анализ выполнен с использованием хроматографического метода исследования и методов математической статистики. На основе результатов исследований был сделан вывод о влиянии технологии пароциклической закачки пара и растворителя на изменение углеводородного состава добываемой битуминозной нефти и степень извлечения высокомолекулярных углеводородных компонентов в составе добываемой битуминозной нефти.

Месторождения битуминозной нефти, как правило, отличаются неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками и условиями залегания. Поэтому при добыче необходимо применять высокоэффективные, рентабельные технологии. Мировой опыт свидетельствует о технологической эффективности использования паротеплового метода добычи.

В процессе разработки залежей битуминозной нефти паротепловым методом происходят изменения состава и свойств нефти, что оказывает влияние на динамику приемистости и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при дальнейшем развитии освоения площади. Управление данными изменениями в конкретных геолого-технологических условиях является одной из главных задач развития тепловых методов добычи битуминозной нефти. Поэтому, при разработке или совершенствовании данных технологий должна быть выполнена также комплексная оценка влияния реализуемых методов воздействия на состав и свойства добываемой нефти.

Применение комплексных технологий теплового воздействия с использованием химических реагентов способно существенно повысить эффективность выработки запасов битуминозной нефти. Возникает необходимость в разработке или совершенствовании паротеплового метода добычи в соответствии с конечной целью: обеспечение рентабельной разработки без ухудшения качества нефти или достижение высокого коэффициента извлечения нефти [1].

С помощью газожидкостной хроматографии можно проводить качественный (определение числа компонентов смеси и их идентификация) и количественный (определение процентного массового содержания компонента в смеси, которое пропорционально площади пика) анализ углеводородных смесей.

Объектом исследования являются устьевые пробы битуминозной нефти скважины Ашальчинского месторождения до и после применения технологии пароциклической закачки

пара и растворителя. Исследование углеводородного состава пробы битуминозной нефти Ашальчинского месторождения выполнено с использованием хроматографического метода исследования. Подготовка пробы битуминозной нефти к исследованиям осуществлялась следующим образом: из пробы нефти, полученной в результате пробоподготовки, готовят три равновесных образца (для проведения параллельных исследований) путем разведения в виалах битуминозной нефти в количестве 0,1 г и растворителя (толуола) в соотношении 1:10. Виалы плотно закрывают и встряхивают до полного растворения битуминозной нефти в растворителе, определяемого визуально [2].

При проведении исследования использовался газожидкостной хроматограф Shimadzu GC-2010 Plus, позволяющий определить углеводородный состав анализируемого вещества. Обработку результатов производят с помощью программного обеспечения LabSolutions. Результаты измерений регистрируются в табличной форме, на основе которых строят гистограммы с распределением углеводородных компонентов по концентрации (рис. 1, 2). Согласно данным рис. 1, в углеводородном составе битуминозной нефти преобладает группа алканов C_{20} – C_{35} .

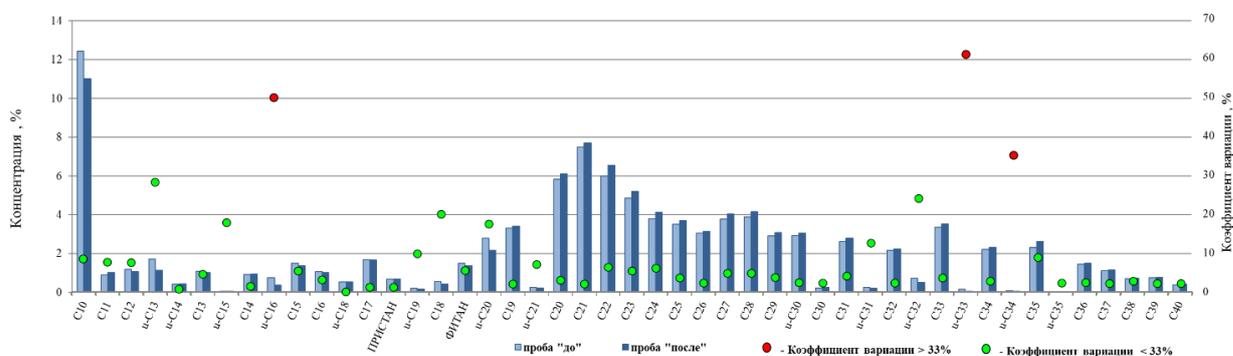


Рис. 1. Распределение компонентов по концентрации в углеводородном составе битуминозной нефти до и после применения технологии закачки пара и растворителя

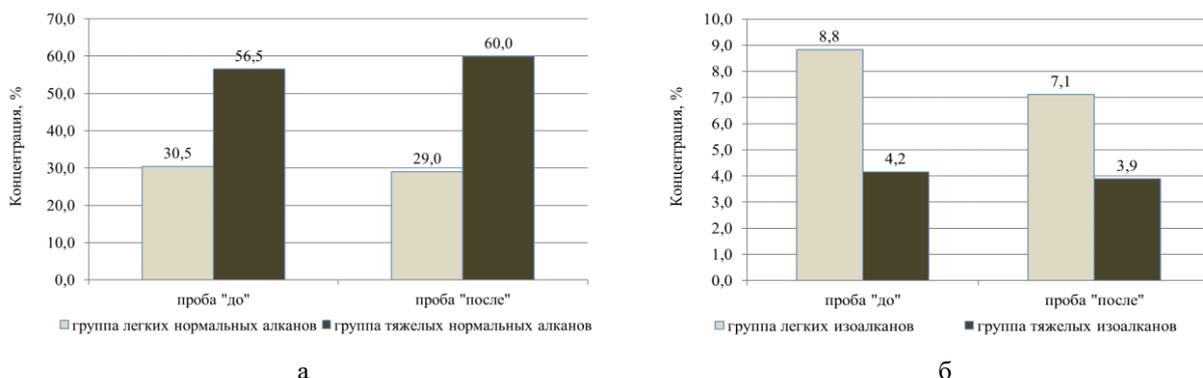


Рис. 2. Распределение концентраций групп легких и тяжелых компонентов углеводородного состава битуминозной нефти до и после применения технологии закачки пара и растворителя:
 а – нормальных алканов; б – изоалканов

В составе пробы битуминозной нефти после ее вытеснения растворителем и паром на 3,2% повысилась доля тяжелых нормальных алканов C_{21} – C_{40} в сравнении с пробой до воздействия. Среднее значение коэффициента вариации по концентрации углеводородных компонентов

в исследуемых пробах нефти составляет 25,73%, что позволяет считать полученную совокупность однородной.

По данным рис. 2 в углеводородном составе битуминозной нефти после ее совместного вытеснения растворителем и паром доля тяжелых алканов нормального строения возросла с 56,5% до 60%, а доля тяжелых алканов изостроения снизилась с 4,2% до 3,9%.

Для выявления преобладающих процессов, способствующих преобразованию углеводородного состава нефти, были рассчитаны соотношения содержаний в исследуемых пробах различных групп углеводородов (табл. 1). Рассчитывались следующие показатели углеводородного состава нефтей:

- B – соотношение легких и тяжелых изопреноидных углеводородов;
- D – соотношение тяжелых и легких углеводородов нормального строения;
- $\frac{\sum i}{\sum n}$ – общее соотношение содержания углеводородов нормального и изостроения;
- K_i – изопреноидный коэффициент;
- П/Ф – отношение пиков пристана и фитана.

Таблица 1. Результаты расчета показателей углеводородного состава битуминозной нефти до и после применения технологии закачки пара и растворителя

Показатель	Значения показателей	
	проба до воздействия	проба после воздействия
B	4,69	2,68
D	0,7	0,48
i/n	0,23	0,12
K_i	2,2	1,3
П/Ф	0,43	0,49

Согласно значению коэффициента B , характеризующего соотношение легких и тяжелых алканов изостроения, очевиден вывод о преобладании группы легких изоалканов $i-C_{13-21}$ над группой тяжелых $i-C_{30-35}$. По величине коэффициента D , характеризующего соотношение легких и тяжелых нормальных алканов, был сделан вывод о незначительном преобладании группы алканов C_{21-40} над группой алканов C_{10-20} . Поскольку значения коэффициента i/n меньше единицы, можно утверждать, что в исследуемых пробах битуминозной нефти содержание алканов нормального строения преобладает над содержанием алканов изостроения.

Известно, что различают четыре типа нефтей – A^1 , A^2 , B^1 , B^2 . Значения изопреноидного коэффициента K по исследуемой пробе нефти больше единицы, что позволяет отнести исследуемую битуминозную нефть к типу A^2 , который характеризуется высокими концентрациями изоалканов.

Отношение пристана и фитана (П/Ф) является одним из генетических показателей, несущих информацию об особенностях химического состава вещества. П/Ф по анализируемой пробе битуминозной нефти меньше единицы, следовательно, исследуемая битуминозная нефть относится к нефтям рассеянного органического вещества, генетически связанным с исходным органическим веществом, обогащенным фитопланктоном.

Следует отметить, что ранее полученные результаты исследования изменения углеводородного состава битуминозной нефти, вытесненной паром и растворителем

в лабораторных условиях, полностью сопоставимы с результатами исследования углеводородного состава битуминозной нефти, полученной после опробования технологии пароциклической закачки пара и растворителя в промышленных условиях на скважинах Ашальчинского месторождения: сравнительный анализ изменения углеводородного состава скважин до и после применения технологии воздействия показал, что соотношение легких и тяжелых УВ до воздействия в 2021–2022 гг. составило 53,7/46,3%, в 2022–2023 гг. – 48,3/51,7%, в 2023–2024 гг. – 39,3/60,7%; а соотношение легких и тяжелых УВ после воздействия, соответственно, – 49,9/50,1%; 42,1/57,9% и 36,1/63,9%.

Таким образом, результаты мониторинга изменения углеводородного состава битуминозных нефтей до и после применения технологии закачки пара и растворителя за последние 4 года [3–5] сопоставимы с результатами, описанными в данной работе. Во всех случаях отмечается повышение содержания тяжелых углеводородных компонентов в битуминозной нефти после совместного вытеснения нефти паром и растворителем. Сохранение или увеличение доли тяжелых компонентов в составе добываемой нефти после техногенного воздействия позволяет судить о минимизации риска выпадения асфальтенов и последующем ухудшении фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны и дебитов нефти.

Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о том, что разработанный и предложенный ранее к применению состав композиции растворителя, не оказывающий существенного влияния на коллоидную устойчивость нефти и обладающий высокой степенью диффузии и отмыва, позволяет достичь синергетического эффекта при циклической закачке в пласт совместно с паром и значительно увеличить степень извлечения тяжелых углеводородных компонентов битуминозной нефти, предотвращая, тем самым, их осаждение в пластовой системе.

Литература

1. *Саяхов В.А.* К вопросу совершенствования технологии добычи сверхвязкой нефти // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2019. Т. 18. С. 33–37.
2. *Саяхов В.А.* К вопросу типизации битуминозной нефти на основе хроматографических методов исследования // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С. 79–83.
3. *Хисамов Р.С., Захарова Е.Ф., Гумерова Д.М., Саяхов В.А.* Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 10. С. 68–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-68-71>
4. *Хисамов Р.С., Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т.* и др. Сравнительный анализ неоднородности состава и свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения на основе экспериментальных исследований // Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 48–52. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-10-48-52>
5. *Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Саяхов В.А.* Исследование влияния паротеплового и химического методов воздействия на углеводородный состав битуминозной нефти // Нефтяная провинция. 2019. № 4. С. 261–274. <https://doi.org/10.25689/NP.2019.4.261-274>

Применение методов математического моделирования в задаче определения параметра пористости карбонатных пород-коллекторов

Ильченко И.С.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва,
Ленинские горы, д. 1
ilchenko.is20@physics.msu.ru

Ключевые слова: карбонатные породы-коллекторы, вычислительный эксперимент, параметр пористости

В настоящее время примерно половина запасов нефти содержится в карбонатных породах-коллекторах [1]. Запасы нефти в таких породах считают трудноизвлекаемыми. Карбонатные породы-коллекторы часто обладают высокой пространственной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств, а также могут обладать значительной каверновой пустотностью, т. е. нефть в породе содержится в сравнительно крупных полостях сложной формы [1]. Эти и другие факторы затрудняют разработку месторождений нефти с карбонатным коллектором [2], а также делают неприменимыми некоторые опробованные на традиционных породах-коллекторах методы определения физических параметров пород [3, 4]. В частности, проблемы возникают при интерпретации результатов геофизических исследований скважин, в которых измеряется электрическая проводимость пород вдоль скважины, а затем оценивается насыщенность породы водой и нефтью.

В связи с этим актуальной становится задача разработки комплексной методики, которая позволила бы определить проводящие свойства карбонатных пород-коллекторов с высокой точностью. Одним из подходов к решению этой задачи является сочетание возможностей вычислительного и физического экспериментов.

Определение в вычислительном эксперименте электропроводности насыщенной проводящим флюидом карбонатной породы-коллектора сводится к следующему. Численно решают краевую задачу, описывающую течение в породе стационарного электрического тока [5]. Рассмотрим образец породы в форме прямоугольного параллелепипеда, ребра которого имеют длины L_x , L_y и L_z . Предположим, что пустотное пространство породы (поры, каверны, трещины) заполняет проводящий флюид. Скелет породы считают непроводящим. Если к такому образцу приложить разность потенциалов $(\varphi_{in} - \varphi_{out})$, то внутри образца перераспределится электрический потенциал и через образец потечет ток. Чтобы оценить распределение электрического потенциала внутри породы, требуется решить краевую задачу (1) для уравнения Лапласа:

$$\begin{cases} \Delta\varphi = 0, & \varphi(x, y, z), & (x, y, z) \in D_{cond}, \\ \varphi(x = 0, y, z) = \varphi_{in}, & \varphi(x = L_x, y, z) = \varphi_{out}, \\ \varphi(x, y = 0, z) = \varphi_{out}, & \varphi(x, y = L_y, z) = \varphi_{out}, \\ \varphi(x, y, z = 0) = \varphi_{out}, & \varphi(x, y, z = L_z) = \varphi_{out}, \end{cases} \quad (1)$$

где D_{cond} обозначает область пустотного пространства образца, занятую проводящим флюидом.

Информацию о внутренней структуре образца и его пустотном пространстве получают из томографических изображений. Для сопоставления результатов вычислительного и физического экспериментов при обработке данных томографии учитываются только внутренние каверны. Используемые в настоящей работе данные о структуре пустотного пространства образца карбонатной породы-коллектора представлены на рис. 1.

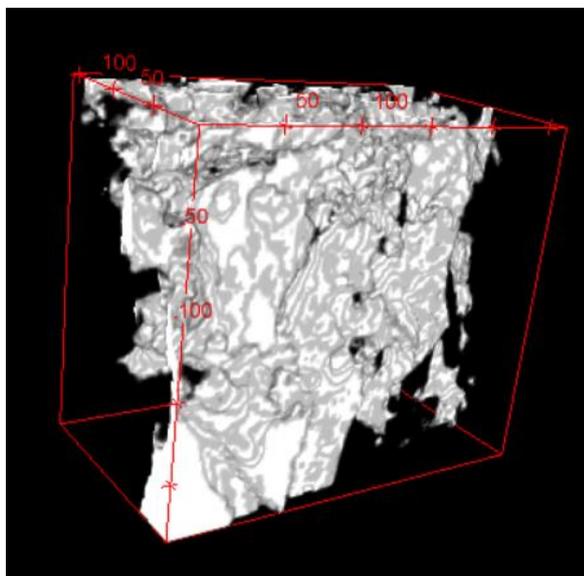


Рис. 1. Томографическое изображение пустотного пространства образца карбонатной породы-коллектора

Для решения краевой задачи (1) в настоящей работе используется метод установления [6], где стационарное уравнение сводится к нестационарному, а решения нестационарного уравнения со временем стремятся к искомому решению. Для построения численных решений рассматриваемых уравнений автором настоящей работы была написана серия программ на языках Python, C/C++ и использовалась технология Nvidia CUDA для ускорения расчетов.

Также в рамках настоящей работы проводились физические эксперименты по определению проводящих свойств образцов керна карбонатных пород, в том числе параметра пористости. Образец был заранее подготовлен для проведения измерений: для избежания вытекания флюида и возможности измерить электропроводящие параметры образца был собран специальный кожух, представленный на рис. 2.

Сравнение результатов численного эксперимента с данными физического эксперимента позволило оценить эффективность разработанной методики определения проводящих свойств пород-коллекторов.

Главными результатами обоих типов экспериментов стали рассчитанные значения параметра пористости, приведенные в табл. 1.

Таблица 1. Результаты расчетов параметра пористости в вычислительном и физическом экспериментах

Вычислительный эксперимент	Физический эксперимент
24,8±0,9	23,5±0,6

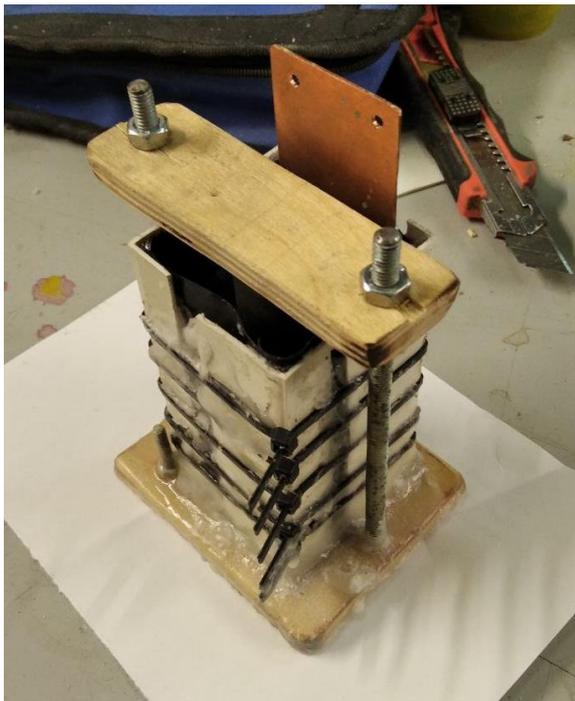


Рис. 2. Кожух с исследуемым образцом

Полученные значения сходятся в пределах погрешности. К тому же они укладываются в диапазоны реальных значений параметра пористости для известных месторождений [7].

Таким образом, предложенная методика может стать полезным и эффективным способом исследования проводящих свойств карбонатных пород-коллекторов.

Литература

1. *Burchette T.* Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry // Geological Society, London, Special Publications. 2012. Vol. 370, No. 1. P. 17–37. <https://doi.org/10.1144/SP370.14>
2. *Wang D., Sun J.* Oil recovery for fractured-vuggy carbonate reservoirs by cyclic water huff and puff: performance analysis and prediction // Scientific Reports. 2019. Vol. 9. P. 15231. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-51807-4>
3. *Ramamoorthy R., Ramakrishnan T., Dasgupta S., Raina I.* Towards a petrophysically consistent implementation of Archie's equation for heterogeneous carbonate rocks // Petrophysics. 2020. Vol. 61, No. 5. P. 450–472. <https://doi.org/10.30632/PJV61N5-2020a4>
4. *Soleymanzadeh A., Jamialahmadi M., Helalizadeh A., Soulgani B.* A new technique for electrical rock typing and estimation of cementation factor in carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 166. P. 381–388. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.045>
5. Avizo Software: User's Guide, 2019. URL: <https://assets.thermofisher.com/TFS-Assets/MSD/Product-Guides/users-guide-avizo-software-2019.pdf> (дата обращения: 24.07.2024).
6. *Räss L., Utkin I., Duretz T.* et al. Assessing the robustness and scalability of the accelerated pseudo-transient method // Geoscientific Model Development. 2022. Vol. 15, No. 14. P. 5757–5786. <https://doi.org/10.5194/gmd-15-5757-2022>
7. *Микаэлян Ш.С.* Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости // Геология нефти и газа. 1959. № 7. С. 39–44.

Расчет фазовых равновесий бинарных смесей углеводородов с использованием кубических уравнений состояния

Коваленко А.С.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва,
Ленинские горы, д. 1
kovalenko.artiom7@gmail.com

Ключевые слова: кубические уравнения состояния, коэффициент парного взаимодействия, алгоритм прямой минимизации энергии, уравнение Пенга–Робинсона, уравнение Соаве–Редлиха–Квонга

Для математического моделирования парожидкостного равновесия многокомпонентных, в том числе бинарных смесей углеводородов все чаще используют единые уравнения состояния, описывающие свойства сосуществующих равновесных фаз. Это удобно, так как уравнения состояния содержат в себе максимальную информацию о системе в компактной аналитической форме.

Актуальность работы обусловлена существованием различных уравнений состояния и их модификаций. Поэтому интерес представляет сопоставление предсказательной способности этих уравнений состояния, для того чтобы выделить их преимущества при расчете физических свойств смесей углеводородов. В работе используются уравнение Пенга–Робинсона (ПР) и его модификация, уравнение Соаве–Редлиха–Квонга (СРК). Полученные результаты сравниваются с предыдущим исследованием [1].

Исходя из того, что работа проводилась с бинарными смесями, необходимо понимать, каким образом уравнения состояния можно применить именно к смеси. Поэтому требуется полагаться на принцип соответственных состояний, которому подчиняются использованные уравнения состояния, так как они имеют ван-дер-ваальсовский тип. Для вычисления коэффициентов уравнения состояния смеси используют правила смешения, но с целью повышения точности расчетов и уточнения влияния парного взаимодействия молекул компонентов в этой смеси вводят коэффициент парного взаимодействия (КПВ) [2]. В настоящей работе изучается модификация уравнения состояния ПР, в которой КПВ имеет температурную зависимость.

Данная модель была рассмотрена в работе [3], в которой было предложено ввести КПВ, зависящий от температуры. Кроме того, КПВ зависит от коэффициентов уравнения состояния каждого чистого вещества, входящего в бинарную смесь, и от параметров группового взаимодействия. Все необходимые для расчета параметры были взяты из приложенной к статье [3] базы данных, в которой также содержатся экспериментальные данные, с которыми проводилось сравнение при расчетах.

В работе при оценке составов жидкой и газовой фаз двухкомпонентных смесей углеводородов, находящихся в состоянии парожидкостного равновесия, используется алгоритм прямой минимизации энергии многокомпонентной системы [4]. Суть данного алгоритма заключается в отыскании минимума энергии Гиббса системы, которая находится при постоянной температуре и заданном давлении. Преимущество данного метода заключается

в том, что поставленная нелинейная задача минимизации энергии системы сводится к задаче линейного программирования. Расчеты с помощью различных уравнений состояния упрощаются, а в околкритической области демонстрируются хорошие вычислительные характеристики. Блок-схема используемого метода представлена на рис. 1.



Рис. 1. Блок-схема метода прямой минимизации энергии Гиббса системы

Физические параметры были рассчитаны для четырех бинарных смесей углеводородов: метан и пропан, метан и *n*-гептан, метан и *n*-декан, пропан и изопентан. Изучены температурные зависимости среднего относительного отклонения предсказанных значений состава жидкой и газовой фаз от соответствующих экспериментальных данных. Проведены сравнения предсказательной способности использованных при расчетах уравнений состояния. Некоторые результаты оценки молярных долей метана в жидкой и газовой фазе в смеси метан и *n*-гептан приведены в табл. 1.

Таблица 1. Оценки состава жидкой и газовой фаз смеси метан и *n*-гептан

Давление, МПа	T = 255,37 К		T = 310,93 К	
	Молярная доля метана в составе жидкой фазы	Молярная доля метана в составе газовой фазы	Молярная доля метана в составе жидкой фазы	Молярная доля метана в составе газовой фазы
1	2	3	4	5
1,379	0,0901 ± 0,0003 (эксп.)	0,999 ± 0,003 (эксп.)	0,0640 ± 0,0002 (эксп.)	0,987 ± 0,003 (эксп.)
	0,093 (мод. ПР)	0,999 (мод. ПР)	0,066 (мод. ПР)	0,989 (мод. ПР)
	0,056 (ПР)	0,999 (ПР)	0,044 (ПР)	0,989 (ПР)
	0,056 (СРК)	0,999 (СРК)	0,045 (СРК)	0,99 (СРК)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
12,066	0,557 ± 0,002 (эксп.)	0,996 ± 0,003 (эксп.)	0,4470 ± 0,0013 (эксп.)	0,985 ± 0,003 (эксп.)
	0,565 (мод. ПР)	0,995 (мод. ПР)	0,463 (мод. ПР)	0,987 (мод. ПР)
	0,333 (ПР)	0,997 (ПР)	0,31 (ПР)	0,99 (ПР)
	0,339 (СРК)	0,997 (СРК)	0,317 (СРК)	0,991 (СРК)
17,237	0,7183 ± 0,0022 (эксп.)	0,985 ± 0,003 (эксп.)	0,5905 ± 0,0002 (эксп.)	0,969 ± 0,003 (эксп.)
	0,698 (мод. ПР)	0,981 (мод. ПР)	0,604 (мод. ПР)	0,974 (мод. ПР)
	0,398 (ПР)	0,993 (ПР)	0,401 (ПР)	0,985 (ПР)
	0,407 (СРК)	0,994 (СРК)	0,412 (СРК)	0,317 (СРК)

Как следует из табл. 1, модифицированное уравнение состояния ПР при заданных условиях демонстрирует лучшую предсказательную способность, по сравнению с традиционным уравнением ПР и уравнением СРК.

Таким образом, при помощи метода прямой минимизации энергии Гиббса произведены оценки состава жидкой и газовой фаз бинарных смесей, находящихся в парожидкостном равновесии, и в дальнейшем проведено сопоставление предсказательной способности уравнения состояния ПР и его модификации, уравнения состояния СРК. Для смесей, содержащих тяжелые углеводороды (*n*-гептан или *n*-декан) модифицированное уравнение ПР с большей точностью предсказывает значения, чем его традиционная форма ПР и уравнение СРК. Средние относительные отклонения составов газовой и жидкой фаз составляют 2% и 6% для метан-*n*-декановой смеси и 1% и 6% для метан-*n*-гептановой смеси соответственно. То есть в случае, когда смесь содержит в себе тяжелый углеводород, лучше использовать модифицированное уравнение ПР, для того чтобы получить более точные результаты. При расчетах для смесей из легких углеводородов (метан и пропан) модифицированное уравнение ПР при некоторых значениях температуры и давления может предсказывать значения с большей точностью. Но, в целом, по результатам прошлого исследования [1] при расчете физических свойств смеси из легких углеводородов можно положиться на любое из уравнений: ПР, модифицированное ПР и СРК. В этом случае с целью экономии вычислительных ресурсов выгоднее использовать традиционные уравнения состояния и не прибегать к сложным расчетам, которые предполагает КПВ с температурной зависимостью. Следовательно, исходя из результатов настоящей работы можно сделать вывод о применимости модификации уравнения ПР для исследований смесей, содержащих тяжелые углеводороды.

Литература

1. Коваленко А.С. Численное моделирование парожидкостных равновесий бинарных смесей углеводородов с использованием кубических уравнений состояния // Ломоносов–2024: Сб. тезисов докладов XXXI Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых по фундаментальным наукам. Секция «Физика». Подсекция «Геофизика». М.: Физический факультет МГУ, 2024. С. 197–198.

2. *Zudkevitch D., Joffe J.* Correlation and prediction of vapor-liquid equilibria with the Redlich-Kwong equation of state // *AIChE Journal*. 1970. Vol. 16, No. 1. P. 112–119. <https://doi.org/10.1002/aic.690160122>
3. *Jaubert J.-N., Le Guennec Y., Piña-Martinez A.* et al. A benchmark database containing binary-system-high-quality-certified data for cross-comparing thermodynamic models and assessing their accuracy // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2020. Vol. 59, No. 33. P. 14981–15027. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c01734>
4. *Исаева А.В., Доброжанский В.А., Хакимова Л.А., Подлачиков Ю.Ю.* Численное моделирование фазовых равновесий многокомпонентных углеводородных систем с помощью прямой минимизации энергии // *Газовая промышленность*. 2021. №2 (812). С. 20–29.

Сравнение преобразования керогена и изменения состава флюидов в породах баженовской свиты при гидротермальном прогреве образцов породы из Среднеобской зоны Западной Сибири

Костышина М.О.*, Ведищева О.Н., Григоренко Т.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А., Савостин Г.Г., Тихонова М.С.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

*kostyshina99@mail.ru

Ключевые слова: гидропиролиз, катагенез, биомаркеры, баженовская свита

Актуальность работы обусловлена тем, что с помощью лабораторного моделирования можно изучить преобразование органического вещества (ОВ), в том числе связанное с гидротермальными процессами в пласте, что будет определять нефтегазоносность и перспективы добычи нефти как из традиционных, так и из нетрадиционных коллекторов на территории Западной Сибири.

Основная нефтематеринская толща (НМТ) Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна представлена баженовскими отложениями и обладает разной катагенетической зрелостью ОВ по территории на одинаковой глубине залегания, что противоречит классической теории литогенеза, когда на одинаковом расстоянии от фундамента при схожем составе пород прослеживается одинаковый тепловой поток. Одним из ряда факторов, влияющих на прогрев толщ, является гидротермальная проработка пластов. Данная концепция была рассмотрена в работах [1, 2], где отсутствие прямой корреляции глубины залегания со степенью катагенеза органического вещества (неравномерная катагенетическая преобразованность) связывается с влиянием гидротермально-метасоматических растворов. В таких исследованиях достаточно подробно описаны признаки гидротермальных систем, их влияние на минерализацию (замещение пород) и поровое пространство, а также представлены принципиальные модели. Для моделирования преобразования органического вещества как в России, так и за рубежом ставятся многочисленные эксперименты по температурному воздействию на породы в присутствии воды – гидропиролизу [3, 4]. Оценить преобразованность ОВ и состав генерируемых продуктов в результате прогрева можно при помощи методов пиролиза и хромато-масс-спектрометрии, на основе результатов которой выполняется биомаркерный анализ. Первый метод позволяет оценить изменение керогена, второй – изменение продуктов генерации. Целью данной работы было изучение преобразования незрелого и зрелого образцов баженовской свиты (БС) и анализ изменения характеристик керогена и состава углеводородных соединений (УВС) для понимания, как протекают процессы в случае гидротермальной проработки пород.

Для исследований были выбраны 2 скважины из центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, тектонически приуроченные к Мамонтовскому валу и расположенные в 30 км друг от друга, откуда было отобрано 2 образца керна нефтематеринских пород наиболее органонасыщенной 4-ой пачки баженовской свиты [5], по литологическому составу относящиеся к керогеново-глинисто-кремнистым породам. Органическое вещество II-го типа (более 20% масс)

находится на разных стадиях преобразованности: в первом образце зрелость достигает всего лишь начала «нефтяного окна» (протокатагенез 3 – ПК3), а во втором – середины «нефтяного окна» (мезокатагенез 2 – МК2). Образцы обладают высокими значениями генерационного потенциала керогена (параметр S2 203 мг и 82 мг УВ/г породы в образцах № 1 и № 2, соответственно), что позволяет получить достаточное количество продуктов для изучения преобразования.

В ходе выполнения работ были использованы следующие методы: 1) гидропиролиз, 2) пиролиз методом Rock-Eval, 3) горячая ступенчатая экстракция, 4) SARA анализ, 5) хромато-масс спектрометрия (ХМС). Схема проведения эксперимента представлена на рис. 1. Так изучаемые образцы № 1 и № 2 были распилены на одинаковые фрагменты массой 1–2 грамма каждый и помещены в два автоклава с дистиллированной водой. Автоклавы в дальнейшем нагревались в печи до температуры 350 °С, выдерживались в течение трех часов, после чего охлаждались до комнатной температуры: из них отбирали жидкие УВ флюиды и кусочек породы. Оставшиеся куски породы подвергались дальнейшему термическому воздействию. В результате количество стадий эксперимента составило 16 часов, а общее время теплового воздействия равнялось 48 часов. Выход углеводородов нефтяных фракций определялся весовым методом после удаления растворителя. Каждый из отобранных кусочков отдельно экстрагировался со сбором экстракта в аппарате Сокслета последовательно гексаном, затем хлороформом. Все экстракты были разделены на группы и исследованы на газовом хроматографе Agilent 8890В с масс-селективным детектором 5977В, после чего был проведен биомаркерный анализ для характеристики и сравнения УВС на разных стадиях гидротермального преобразования керогена. До и после экстракции проводились пиролитические исследования породы на приборе HAWK Resource Workstation для определения преобразованности ОВ. В рамках данной работы используются следующие термины: синтетическая нефть (сн) – легкие УВС, которые в результате эксперимента оказываются над поверхностью воды, гексановые экстракты (гекс экс) – извлеченные путем экстракции гексаном легкие УВС, сохранившиеся в поровом пространстве, хлороформенные экстракты (хл экс) – извлеченные путем экстракции полярным органическим растворителем хлороформом более тяжелые и менее подвижные УВС.

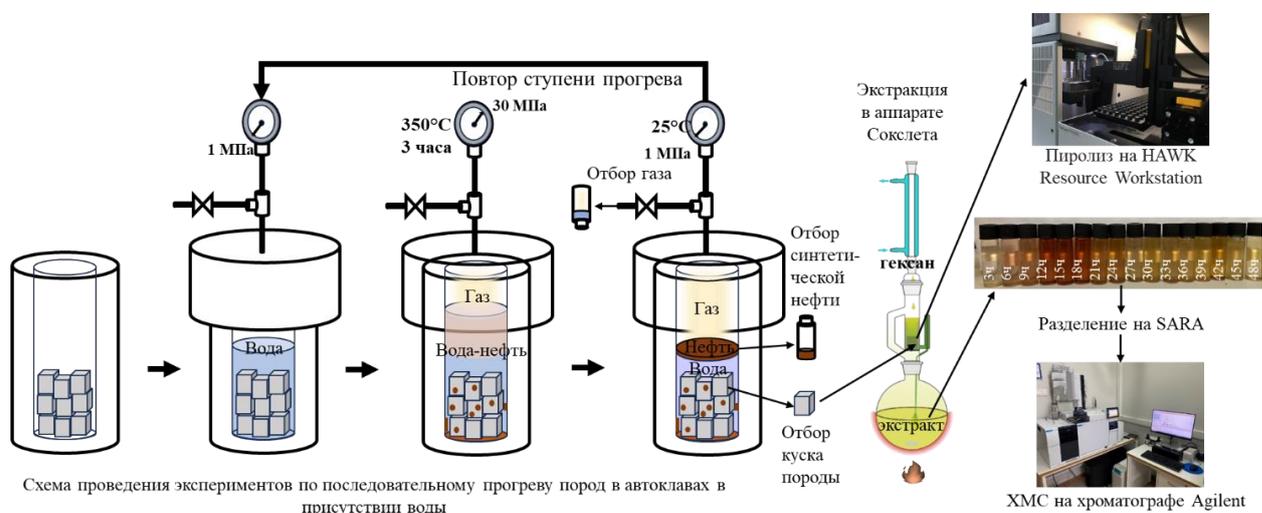


Рис. 1. Схема проведения эксперимента

Для оценки степени зрелости по пиролитическим параметрам наиболее часто используются параметры T_{max} и HI , а также индекс реализации генерационного потенциала – TR . $TR = (HI_0 - HI) / HI_0 \times 100\%$, где HI_0 – водородный индекс непреобразованного ОБ, принятый равным 715 мг УВ/г ТОС [5], полученный на основании аналитических данных; HI – водородный индекс, измеренный в процессе пиролиза после экстракции. Сопоставление градаций катагенеза и TR : ПКЗ < 10%, МК1 ≈ 10–35%, МК2 ≈ 35–65%, МК3 ≈ 65–85, МК4 > 85%. По результатам исследований образец № 1 достигает градаций МК1 через 6 часов прогрева, МК2 (исходной зрелости образца № 2) – через 18 часов и МК3 – через 33 часа, в то время как зрелость образца № 2 возрастает до МК3 через 12 часов и достигает МК4 через 30 часов. Установлено, что по мере эксперимента количество S_0 и S_1 уменьшается от 12,3 мг УВ/г породы в исходном образце до 0,4 мг УВ/г породы после 48-го часа прогрева для скважины 1 и от 9,2 до 0,6 мг УВ/г, соответственно, для скважины 2. Генерационный потенциал керогена (S_2 после экстракции) также уменьшается в ходе гидропиролиза от 169,1 до 34,2 мг УВ/г породы в скважине 1 и от 61,8 до 8,7 мг УВ/г породы в скважине 2, что говорит его о существенной, но не полной реализации в обоих случаях. Содержание ТОС снижается по мере прогрева для обоих образцов неравномерно. Параметр T_{max} для обоих образцов закономерно растет по мере прогрева при учете погрешности измерения около 2–3 °С. Водородный индекс, наоборот, снижается с увеличением катагенеза для образца № 1 от 725 до 369 мг УВ/г ТОС, а в образце № 2 – от 502 до 75 мг УВ/г ТОС. Таким образом, эксперимент показывает, что генерационный потенциал реализуется, уменьшается количество керогена, понижается водородный индекс и повышается T_{max} : идет преобразование образца № 1 от ПКЗ до МК3 и образца № 2 от МК2 до МК4.

Биомаркерный анализ применяется для характеристики УВС. Для оценки катагенетической зрелости ОБ для баженовской свиты используется отношение метилдибензотиофенов 4MDBT/1MDBT и метилфенантеновый индекс MPI. В классическом подходе с ростом давления и температуры происходит перегруппировка метильных групп от атома С-1 к атому С-4, поэтому соотношение 4/1-MDBT коррелируется с показателем отражения витринита (R_o). $T_{max} = 5 \times (4/1MDBT) + 423$ (°С), $R_o = 0,07 \times (4/1MDBT) + 0,52$ (%) [6]. Комплекс исследований, проведенный в МГУ, показал, что для образцов баженовской свиты, находящихся на стадии МК1, по данным пиролиза и отражательной способности битуминита значение 4MDBT/1MDBT в экстрактах составляет около 2. В отличие от этого, по результатам проведенного эксперимента, представленного на рис. 2а, параметры на протяжении длительного времени не меняются: при изменении индекса TR значение по метилдибензотиофенам сохраняется. При сопоставлении зрелости пород БС по пиролизу (TR) и биомаркерным параметрам полученные битумоиды менее преобразованы, чем их материнские породы. Для образца № 1 значение параметра 4MDBT/1MDBT остается постоянным для всех видов битумоидов, в то время как для образца № 2 в синтетических нефтях и хлороформенных экстрактах наблюдается резкое повышение отношения для некоторых часов прогрева после 85% TR , что может говорить о более существенном преобразовании керогена (начало новой стадии генерации) либо изменении состава флюидов. Значения метилфенантенового индекса MPI рассчитывают по соотношениям фенантена (P) и его метильных гомологов (MP). 1MP и 9MP – неустойчивы и переходят в 2MP и 3MP изомеры, $MPI-1 = 1,5 (2MP + 3MP) / (Phen\ 1MP + 9MP)$, то есть в классическом понимании индекс увеличивается с глубиной [6]. Однако, как и в случае с 4MDBT/1MDBT, параметр MPI-1 начинает значительно повышаться только после значений 60% и 80% TR (рис. 2б).

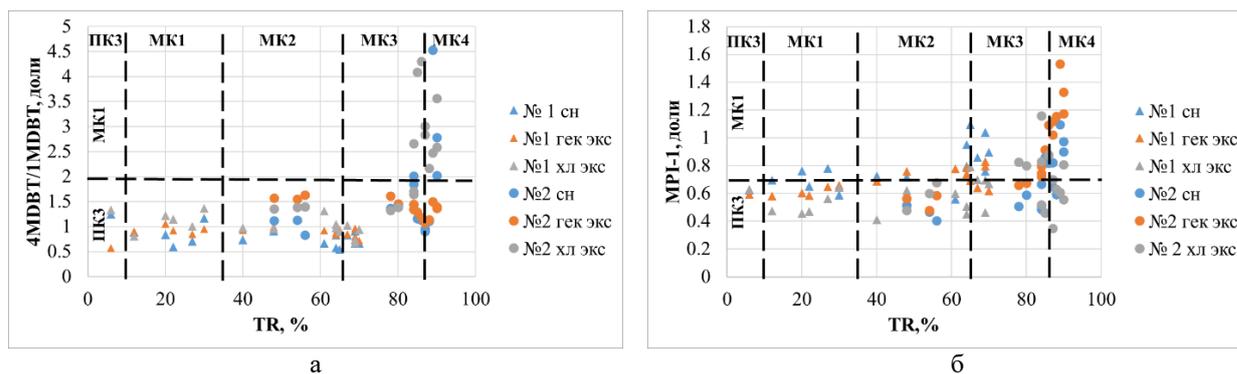


Рис. 2. Биомаркерные параметры зрелости:

а – метилфенантроновый индекс MPI-1; б – отношение метилдибензотиофенов 4MDBT/1MDBT

Таким образом, по результатам пиролитических исследований преобразование ОВ идет согласно теоретическим представлениям – индекс преобразованности органического вещества возрастает. По результатам биомаркерного анализа синтетические нефти и экстракты характеризуют материнское ОВ как незрелое (ПК3-МК1), тогда как преобразованность НМТ по пиролизу достигает стадий МК2-3. Причина может заключаться в высоких температурах, приводящих к резким изменениям в керогене, не отражающимся при этом на составе флюидов. Поэтому важно понимать, что в случае гидротермальной проработки пластов оценивать зрелость ОВ только по биомаркерным параметрам может быть некорректно, а состав флюидов будет разным при анализе УВ из коллекторов, насыщенных в результате гидротермальной проработки НМТ.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда, проект № 24-13-00197.

Литература

1. Карпова Е.В., Хотылев А.О., Мануилова Е.А. и др. Гидротермально-метасоматические системы как важнейший фактор формирования элементов нефтегазозносного комплекса в баженовско-абалакских отложениях // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 142–151. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.14>
2. Латыпова М.Р., Прокофьев В.Ю., Балушкина Н.С. и др. Выявление гидротермальных низкотемпературных процессов в баженовско-абалакском комплексе по группе геохимических индикаторов прогрева // XXV НПК Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Ханты-Мансийск: Югорский государственный университет, 2022. С. 180–187.
3. Lewan M.D. Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation // Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A: Mathematical and Physical Sciences. 1985. Vol. 315, No. 1531. P. 123–134. <https://doi.org/10.1098/rsta.1985.0033>
4. Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Иванова Д.А. и др. Экспериментальные данные по изучению кинетики преобразования органического вещества в образце баженовской сланцевой формации Западной Сибири // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2023. № 5. С. 96–104. <https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-5-96-104>
5. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазозносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: М., 2016. 22 с.
6. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Vol. 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2005. 681 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>

Оценка представительности керна терригенных осадочных пород для определения сохраненной водонасыщенности

Кулиев Э.А.^{1,2*}, Федорева М.А.^{1}**

1 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

2 – Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38

*eakuliev@tnnc.rosneft.ru, **mafedoreeva@tnnc.rosneft.ru

Актуальность работы обусловлена тем, что достоверность литолого-петрофизических исследований во многом определяется качеством отобранного керна материала [1–3]. Качество керна определяет его пригодность к стандартным и специальным лабораторным исследованиям. Своевременная оценка качества керна позволит предотвратить получение некондиционных результатов оценки петрофизических параметров, а также может привести к экономии денежных средств путем исключения из программы работ исследований с заведомо некондиционными результатами.

При отборе керна колонковыми бурильными головками возникает «профиль опережающего проникновения»: в интервалах коллекторов фильтрат бурового раствора (ФБР) проникает в горные породы, разбурываемые на забое, и в столбик керна, формируемый бурильной головкой [1].

Процесс контроля проникновения ФБР в керн осуществляется качественными и количественными методами как на буровой, так и в лаборатории. Определить проникновение ФБР возможно при сопоставлении результатов анализа фильтрата бурового раствора, пластовой и поровой вод по характерным маркерам. Данный способ довольно точный, однако требует относительно много времени и не предусматривает оценку проникновения ФБР в керн визуально. С развитием технологий отбора керна в фильтрат бурового раствора в процессе бурения стали добавлять специальный индикатор, который расширил возможности оценки качества керна.

На основе приведенных в табл. 1 методов авторами был выполнен комплексный анализ результатов исследований по одному из объектов Западной Сибири. Методы исследований в работе были разделены на основные и дополнительные.

Таблица 1. Сравнительная характеристика методов оценки проникновения фильтрата бурового раствора в поровое пространство керна

Методы	Физические основы контроля проникновения	Недостатки метода
1	2	3
Люминесцентно-битуминологический анализ (рис. 1)	Метод основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе	1. При низких концентрациях индикатора в буровом растворе подобное свечение будет неявным или даже может быть не зафиксировано. 2. Вклад в свечение «следа» может внести использование некачественного растворителя, которым также пропитывается фильтровальная бумага

Продолжение таблицы 1

1	2	3
Фотографии в ультрафиолетовом и дневном свете	Визуальная оценка проникновения при фотографировании распиленного керна в дневном и ультрафиолетовом освещении	Метод чувствителен к настройкам фотоаппарата и освещения
Изучение поровой воды	Метод основан на замещении индустриальным маслом флюида, находящегося первоначально в поровом пространстве образцов горной породы	Погрешности, связанные с измерением концентрации флуоресцеина от 0,001 до 0,1 мг/дм ³ , при концентрации рабочей пробы в 5 мг/л
Фотометрический метод	Измерение интенсивности флуоресценции щелочного раствора пробы с последующим автоматическим вычислением массовой концентрации флуоресцеина при помощи градуировочной характеристики (рис. 2)	Влияние химического состава фильтрата бурового раствора на точность метода
Контроль массы и сопротивления на буровой и в лаборатории (рис. 3)	Метод основан на сопоставлении массы и электрического сопротивления колонок керна, замеренных на буровой и в лаборатории. Постоянство значений этих параметров будет свидетельствовать о сохранении Кв, Кн и смачиваемости (см. рис. 3)	1. В процессе герметизации, транспортировки керна, извлечения из тубусов возможна потеря массы твердой фазы. 2. На результаты может повлиять время транспортировки

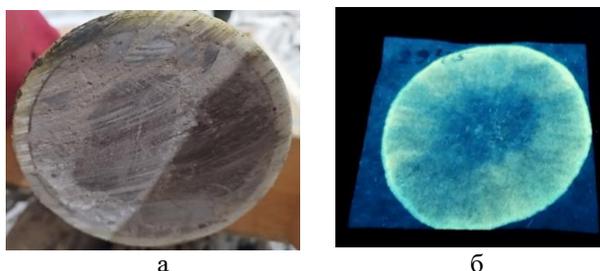


Рис. 1. Фотография торца колонки керна (а) и результат люминесцентно-битуминологического анализа, по которым фиксируется проникновением фильтрата бурового раствора (б) [4]

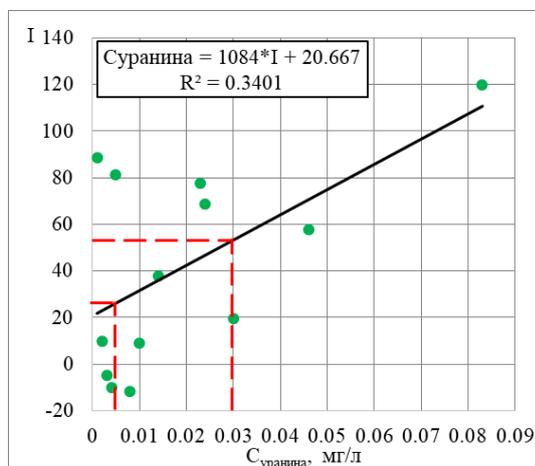


Рис. 2. Сопоставление значений концентрации уранина, определенного флуориметрическим методом, и относительного параметра I, определенного на основе цифровой обработки фотографий полноразмерного керна-[4]

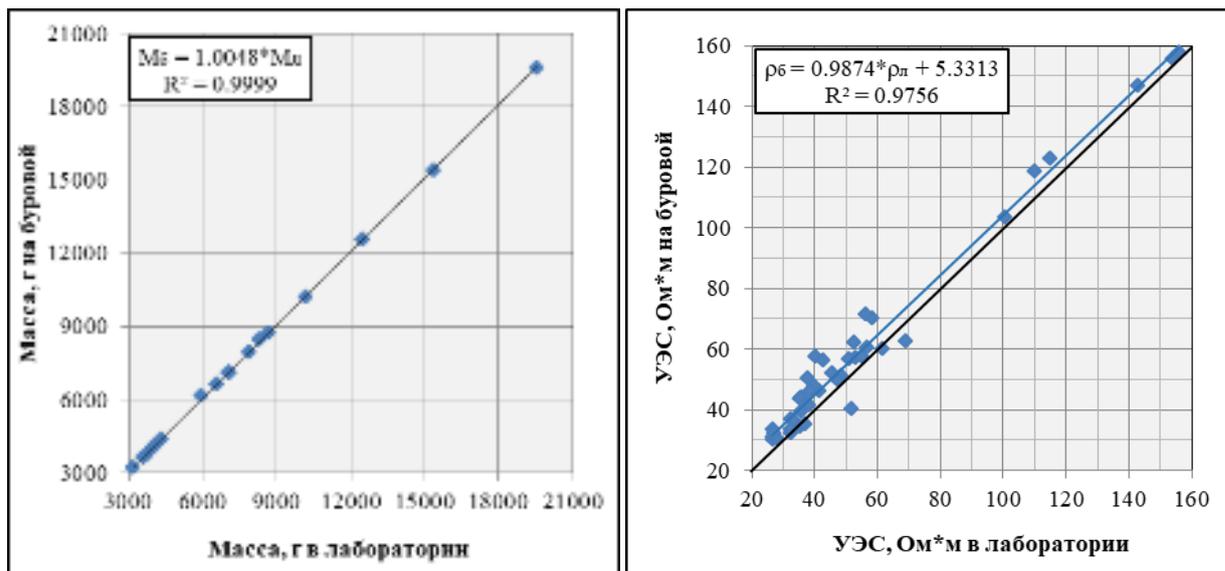


Рис. 3. Сопоставление массы и удельного электрического сопротивления колонок керна, замеренных на буровой и в лаборатории с разницей в 30 дней

Ввиду того, что каждый из методов имеет свои преимущества и ограничения, необходим комплексный анализ для получения достоверных результатов. Приведенные методы оценки проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы определяют пригодность керна к лабораторным исследованиям.

Отбор образцов для изучения сохраненной водонасыщенности производится на основе первичных данных (выпоты нефти, сильный запах УВ, свечение в ультрафиолетовом свете), при этом необходимо обеспечить равномерный охват всего нефтенасыщенного интервала по глубине. Интервал с керном должен быть максимально однородным. Контроль точности результатов измерений остаточной водонасыщенности происходит сопоставлением значений, полученных из парафинов и тубусов (рис. 4). При правильных условиях изготовления, транспортировки и исследования образцов, выбуренных из парафинов, остаточная водонасыщенность в них будет ниже, чем из тубусов.

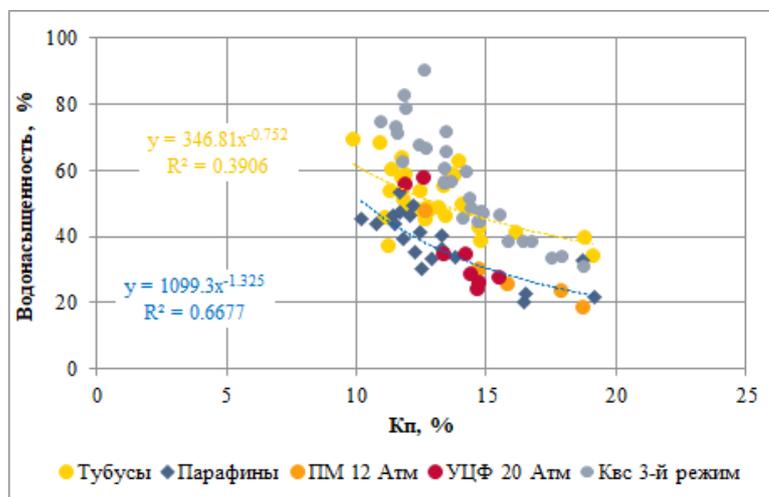


Рис. 4. Сопоставление пористости с сохраненной водонасыщенностью для образцов, изготовленных из парафинированных кусков и керна в тубусах; терригенные отложения (шифр – место отбора) [4]

Выводы

Приведенные методы оценки проникновения технологической жидкости в поровое пространство породы определяют пригодность керн к лабораторным исследованиям, направленным на оценку его флюидального состава и естественных свойств, в частности, при определении сохраненной водонасыщенности на изолированном керне.

Ввиду того, что каждый из методов имеет свои преимущества и ограничения, для получения достоверных результатов рекомендуется проводить анализ проникновения ФБР в поровое пространство керн по предложенной комплексной методике.

Литература

1. Методическое руководство по отбору и анализу изолированного керн / ООО «НПП «СибБурМаш», ООО «НовТехСервис», ООО «НПЦ Тюменьгеофизика», ООО «Сибкор». Тюмень, 2022. 82 с.
2. Курбанов Я.М., Гильманов Я.И., Черемисина Н.А. Анализ изоляции керн в процессе его отбора. Проблемы и решения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. №5(377). С. 5–11.
3. Mamyashev V.G., Khairullin B.Yu., Mamyashev T.V. Informational capabilities of new technologies for coring and petrophysical studies of isolated core [Информационные возможности новых технологий отбора и петрофизических исследований изолированного керн] // 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process, Tyumen, Russia, 22–26 March 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202150080>
4. Кулиев Э.А., Федореева М.А. Методические подходы к оценке проникновения технологической жидкости в поровое пространство керн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 2. С. 155–173. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-2.art4>

Исследование фазового поведения водной наноразмерной дисперсии *n*-эйкозана методом динамического и статического рассеяния света

Курьяков В.Н.^{1*}, Мрачковская Д.А.^{1,2**}, Гудкова Е.Г.¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, РФ, 125047, г. Москва, пл. Миусская, д. 9

*vladimir.kuryakov@ipng.ru, **danamrachkovskaya@yandex.ru

Ключевые слова: фазовые переходы, наночастицы, парафины, фазово-переходные материалы, *n*-алканы

Введение

Фазопереходные материалы (ФПМ) – это системы, в которых используется физический эффект наличия скрытой теплоты фазового перехода для аккумулирования, переноса или отведения тепловой энергии. Используемое рабочее вещество в ФПМ при плавлении или кристаллизации может поглотить или высвободить тепловую энергию, что сопровождается существенным изменением теплоемкости вещества при определенных температурах – температурах фазовых переходов. Перспективы применения ФПМ: солнечная [1] и геотермальная энергетика, теплоснабжение, кондиционирование, различные тепловые технологические процессы, термобарьеры и многие другие сферы, в которых присутствуют тепловые процессы [2]. Вещества, используемые для ФПМ, должны обладать высокой теплоемкостью, высокой теплопроводностью, быть нетоксичными, химически инертными и недорогими. Такие свойства имеют *n*-алканы, которые рассматриваются как одни из основных веществ для создания ФПМ [3].

n-алканы обладают особенностями фазового поведения. Помимо фазового перехода «твердое–жидкость» им присущи фазовые переходы типа «твердое–твердое», при которых у *n*-алканов одно квазикристаллическое состояние меняется на другое. Такие квазикристаллические состояния принято называть ротаторными фазами [4]. Важным свойством ФПМ также является устойчивость к многократным циклам нагревов и охлаждений в интервале их рабочих температур, когда рабочее вещество ФПМ многократно претерпевает фазовые переходы [5].

В работе были проведены исследования фазового поведения *n*-алкана C₂₀H₄₂ как одного из *n*-алканов с температурами фазовых переходов, близкими к комнатным, что говорит о перспективности его применения в качестве рабочего вещества для создания ФПМ, используемых в жилых помещениях [5].

Материалы и методы

Для исследований был использован *n*-алкан C₂₀H₄₂ (Acros Organics, чистота 99%). Медицинская вода для инъекций: бидистиллированная, деионизованная, обратный осмос (Solopharm, ООО «Гротекс», Россия). Для измерений размера частиц парафина в дисперсии и определения температур их фазовых переходов использовали анализатор размеров частиц

Photocor Compact-Z (ООО «Фотокор», Россия), метод динамического и статического рассеяния света (DLS and SLS). Для приготовления водных дисперсий методом ультразвукового диспергирования был использован диспергатор УЗДН-А (300 Вт, 22 кГц, Россия) с погружным титановым активатором. Взвешивание компонентов (парафина и воды) при приготовлении образцов водных дисперсий производили на весах Sartorius BP 301S balance (0.1 mg, Sartorius AG, Germany).

Результаты и обсуждение

При измерении температурной зависимости интенсивности рассеянного света на водной дисперсии *n*-алкана наблюдаемые особенности такой зависимости будут соответствовать температурам фазовых переходов частиц *n*-алкана в образце. При фазовом переходе у частиц *n*-алкана изменится показатель преломления, что приведет к изменению интенсивности рассеяния на них. Измерения представлены на рис. 1.

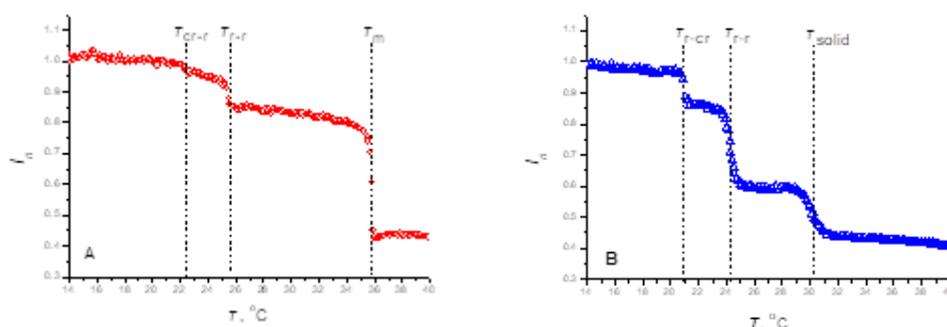


Рис. 1. Температурные зависимости нормированной интенсивности рассеянного света, измеренные на водной дисперсии $C_{20}H_{42}$, при нагреве (А) и охлаждении (В)

Как видно из зависимостей, при нагреве и охлаждении существуют три характерных изменения поведения такой зависимости – фазовые переходы.

Для определения температур, соответствующих ступенчатым изменениям интенсивности рассеяния, можно взять производную по температуре, локальные экстремумы – температуры соответствующих фазовых переходов. Результаты представлены на рис. 2.

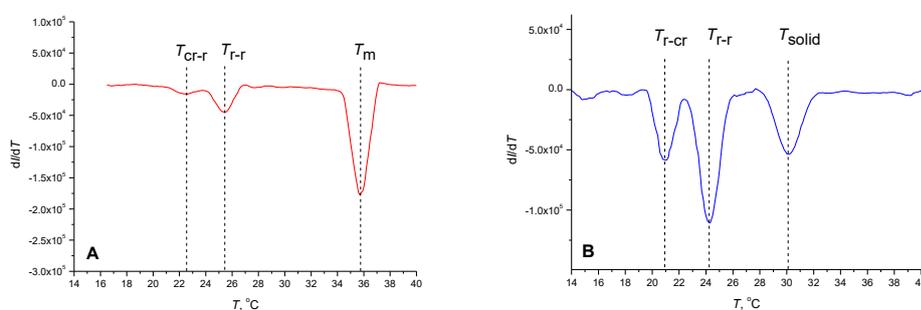


Рис. 2. Производная интенсивности рассеянного света по температуре при нагреве (А) и охлаждении (В)

При измерениях температурных зависимостей интенсивности рассеянного света на образцах дисперсии для каждой температуры проводились измерения методом DLS среднего гидродинамического радиуса частиц парафина в образце. Результаты таких измерений при нагреве и охлаждении представлены на рис. 3.

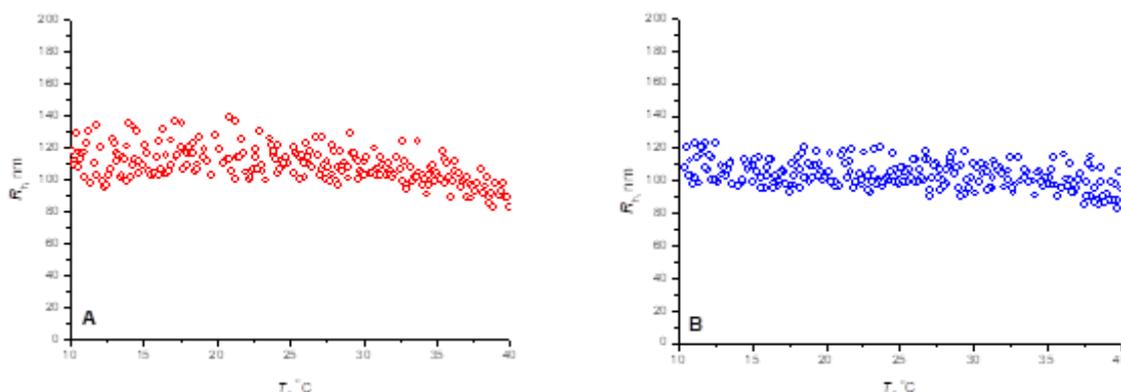
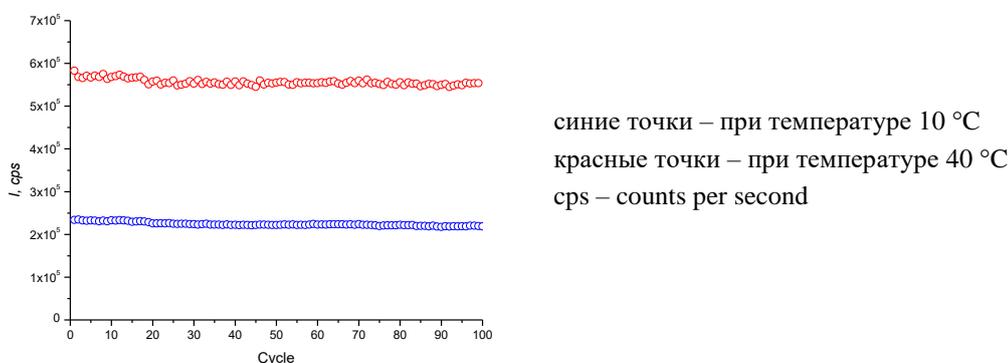


Рис. 3. Температурные зависимости среднего гидродинамического радиуса частиц парафина, измеренные на водной дисперсии $C_{20}H_{42}$, при нагреве (А) и охлаждении (В)

Важным свойством для ФПМ является коллоидная стабильность. Для разбавленного и концентрированного образцов дисперсии были проведены исследования их устойчивости к многократным циклам нагрев/охлаждение, имитирующие рабочие циклы температур для ФПМ на основе данного *n*-алкана. Результаты измерения интенсивности представлены на рис. 4.



синие точки – при температуре 10 °С
красные точки – при температуре 40 °С
cps – counts per second

Рис. 4. Интенсивность рассеяния при циклах нагрев/охлаждение на образце водной дисперсии $C_{20}H_{42}$

Таким образом, из результатов измерений интенсивности рассеянного света при 10 °С и 40 °С в эксперименте циклического нагрева/охлаждения (см. рис. 4) можно сделать вывод об устойчивости исследованного образца к таким воздействиям – интенсивность рассеяния при этих двух температурах существенно не меняется при проведении 100 циклов. Аналогичный эксперимент по циклическому нагреву и охлаждению был проведен на образце без разбавления. Концентрированный образец также выдержал все циклы нагрев/охлаждение – интенсивность рассеяния при 10 °С и 40 °С существенно не менялась в процессе эксперимента.

Для разбавленного образца во время экспериментов с циклами нагрев/охлаждение при каждом цикле проводили измерение среднего гидродинамического радиуса частиц методом

DLS. Результаты таких измерений представлены на рис. 5. Как видно из рис. 5, средний размер частиц при температурах 10 °С и 40 °С в эксперименте с циклами нагрев/охлаждение не меняется.

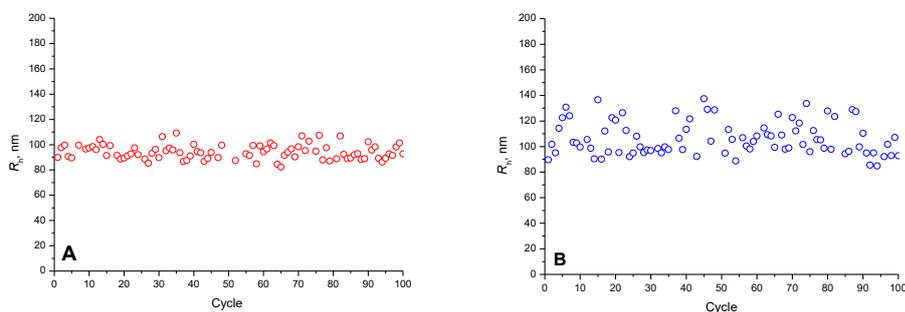


Рис. 5. Средний гидродинамический радиус частиц при температурах 40 °С (А) и 10 °С (В) при циклическом нагреве и охлаждении

Заключение

Используя оригинальный высокочувствительный оптический метод, проведено исследование фазового поведения *n*-алкана C₂₀H₄₂ в форме наноразмерной водной дисперсии, приготовленной без добавления поверхностно-активных веществ. Экспериментально показано, что при нагреве и охлаждении такой водной дисперсии частицы претерпевают три фазовых перехода. При этом такие водные дисперсии устойчивы к многократным циклам нагрев/охлаждение, что является важным свойством для разработки фазово-переходных материалов на их основе. Данный экспериментальный метод позволяет определить температуры фазовых переходов в дисперсиях по изменению оптических свойств образца, а не по тепловым эффектам, как это происходит при использовании метода калориметрии. Оптические методы могут в некоторых случаях (низкая концентрация частиц) оказаться более чувствительными по сравнению с калориметрией [6].

Литература

1. Hou M., Jiang Z., Chu F. et al. N-eicosane@TiO₂/TiN composite phase change microcapsules: Efficient visible light-driven reversible solid-liquid phase transition // *Colloids Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. 2022. Vol. 651. P. 129674. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.129674>
2. Ali H.M. Recent advancements in PV cooling and efficiency enhancement integrating phase change materials based systems – A comprehensive review // *Solar Energy*. 2020. Vol. 197. P. 163. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.075>
3. Do J.Y., Son N., Shin J. et al. *n*-Eicosane-Fe₃O₄@SiO₂@Cu microcapsule phase change material and its improved thermal conductivity and heat transfer performance // *Materials & Design*. 2021. Vol. 198. P. 109357. <https://doi.org/10.1016/j.matdes.2020.109357>
4. Sirota E.B., King H.E., Jr., Singer D.M., Shao H.H. Rotator phases of the normal alkanes: An x-ray scattering study // *The Journal of Chemical Physics*. 1993. Vol. 98, No. 7. P. 5809. <https://doi.org/10.1063/1.464874>
5. Chen M., Liu H., Zhang H., Wang X. Development of BaSO₄@*n*-eicosane phase-change microcapsules with high corrosion resistance for thermal regulation application in architectural coatings // *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 57. P. 106232. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106232>

6. *Kuryakov V., Zaripova Yu., Varfolomeev M.* et al. Comparison of micro-DSC and light scattering methods for studying the phase behavior of *n*-alkane in the oil-in-water dispersion // *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2020. Vol. 142, No. 5. P. 2035. <https://doi.org/10.1007/S10973-020-10001-9>

Исследование пластовых вод на предмет биodeградации углеводородов (на примере месторождений Западной Сибири)

Мельник А.Д.^{1,2*}, Строева А.Р.³, Абукова Л.А.¹, Видищева О.Н.³, Абдраштова Р.Н.²

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

2 – Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38

3 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

*14amelnikd@gmail.com

Ключевые слова: углеводороды, биodeградация, микроорганизмы, пластовые воды

В результате предыдущих исследований вод продуктивных отложений месторождений Западной Сибири (Западно-Усть-Балыкское и Береговое месторождения) было установлено, что в составе микробных сообществ образцов вод продуктивных отложений присутствуют микроорганизмы, способные осуществлять биodeструкцию углеводородов (УВ), а именно рода: *Pseudomonas*, *Klebsiella*, *Roseovarius*, *Dietzia*, *Shewanella*. Многие из них являются аэробными бактериями, характерными для морских местообитаний, что согласуется с повышенной минерализацией изучаемых вод. Большинство обнаруженных микроорганизмов способны существовать в широком диапазоне температур, однако, не являются истинными термофилами и не способны существовать при температурах выше 30–40 °С, характерных для повышенных температур в зоне продуктивного пласта.

Углевороодокисляющие микроорганизмы, способные использовать углеводороды в качестве субстрата, в нормальных условиях составляют порядка 1–2% аэробных микробных сообществ. Однако в условиях повышенного содержания УВ в среде, например, при загрязнении нефтепродуктами или в природных местах скопления углеводородов, их численность может увеличиваться. В результате биогенного окисления УВ в аэробных условиях происходят существенные изменения в составе нефти. При биodeградации разных типов нефти происходят серьезные изменения в их групповом составе, включая увеличение доли смолисто-асфальтеновых компонентов и ароматических УВ [1]. Таким образом, углевороодокисляющие микроорганизмы могут представлять угрозу для месторождений ввиду своей способности к изменению состава нефтяной фракции. Углевороодокисляющие микроорганизмы могут попадать в зону продуктивного пласта в процессе мероприятий по поддержанию пластового давления (ППД). Источником воды для систем ППД могут служить продукты сепарации нефтепродуктов с выделением попутного газа, используемые для отделения пластовой воды и закачки в нагнетательные скважины [2]. При этом, несмотря на многие рекомендуемые мероприятия по обеззараживанию вод в системе ППД [3], согласно нашим результатам, в составе как пластовых, так и закачиваемых вод остаются активные клетки микроорганизмов, в том числе углевороодокисляющих бактерий. Открытым остается вопрос, способны ли эти микроорганизмы вести активную жизнедеятельность в зоне продуктивного пласта при повышенных температурах и оказывать значимое влияние на состав нефти в результате своей жизнедеятельности. Таким образом, целью настоящей работы является непосредственная оценка способности микробных сообществ изучаемых вод продуктивных отложений к биodeградации нефтяных компонентов

при повышенных температурах, характерных для продуктивного пласта изучаемого месторождения.

При определении степени биодegradации нефти распространенным подходом является использование соединений УВ-биомаркеров [4]. Биомаркерные параметры углеводородов предоставляют важную информацию о геологической истории нефти и нефтематеринских пород. Микробная трансформация сырой нефти в природных резервуарах (коллекторах) во время хранения или в поверхностных средах приводит к изменению многих параметров углеводород-биомаркеров, используемых геохимиками-нефтяниками [5]. Изучение этих изменений привело к разработке систем ранжирования, которые измеряют степень биодegradации сырой нефти на основе трансформации УВ-биомаркеров [6, 7].

Опытные образцы вод были отобраны на территории Западно-Усть-Балыкского нефтяного месторождения, а также Берегового месторождения, относящихся к Западно-Сибирскому мегабассейну. В пределах продуктивного пласта Западно-Усть-Балыкского нефтяного месторождения производится забор нефти, в результате отстаивания которой были получены пробы подтоварной воды, а также нефти. Пробоподготовка образцов для анализа уровня биодegradации аборигенными микроорганизмами заключалась в смешении образцов пластовых и закачиваемых подтоварных вод с нефтью в соотношении 100:1, с последующим инкубированием в термостате при температуре 65 °С в течение 6 месяцев. Образцы с нефтью анализировались в двух повторностях и сопровождалась единичными контролями без добавления нефти. Также использовался контрольный образец с нефтью и дистиллированной водой. Всего было проанализировано 10 опытных образцов (табл. 1).

Таблица 1. Перечень исследованных образцов вод продуктивных отложений

№	Описание	Состав	Источник воды
0	контроль	дистиллят + нефть	-
1	контроль	вода	нефтяное месторождение
2	контроль	вода	газовое месторождение
3	контроль	вода	нефтяное месторождение
4	опытный	вода + нефть	нефтяное месторождение
5	опытный	вода + нефть	газовое месторождение
6	опытный	вода + нефть	нефтяное месторождение
7	опытный	вода + нефть	нефтяное месторождение
8	опытный	вода + нефть	газовое месторождение
9	опытный	вода + нефть	нефтяное месторождение

Анализ степени биодegradированности выделившихся в результате экстракции углеводородов проводили методом газо-жидкостной хроматографии на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Экстракцию УВ проводили хлороформом. Для отделения от полученного экстракта нефти асфальтенов использовали гексан. Идентификация полученных соединений проводилась по характеристическим ионам: нормальные и изопреноидные алканы на масс-фрагменте m/z 71, группа терпанов – m/z 191, группа стеранов – m/z 217 и 218 и диастераны на m/z 259; нафталены на m/z 142, 156, 170, фенантрены на m/z 178, 192, 206. В результате экстракции хлороформом из анализируемых образцов были получены близкие

значения по массам УВ соединений из образцов 0, 5–9 (0,21–0,31 г) и очень низкий выход экстракта из образцов 1–3 (0,0042–0,0064 г). Количество асфальтенов, определенное для образцов 0, 5–9 варьирует от 4 до 7%, что находится в пределах погрешности метода. Первым индикатором процессов биодegradации нефти является исчезновение *n*-алканов. Считается, что *n*-алканы быстрее подвергаются биодegradации, чем изопреноиды. В исследованных образцах не наблюдается исчезновения *n*-алканов.

Для мониторинга разложения нефти в исследовании также использовались соотношения *n*-алканов к пристану и фитану (Pr/*n*-C17 и Ph/*n*-C18). Из диаграммы соотношений данных параметров видно, что изучаемые нефти не биодegradированы (рис. 1).

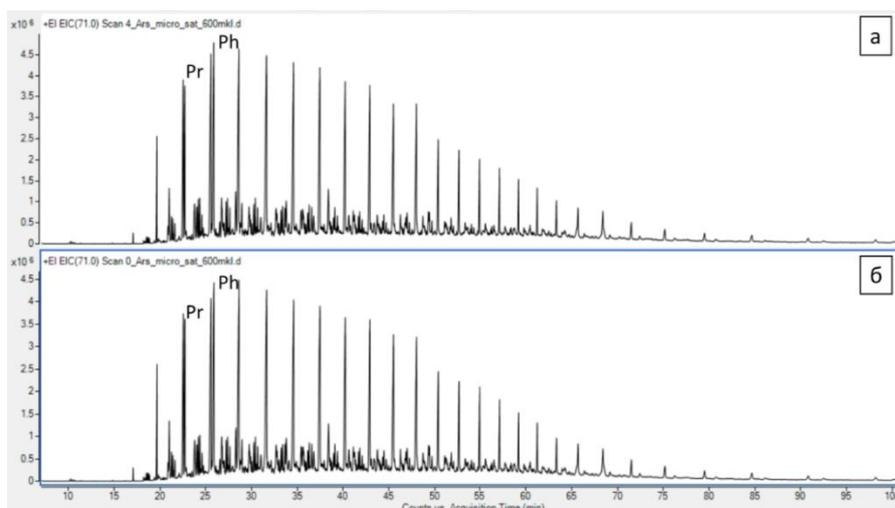


Рис. 1. Масс-фрагментограмма по $m/z = 71$ соотношений нормальных алканов и изопреноидов:
а – образец 4; б – образец 0 (исходная нефть)

Из рис. 2 видно, что образцы 1, 2 и 3 несколько отличаются по своим параметрам от остальных образцов. В данном случае это может быть связано с высокой погрешностью измерения ввиду низкого содержания соединений.

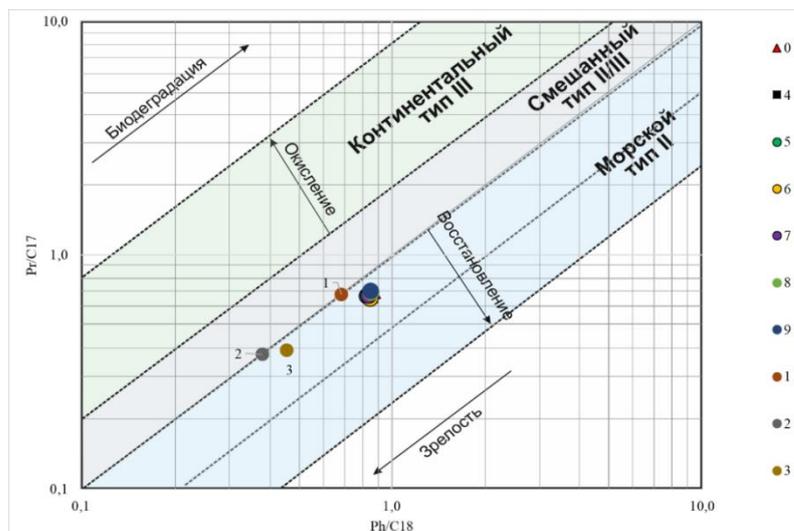


Рис. 2. Диаграмма Кеннона–Касоу соотношений Pr/*n*-C17 и Ph/*n*-C18, отражающая процессы зрелости и биодegradации

Стераны, терпаны и ароматические соединения более устойчивы к деградации. Анализ этих соединений не позволил выявить значимых доказательств протекающих процессов биodeградации. Согласно полученным результатам, обнаруженные в составе пластовых вод сообщества микроорганизмов не способны проводить значимую биodeградацию нефти при температурах, имитирующих условия продуктивного пласта. Судя по всему, изученные сообщества подтоварных вод не представляют опасности с точки зрения контаминации вод продуктивного пласта, так как не продемонстрировали значимого уровня биodeградации УВ согласно экспериментальным данным. Вероятно, основным фактором, сдерживающим развитие популяций УВ-окисляющих микроорганизмов, является температура. Согласно литературным данным, обнаруженные в предыдущих исследованиях группы УВ-окиляющих микроорганизмов не приспособлены к активной жизнедеятельности при температурах выше 30–40 °С. Предположительно, обнаруженные группы микроорганизмов попадают в пластовые воды из приповерхностных слоев грунта при заборе воды, то есть обнаруженные в ходе предыдущих исследований микроорганизмы не обитают непосредственно в зоне повышенных температур продуктивного пласта.

Литература

1. Путилина В.С., Галицкая И.В., Юганова Т.И. Процессы биохимической деградации нефтяных углеводов в зоне аэрации и подземных водах // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. 2018. № 3. С. 43–55. <https://doi.org/10.7868/S0869780318030055>
2. Головина Ю.А. Совершенствование системы поддержания пластового давления нефтяных пластов уваровского месторождения // Ашировские чтения. 2020. Т. 1, № 1(12). С. 55–59.
3. Кильянов М.Ю., Игrevский Л.В., Хафизов С.Ф. и др. Повышение эффективности применения бактерицидов и биостатов при использовании морской воды в системе поддержания пластового давления // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Т. 5, № 3. С. 59–70. <https://doi.org/10.54859/kjogi108636>
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide. Vol. 2. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2005. 681 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107326040>
5. Peters K.E., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. New Jersey: Prentice Hall, 1993. 363 p.
6. 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](https://doi.org/10.1016/0016-7037(83)90112-6)
7. Peters K.E., Moldowan J.M. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum // Organic Geochemistry. 1991. Vol. 17, No. 1. P. 47–61. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90039-M](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M)

Некоторые вопросы кинетики термического разложения керогена

Москаленко И.В.

Национальный исследовательский университет ИТМО, РФ, 197101, г. Санкт-Петербург,
Кронверкский пр., д. 49, лит. А
i.v.m.rostov.yar@gmail.com

Ключевые слова: кинетика разложения керогена, изоконверсионные методы, термические методы анализа, пиролиз

Для точного прогнозирования и оценки извлекаемости нефти необходимо знать информацию о кинетике разложения керогена. Разложение керогена можно представить следующей кинетической схемой [1]:

Кероген → битум → легкие углеводороды + газообразные углеводороды

С точки зрения формальной кинетики это последовательная реакция, имеющая первый порядок по керогену. Однако последнее утверждение правильнее доказывать, определяя механизм в каждом конкретном случае.

Скорость разложения (W) будет описываться следующим уравнением:

$$W = \frac{dx}{dt} = k \cdot f(x), \quad (1)$$

где x – доля (конверсия) разложившегося керогена, безразмерная величина;

t – время, с;

k – константа скорости, размерность зависит от механизма реакции, для первого порядка по керогену – с^{-1} ;

$f(x)$ – функция, зависящая от механизма реакции, для реакции первого порядка $f(x) = 1-x$.

Как видно, уравнение (1) является простейшим дифференциальным уравнением, при этом решить данное уравнение можно при помощи метода разделяющихся переменных:

$$\int_{x_0}^x \frac{dx}{f(x)} = \int_0^t k \cdot dt. \quad (2)$$

Принято обозначать функцию $\int \frac{dx}{f(x)}$ как $g(x)$. Для самых распространенных механизмов [2] известны $f(x)$ и $g(x)$.

Поскольку для изучения кинетики разложения керогена обычно применяют неизотермические методы, константа скорости будет зависеть от температуры по закону Аррениуса:

$$k = A \cdot \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right), \quad (3)$$

где A – предэкспоненциальный множитель, имеет размерность константы скорости;
 E_a – энергия активации, либо Дж или ккал;
 R – универсальная газовая постоянная, 8,31 Дж/(моль·К) или $1,987 \cdot 10^{-3}$ ккал/(моль·К);
 T – температура, К.

В настоящее время есть два инструментальных подхода по оценке скорости разложения:

- 1) приборы типа Rock-Eval;
- 2) приборы термогравиметрического анализа (ТГА).

Преимущество первых заключается в прекрасной чувствительности на углеводороды, а недостатком является отсутствие четкой калибровки по температурам. ТГА имеет адекватную общепризнанную калибровку по температурам, но поскольку детектируется изменение массы, которое может относиться также к разложению минеральной матрицы.

В работе были рассмотрены два основных вида ошибок, которые могут возникнуть при использовании приборов типа Rock-Eval:

- 1) систематическая ошибка при неправильной калибровке по температуре;
- 2) неправильное определение механизма разложения керогена.

В качестве исходных данных использовался образец, представленный темно-серым аргиллитом, содержащим незрелый кероген II типа, находящийся на подстадии преобразования ПКЗ ($T_{\text{макс}}=422$ °С по Rock-Eval при $D = 25$ °С/мин). Для данного образца был определен механизм разложения (первый порядок по керогену), а также кинетические параметры (A , E_a). Исходя из значения допустимой ошибки в определении температуры для прибора Rock-Eval в ± 12 °С, были рассчитаны ошибки в определении энергии активации (~ 1 кДж при ошибке в 1 °С) и предэкспоненциального множителя (от 10% при ошибке в 1 °С и 200% при ошибке в 12 °С).

При неправильном определении механизма реакции ошибка возникает в расчете предэкспоненциального множителя, но не влияет на энергию активации. Ошибки могут достигать десятков раз для диффузионных механизмов, что приведет к кратной ошибке при вычислении скорости разложения.

Выводы

1. Для изучения кинетики разложения нефтематеринских пород в природной минеральной матрице нужен новый прибор, с четкой метрологически обоснованной методикой калибровки температуры и селективным детектором на углеводороды. Например, ТГА-ПВД.
2. В каждом конкретном случае необходимо доказывать механизм реакции.
3. Существенную ошибку при вычислении энергии активации (практически кратную 1 кДж на 1 °С) и предэкспоненциального множителя (десятки процентов) вызывает систематическая ошибка в измерении температуры.
4. При использовании неправильного механизма реакции скорость разложения керогена может отличаться от истинной в десятки раз.

Литература

1. *Chang Z, Chu M., Zhang C.* et al. Influence of inherent mineral matrix on the product yield and characterization from Huadian oil shale pyrolysis // *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*. 2018. Vol. 130. P. 269–276. <https://doi.org/10.1016/j.jaap.2017.12.022>
2. *Vyazovkin S., Burnham A.K., Criado J.M.* et al. ICTAC Kinetics Committee recommendations for performing kinetic computations on thermal analysis data // *Thermochimica Acta*. 2011. Vol. 520, No. 1–2. P. 1–19. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2011.03.034>
3. *Москаленко И.В.* Некоторые вопросы кинетики термического разложения керогена // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2024. Т. 19, № 2. С. 6. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/14_2024.html (дата обращения: 23.09.2024).

Верификация данных газового каротажа на данных ГИС в процессе бурения

Никифоров М.В.^{1*}, Ильязов Р.Р.^{1,2}**

1 – АО «Институт геологии и разработки горючих ископаемых», РФ, 117312, г. Москва,
ул. Вавилова, д. 25, корп. 1

2 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе
(МГРИ), РФ, 117485, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

*NikiforovMV@igirgi.rosneft.ru, **IlyazovRR@igirgi.rosneft.ru

Ключевые слова: геолого-технологические исследования, газовый каротаж, сопровождение бурения, геонавигация

Рациональная разработка месторождений жидких и газообразных углеводородов предусматривает высокую степень достоверности исходной промысловой информации, в том числе геолого-физических параметров коллекторов и насыщающих пластовых флюидов. Неопределенность, неточность, недостаточность необходимой информации и принятые упрощения в процессе проектирования увеличивают уровень риска на любой стадии рентабельной разработки и на этапе развития месторождения в целом. Иной подход или игнорирование достоверности данных только увеличивают категорию природных и техногенных трудноизвлекаемых запасов углеводородов [1]. Следовательно, любые технологии, обеспечивающие высокую достоверность замеров и наблюдений, становятся гарантией успешности принятых проектных решений [2]. Одной из таких технологий является газовый каротаж.

В настоящее время в связи с необходимостью поддержания добычи и рентабельности разработки в сложных геолого-технологических условиях добывающим компаниям приходится повышать долю горизонтальных скважин. Проводка таких скважин требует оперативной геонавигации в процессе бурения, для чего требуются точные и оперативные данные о геологическом строении вскрываемого разреза и насыщении коллектора, поэтому наиболее перспективными являются оперативные методы исследования скважин в процессе бурения (LWD).

Несмотря на все усовершенствования каротажных приборов, все еще остается нерешенной проблема наличия зоны непромера – расстояния от долота до точки записи данных регистрирующего прибора. В результате чего информация о типе породы и ее свойствах поступает с задержкой от 7 до 24 м (в среднем 12 м). Всегда есть вероятность того, что долото уже разбуривает породы не целевого интервала, а показания приборов каротажа еще не «дошли» до этой глубины. В итоге последующий «возврат» в целевой пласт (корректировка траектории ствола скважины) влечет за собой уменьшение проходки по продуктивной части горизонтального ствола скважины и, как следствие, уменьшение дебита скважины. В подобных случаях возрастает важность газового каротажа, проводимого станцией геолого-технологических исследований. В работе основное внимание будет уделено информативности газового каротажа как

дополнительного источника информации при геонавигации в сложных геолого-технологических условиях бурения, а также при последующей эксплуатации скважины.

Газовый каротаж в процессе бурения используется не только для контроля и предупреждения газодонефтепроявления в процессе бурения скважин, но и для оперативной оценки насыщения пластов, свойств пластовых флюидов, определения газонефтяного и водонефтяного контактов (ГНК и ВНК) [3]. Последние достижения в этой технологии повысили достоверность и точность метода, тем самым подтвердив актуальность этих исследований [4]. Использование данных оперативного газового каротажа, с поправкой на газ рециркуляции, позволяет получать данные, сопоставимые с лабораторными исследованиями пластового флюида в лабораторных условиях [5].

Газовый каротаж относится к прямым методам исследования скважин и проводится непосредственно в процессе бурения, без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Это дает ему дополнительные преимущества в случае, когда традиционный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) оказался технически или экономически неэффективным. Все основные методики основываются на соотношении легких компонентов газозудной смеси (ГВС) к тяжелым, называемым флюидными коэффициентами. На сегодняшний день наиболее широкое применение получили следующие методики интерпретации данных газового каротажа: ОПУСЗ (методика Лукьянова Э.Е.), методики wetness ratio (Wh), balance ratio (Bh), character ratio (Ch), соотношения Пикслера (C_{1abc}/C_{iabc}), соотношения Старосельского В.И.

Указанные методики позволяют отслеживать изменение характера насыщения пласта на основе соотношения доли тяжелых и легких углеводородов в анализируемой ГВС. Благодаря этому становится возможным определение фазового состава углеводородов, которые содержатся в пласте, а также выявлять межфлюидные контакты (ГНК и ВНК) [4]. Методики не являются универсальными, их эффективность зависит от состава нефти и геологического разреза, поэтому интерпретация газового каротажа производится на основании нескольких, наиболее показательных методик, что позволяет значительно повысить точность и надежность результатов. Сегодня указанные методики внедрены в программное обеспечение для оперативной интерпретации геофизических данных, в результате чего стал возможным автоматический анализ корректности данных газового каротажа и его интерпретация, что также снизило влияние человеческого фактора [4].

С целью определения информативности газового каротажа в современных условиях бурения производился анализ сходимости данных ГИС во время бурения (LWD) и данных газового каротажа, проводимых при строительстве горизонтальных скважин (т. е. скважин со значительным отходом от вертикали). Для анализа выбирались скважины, расположенные на группе месторождений, административно относящихся к Нефтеюганскому району в Западной Сибири. Рассматриваемые месторождения являются нефтяными; залежи располагаются в отложениях терригенного типа. Данные ГИС регистрировались в процессе бурения горизонтальных скважин зарубежными и отечественными приборами. Выбор Юганской группы месторождений связан со стабильно хорошим качеством данных и полным комплексом ГИС на данных скважинах. В качестве эталона определения коллектор-неколлектор использовались данные гамма-гамма плотностного каротажа, интерпретация которого производилась как непосредственно в процессе бурения скважины, так и по завершению бурения скважины,

при помощи специализированных программных средств (корпоративное ПО «Горизонт+») и экспертного опыта петрофизика-интерпретатора. Также на этапе сбора информации к анализу не принимались скважины с искажениями данных газового каротажа, связанных с физическими проблемами газового хроматографа: отказ оборудования (периодический или полный), искажения из-за неправильной обработки данных и их передачи, ошибки при настройке времени отставания газопоказаний, не подтвержденные метрологические характеристики оборудования (регламентное обслуживание и поверки). Для нивелирования субъективности интерпретатора и, соответственно, снижения влияния человеческого фактора, интерпретация данных газового каротажа производилась с помощью методик автоматической интерпретации. Результаты интерпретации, являющиеся стандартными отчетами, отражаются на планшетах для оперативной визуализации геологического разреза бурящейся скважины, на основе которого принимаются решения о дальнейшей проводке скважины и дизайне хвостовика. По данным критериям для анализа было отобрано 466 горизонтальных скважин, пробуренных в 2021–2023 гг. Газовые аномалии фиксировались как по количественному признаку, так и по составу анализируемой газовой смеси, при этом применялись различные подходы по интерпретации газового каротажа в зависимости от технологии бурения.

Итоговый процент сходимости данных ГИС и газового каротажа выражался в отношении интервалов коллектора-неколлектора по данным ГИС и интервалов коллектора-неколлектора по данным газового каротажа. Отмечено, что газовый каротаж не теряет своей информативности при использовании утяжеленного бурового раствора и раствора на углеводородной основе. На рис. 1 представлены результаты сравнения данных ГИС и газового каротажа при бурении горизонтальных скважин, где среднее значение корреляции составило 81%.

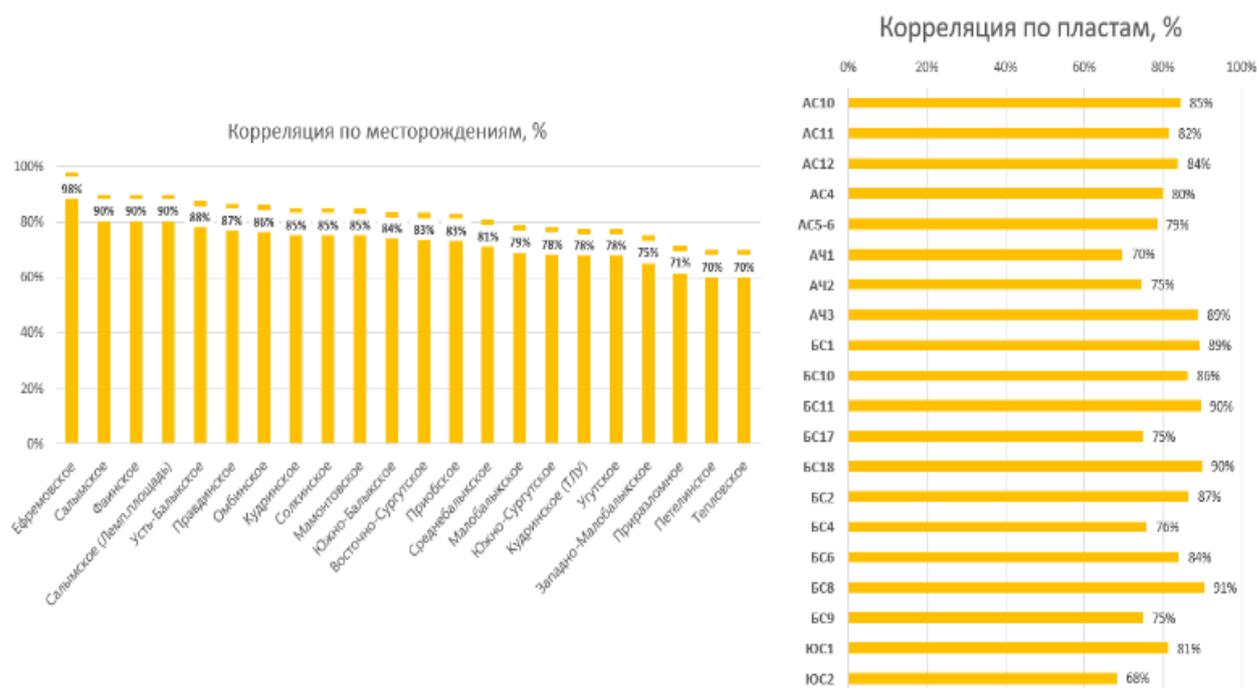


Рис. 1. Корреляция данных ГИС и газового каротажа при бурении горизонтальных скважин

Выводы

1. Газовый каротаж относится к прямым методам исследования скважин и проводится непосредственно в процессе бурения, без перерыва в работе буровой бригады и оборудования. Это дает ему дополнительные преимущества в случае, когда традиционный комплекс ГИС оказался технически или экономически неэффективным.

2. Сравнение данных ГИС и газового каротажа показывает высокий процент корреляции. Также показано, что газовый каротаж не теряет своей информативности при использовании утяжеленного бурового раствора и раствора на углеводородной основе.

3. Вышеизложенное обуславливает необходимость дальнейшего развития, апробации и популяризации метода газового каротажа в процессе бурения для расширения его возможностей.

Литература

1. *Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Поздышев А.С., Ильязов Р.Р.* О включении высокообводненных запасов недонасыщенных нефтью коллекторов в категорию трудноизвлекаемых // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 34–39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-11-11>

2. *Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Давыдов А.В.* Трудноизвлекаемые запасы недонасыщенных нефтью коллекторов: научная статья (ЕСОЭН) // Геология и недропользование. 2022. № 5(9). С. 78–86.

3. *Ильязов Р.Р., Никифоров С.А., Черников Е.Ю., Рахимов Т.Р.* Применение газового каротажа для геонавигации и оперативного определения межфлюидных контактов при проводке горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 72–77. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-72-77>

4. *Ильязов Р.Р.* Современные возможности газового каротажа при бурении скважин и необходимость его комплексного метрологического обеспечения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 8(368). С. 11–18. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-8\(368\)-11-18](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2023-8(368)-11-18)

5. *Лоерманс Т.* Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных // Георесурсы. 2017. Т. 19, № 3. С. 216–221. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.11>

Разработка аналитической модели для определения качества экспериментальных данных при расчете статических и динамических упругих параметров горных пород

Равилов Н.Ш.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 195112, г. Санкт-Петербург, Малоохтинский пр-т, д. 45, лит. А, помещ. 2-Н
ravilov_n@bk.ru

Ключевые слова: упруго-прочностные исследования керна, динамический модуль Юнга, статический модуль Юнга, модуль объемной сжимаемости

Актуальность работы обусловлена тем, что для построения геомеханических моделей важную роль играют упругие параметры (модуль Юнга, коэффициент Пуассона и др.). Так как от того, насколько точно и правильно определены эти ключевые параметры, будет зависеть достоверность полученной модели. Следовательно, нахождение упругих параметров требует основательного подхода. В работе [1] по изучению динамических и статических упругих параметров горных пород отдельное внимание уделяется месту, которое занимают упругие модули при разработке месторождений. При проведении гидродинамических исследований пластов и при проектировании и строительстве, а также при разработке скважин и во время построения дизайна гидравлического разрыва пласта (ГРП) упругие характеристики горных пород должны быть учтены в полном объеме. При моделировании необходимо использовать статические модули упругости, а не динамические. Так как массив горных пород до момента вскрытия скважиной находится в равновесии на протяжении длительного геологического времени и, следовательно, динамические упругие модули не могут в достаточной мере описать упругие свойства породы. Статические и динамические модули упругости отличаются амплитудой, скоростью и частотой нагружения, с которой производят измерения. Как показывает практика, статические методы применяют гораздо реже, так как они весьма дорогие и при их проведении происходит разрушение керна образца, что также влияет на стоимость работ. Следовательно, вопрос о пересчете динамических упругих модулей в статические становится весьма актуальным.

Попытка обобщения взаимосвязи между статическими и динамическими модулями для разных типов горных пород предпринята авторами работ [2–5], результаты которых графически представлены на рис. 1. Следует упомянуть и то, что при проведении исследований такого рода для экспериментов используется ограниченная коллекция образцов керна, которые должны быть отобраны из одного месторождения и находиться в одних и тех же термобарических условиях залегания или близких к ним, а также близких фациальных обстановок. После выбора коллекции образцов на них проводят исследования и уже потом полученные по исследованиям зависимости экстраполируют на другую коллекцию образцов с более широким диапазоном изменения петрофизических свойств. Как правило при проведении такой экстраполяции возникает широкий разброс итоговых данных, что ухудшает интерпретацию и дает некорректные прогнозы изменения статических упругих модулей (зависимости 7 и 8 на рис. 1).

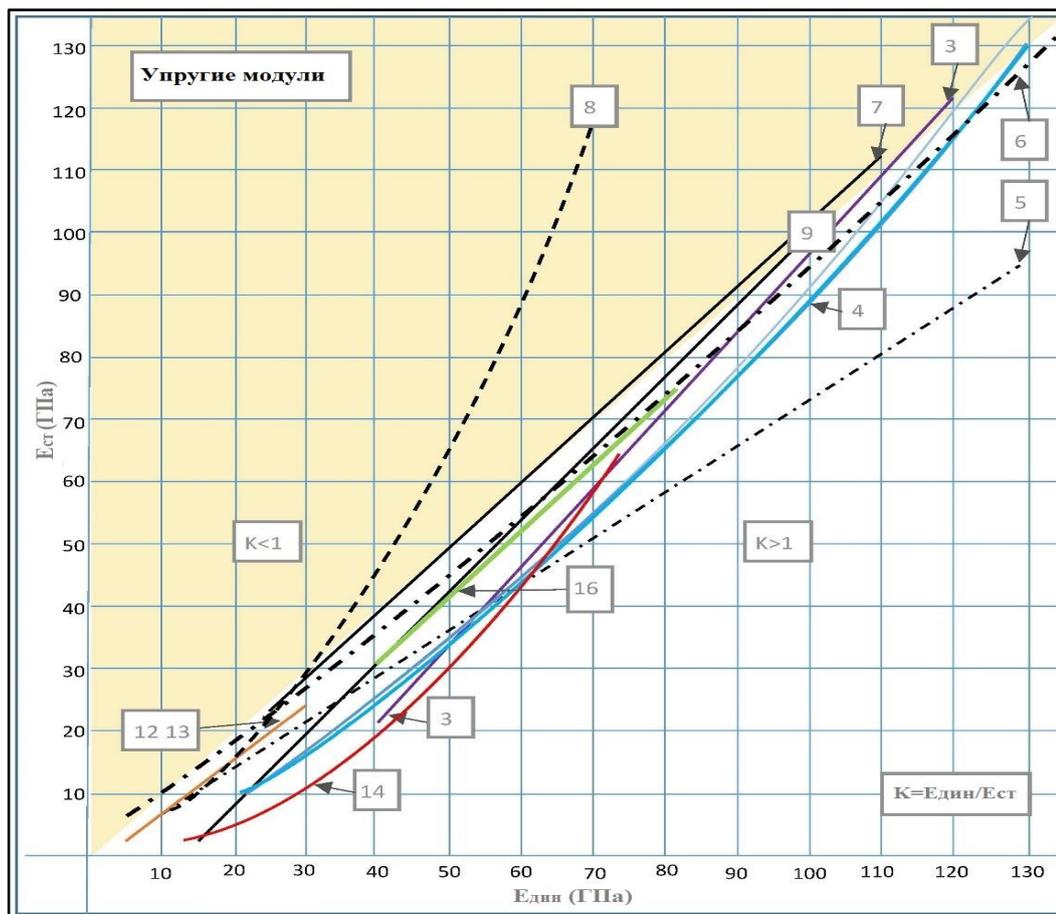


Рис. 1. График зависимости статического модуля Юнга от динамического, использовались данные [2–5], график дополнен уравнением 16

Проанализировав полученные результаты, пришли к выводу, что на зависимость между статическими модулями упругости и динамическими модулями упругости оказывает большое влияние степень литификации и коэффициент пористости изучаемых пород.

Резюмируя вышеизложенное, ввиду большой величины разброса данных, эти зависимости дают лишь очень грубое приближение и не могут быть использованы для общего и практического применения, но должны быть получены в каждом случае для отдельного типа пород. Взаимосвязь под номером 16 получена и опробована на двух месторождениях, представленных карбонатными отложениями, и данная зависимость имеет высокий коэффициент корреляции, что позволяет рекомендовать ее для пересчета динамических модулей в статические для отложений подобного типа [1].

Работа посвящена созданию универсальной модели пересчета динамического модуля упругости в статический для избегания неопределенности при построении зависимостей между этими параметрами. Данная модель базируется на модели Гассмана. Ф. Гассман предложил рассматривать горные породы-коллекторы как дифференциально упругие тела, отдельные компоненты которых можно уподобить порознь упругим телам и применить к ним законы теории упругости в дифференциальной форме. Уравнение, связывающее объемную динамическую сжимаемость пористой среды с упругими свойствами ее отдельных компонент, имеет следующий вид [1]:

$$\beta_0 = \frac{K_p \beta_p}{1 + \beta_p / (\beta_{ж} - \beta_{ТВ})} + \beta_{ТВ}, \quad (1)$$

где β_0 – объемная изотермическая сжимаемость горной породы;

β_p – сжимаемость пор породы;

$\beta_{ж}$ – сжимаемость пластового флюида;

$\beta_{ТВ}$ – сжимаемость твердой фазы (минералов);

K_p – общая пористость породы.

Статическая объемная сжимаемость горных пород определяется с помощью лабораторных исследований керна при статических нагрузках. Многочисленными экспериментами установлено, что статический коэффициент сжимаемости скелета, $\beta_{ск}$, равен коэффициенту объемной сжимаемости горной породы и не зависит от свойств насыщающего флюида, а связан только с коэффициентами сжимаемости пор и твердой фазы пород выражением

$$\beta_{ск} = \beta_p K_p + \beta_{ТВ}. \quad (2)$$

Модуль объемной упругости является обратной величиной коэффициента сжимаемости. Преобразовав коэффициенты сжимаемости в уравнениях (1) и (2) в модули объемной упругости пород, были построены зависимости статических и динамических упругих объемных модулей растяжения-сжатия с учетом изменения общей пористости пород и величины сжимаемости порового пространства. Результаты сопоставления модулей представлены на рис. 2, из которого следует, что чем выше коэффициент сжимаемости пор, являющийся шифром кривых, тем больше разница между динамическим и статическим модулями объемной упругости.

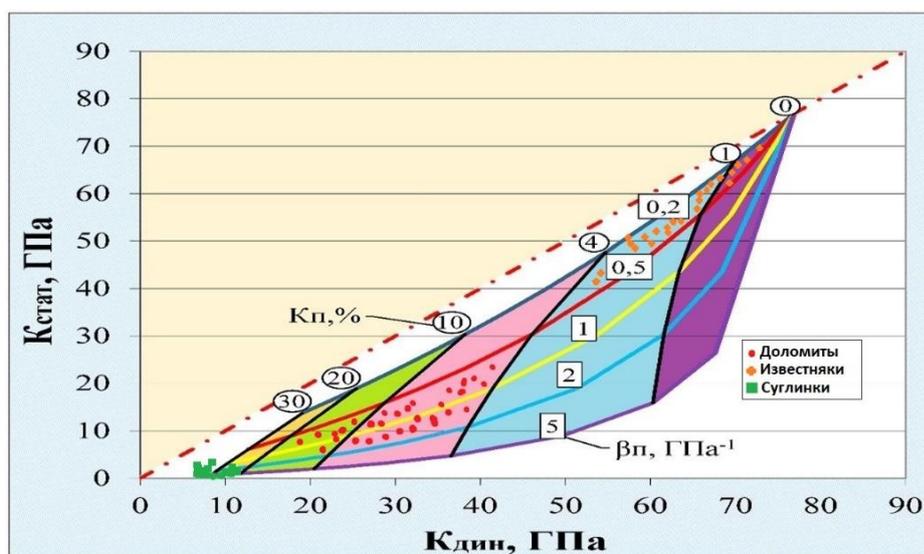


Рис. 2. График взаимосвязи статических и динамических модулей объемной упругости для горных пород различной литификации, шифры кривых – коэффициент сжимаемости пор, β_p и коэффициент общей пористости пород K_p

Выводы

1. Динамический модуль упругости всегда превышает статический, независимо от материала. Экстремально большая разница между статическими и динамическими упругими модулями достигается в неконсолидированных горных породах.

2. С увеличением плотности грунтов и их перехода из неконсолидированных и рыхлых осадков в более твердые горные породы происходит уменьшение общей пористости породы и коэффициента сжимаемости порового пространства, со временем это приведет к уменьшению разницы между упругими модулями горных пород определенных динамическим и статическим методом.

3. При стремлении пористости к нулю упругие характеристики пород стремятся к идеально упругим.

4. Предложенная аналитическая модель позволяет на начальном этапе исследований определить качество данных и в случае необходимости предпринять меры по их улучшению во избежание неточности при моделировании.

Литература

1. *Рапилов Н.Ш., Городнов А.В., Черноглазов В.Н.* Упругие свойства горных пород при статических и динамических нагрузках // *Геофизика*. 2017. № 6. С. 19–24.

2. *Anderson E.M.* The Dynamic of Faulting and Dyke Formation with Application to Britain. 2nd ed. Edinburgh, UK: Oliver and Boyd, 1951. 147 p.

3. *Brotos V., Tomás R., Ivorra S.* et al. Improved correlation between the static and dynamic elastic modulus of different types of rocks // *Materials and Structures*. 2015. Vol. 49, No. 8. P. 3021–3037. <https://doi.org/10.1617/s11527-015-0702-7>

4. *King M.S.* Static and dynamic elastic moduli of rocks under pressure // *Rock Mechanics. Theory and Practice: Proceedings of the 11th Symposium on Rock Mechanics*. New York: American Institute of Mining Engineers, 1970. P. 329–351.

5. *Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.* The Rock Physics Handbook. 2nd ed. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2009. 408 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511626753>

Сравнение результатов лабораторного моделирования преобразования органического вещества баженовской свиты при разнотемпературном воздействии

Савостин Г.Г.*, Тихонова М.С., Костышина М.О., Видищева О.Н., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

*g.savostin@oilmsu.ru

Ключевые слова: баженовская свита, преобразование керогена, гидропиролиз

Баженовская свита (БС) является главной нефтематеринской толщей на территории Западной Сибири. Однако зрелость ее органического вещества (ОВ) иногда достаточно сильно отличается по территории при схожей глубине погружения пород. Такой эффект может быть связан с повышением теплового потока, например, за счет гидротермальной проработки осадочного чехла [1]. Поэтому возникает вопрос о химизме преобразования керогена в таких процессах.

Изучение трансформации ОВ при повышенных температурах осуществляется путем постановки разных экспериментов по лабораторному моделированию, например, с помощью гидропиролиза [2]. Породы БС также изучались данным методом [3–4]. Однако изменчивость литологического и мацерального состава толщи ставит ряд ограничений на возможность распространения полученной информации по территории. С целью уточнения представлений о преобразовании керогена в баженовских отложениях на территории Фроловской мегавпадины в ходе гидротермальной проработки в работе приведены результаты экспериментов по разнотемпературному воздействию на породу, содержащую незрелое ОВ, а также сравнение полученных данных с образцом из скважины, относящейся к более высокой стадии катагеназа.

Образец породы с незрелым ОВ был взят из керна материала скв. А, располагающейся на 40 км южнее г. Нефтеюганска, а образец сравнения – из скв. Б в 30 км от первой. Зрелость ОВ из первой скважины приурочена к началу главной зоны нефтеобразования (ПКЗ-МК1), а во второй оно достигло середины нефтяного окна (МК2-МК3). Тектонически они приурочены к восточному борту Фроловской мегавпадины. Оба образца относятся к IV пачке БС и описаны, как керогеново-глинисто-кремнистые породы.

Из образцов скв. А и скв. Б путем поэтапной экстракции были экстрагированы битумоиды из динамических и запечатанных пор [5]. После чего образец А был растерт и погружен в автоклав, заполненный водой. Сам автоклав погружался в печь, разогретую до указанной температуры, где оставался на 24 часа. Учитывая предыдущие исследования БС, были выбраны температуры в 300, 325, 350, 375 и 400 °С [4]. После эксперимента из автоклава отбиралась проба газа. После вскрытия с поверхности воды при помощи пентана и делительной воронки собиралась всплывшая синтетическая нефть. Порошок образца вынимался и высушивался, а с внутренних стенок спиртобензолом собиралась тяжелая синтетическая нефть.

На экстрагированных образцах выполнялся пиролиз Rock-Eval на приборе HAWK Resource Workstation (Wildcat Technologies, USA). Анализ выделившихся в ходе экспериментов газов

выполнялся на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000». Определение углеводородов-биомаркеров в синтетических нефтях и битумоидах выполнялось на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенном с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Капиллярная колонка 60 м × 0,25 мкм × 0,25 мкм (HP-5ms).

В образце из скв. А за 24 часа при температуре 300 °С преобразовалось около 43% керогена относительно исходного количества, а при более высоких температурах получилось преобразовать более 85%. Интересно, что образец после прогрева при 350 °С показывает меньшее изменение пиролитических параметров, чем при 325 °С. Количество общего органического углерода (ТОС – total organic carbon) в эксперименте при 300 °С уменьшилось на 32%, а в остальных – примерно на 53%. Количество пиролизуемого углерода при этом уменьшается, а непиролизуемого – увеличивается. Таким образом, часть органического углерода в итоге переходит в непиролизуемую часть. При этом на графике S2-ТОС видно, что образцы из экспериментов при 375 и 400 °С не попадают на единую линию тренда (рис. 1). Это косвенно может свидетельствовать о том, что кероген подвергается более сложным химическим реакциям. Образец из скв. Б попадает в область между результатами прогрева при 300 и 325–350 °С. При этом его исходный НИ также можно оценить примерно равным 700 мг УВ/г породы.

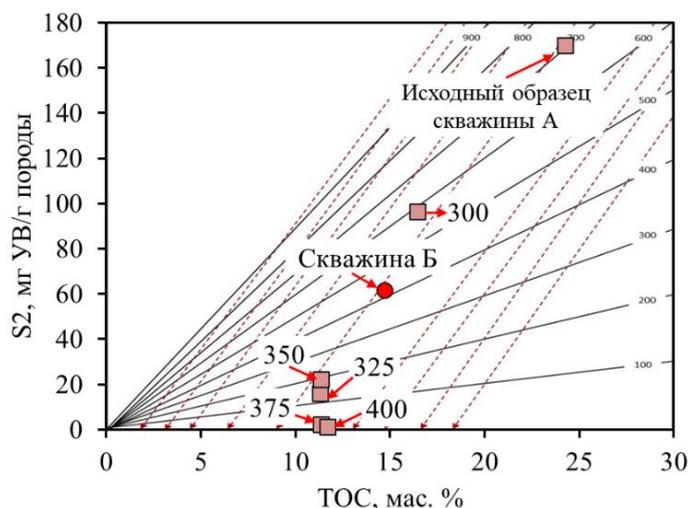


Рис. 1. Диаграмма S2-ТОС по [6] с дополнениями.
Квадраты – образцы из скв. А, цифры рядом – температура воздействия.
Круг – образец из скв. Б

Удельный выход газообразных углеводородов (УВ) увеличивается от 0,2 при 300 °С до 82 мг УВ/г ТОС при 400 °С. Относительное содержание отдельных компонентов дает увидеть разницу в распределении соединений в смеси (рис. 2). Общее поведение показывает уменьшение количества УВ гомологического ряда от метана к гексану, а количество изоалканов в них меньше их нормальных гомологов. При этом выделяется образец после 300 °С, это фиксируется в большей части этана и меньшей пропана относительно остальных образцов, а в образце после 400 °С резко увеличивается доля метана. Отношение метана к остальным УВ газам для всех экспериментов кроме 400 °С дает значение около 0,4, в последнем это отношение равно 0,6. Таким образом, при таких высоких температурах происходит более активный первичный и вторичный крекинг.

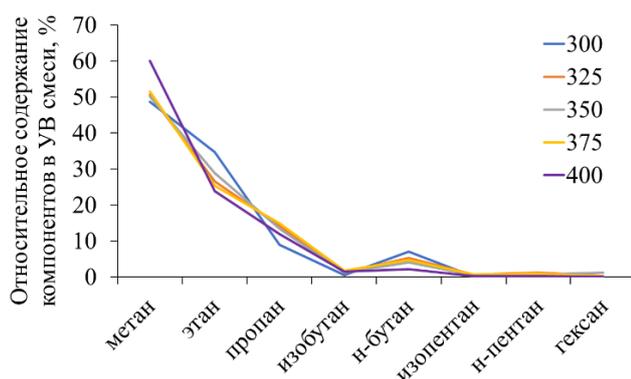


Рис. 2. Состав УВ газов в экспериментах. Цифры рядом с линиями – температура прогрева

Удельный выход легкой синтетической нефти при 300 °С равен 1,2, но при 325 °С это значение уже равно 38,8 мг УВ/г ТОС. При этом дальнейшее увеличение температуры приводит к его уменьшению до 6,6 мг УВ/г ТОС при 400 °С. Тяжелая синтетическая нефть показывает максимум выхода при температуре 350 °С, равный 96,7 мг УВ/г ТОС. При меньших и больших температурах наблюдаются более низкие значения. При этом биомаркерный состав синтетических нефтей достаточно близок, поэтому для дальнейшего анализа использовался характерный образец (рис. 3). Тяжелая синтетическая нефть обладает большей степенью корреляции с природными битумоидами, чем легкая синтетическая нефть. Величины некоторых параметров наследуются от природных экстрактов образца (с29/с30, t23/Н30, Ts/(Ts+Tm) в тяжелой нефти). Параметры зрелости Ts/(Ts+Tm) в легкой нефти и bb/(aa+bb)C29 становятся схожими с природными экстрактами более термически преобразованного образца. Еще один набор параметров значительно отличается от природных битумоидов: (t28+t29)/C29, H35S/H34S, dia/regC27, t26/t25 в легкой нефти. Такие различия могут быть связаны с процессом фракционирования соединений-биомаркеров в результате гидропиролиза [7].

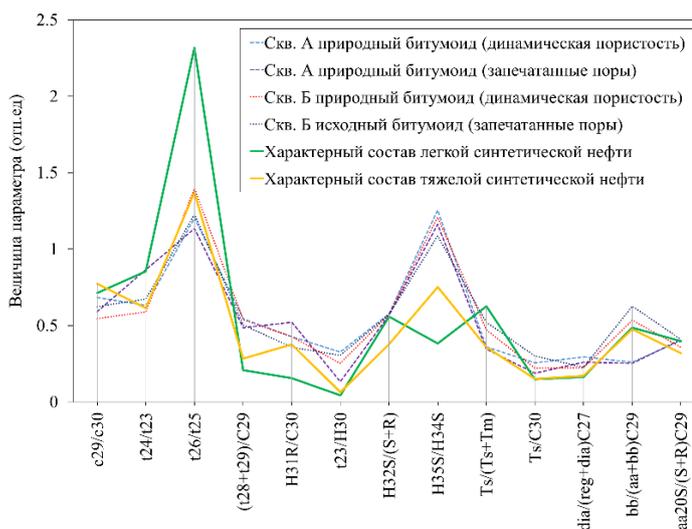


Рис. 3. Средний состав синтетических нефтей и природных экстрактов

Проведенные эксперименты позволили установить, что влияние воды при субкритических условиях позволяют реализовать более 90% генерационного потенциала керогена за достаточно

короткое время. Водный флюид при сверхкритических условиях приводит к полному преобразованию ОВ и ускорению процессов вторичного крекинга новоформированных тяжелых УВ соединений. При этом увеличение степени зрелости органического вещества, согласно пиролитическим данным, происходит по тому же тренду, что и в случае естественных процессов в пласте. Близкий состав синтетических нефтей и природных битумоидов позволяет предположить, что часть углеводородного сырья в образце с более высокой стадией катагенеза могла получиться за счет воздействия более высоких температур по сравнению с пластовыми. Однако отклонения отдельных точек от общего тренда преобразования свидетельствует о том, что химизм преобразования керогена в БС описывается более сложными зависимостями. Для получения более полной картины необходимо детальное представление о путях преобразования отдельных мацералов и влияния минеральной матрицы на данные процессы. Это в итоге позволит уточнить результаты бассейнового моделирования БС и даст дополнительную информацию для разработки третичных методов воздействия на пласт.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда, проект № 24-13-00197.

Литература

1. *Калмыков Г.А., Карпова Е.В., Балушкина Н.С.* и др. Гидротермально-метасоматическая проработка осадочного чехла как один из факторов формирования залежей нефти и газа // *Фундаментальные, глобальные и региональные проблемы геологии нефти и газа – 2024: Материалы Всероссийской научной конференции.* Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 2024. С. 79–81. http://doi.org/10.53954/9785604990070_79
2. *Lewan M.D.* Evaluation of petroleum generation by hydrous pyrolysis experimentation // *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A: Mathematical and Physical Sciences.* 1985. Vol. 315, No. 1531. P. 123–134. <https://doi.org/10.1098/rsta.1985.0033>
3. *Бычков А.Ю., Калмыков Г.А., Бугаев И.А.* и др. Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальном воздействии // *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология.* 2015. № 4. С. 34–39.
4. *Калмыков А.Г., Бычков А.Ю., Калмыков Г.А.* и др. Генерационный потенциал керогена баженовской свиты и возможность его реализации // *Георесурсы.* 2017. № 5. С. 165–172. <https://doi.org/10.18599/grs.19.17>
5. *Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г.* и др. Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров // *Георесурсы.* 2019. Т. 21, № 2. С. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
6. *Jarvie D.M.* Components and processes impacting production success from unconventional shale resource systems // *Geologica Acta.* 2014. Vol. 12, No. 4. P. 307–325. <https://doi.org/10.1344/GeologicaActa2014.12.4.3>
7. *Peters K.E., Moldowan J.M., Sundararaman P.* Effects of hydrous pyrolysis on biomarker thermal maturity parameters: Monterey phosphatic and siliceous members // *Organic Geochemistry.* 1990. Vol. 15, No. 3. P. 249–265. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90003-1](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90003-1)

Исследование изменения физико-химических свойств песчаников в результате закачки водород-метановой смеси

Сафарова Е.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3
safarova@ipng.ru

Ключевые слова: водород, метан, подземное хранение газа, ультразвуковое сканирование, инфракрасная спектроскопия, количественный рентгенодифракционный анализ

В рамках развития направления исследований по закачке водорода, в том числе с метаном, в геологические формации нарастает интерес к оценке влияния данного технологического процесса на преобразование структуры порового пространства терригенных резервуаров.

Подземное хранение метана в целостной технологической цепочке развития водородных технологий играет важную роль. При этом научные основы механизмов взаимодействия водорода с другими природными газами и флюидовмещающей средой разработаны слабо. Этим предопределена актуальность проведения комплекса исследований, направленных на уточнение условий хранения водорода в традиционных хранилищах метана, что является наиболее экономичным способом его временной локализации. Отдельно необходимо учитывать, что гибридное хранение водорода с метаном оправдано развитием технологий их совместного использования. К настоящему времени накоплен значительный практический опыт выработки электроэнергии на основе сжигания в поршневых газовых двигателях и газовых турбинах метана в смеси с водородом. В мире насчитывается до 200 газовых турбин, использующих в качестве топлива водород-метановые смеси. Компанией GE Global, одним из лидеров мировой энергетики, эксплуатируется 75 таких турбин, из которых 25 уже более миллиона часов работают на метан-водородных смесях, содержащих более 50 об.% водорода [1, 2]. Однако нельзя не считаться с тем, что хранение водорода совместно с метаном в естественной геологической среде может привести к развитию целого ряда негативных и малоизученных процессов, включая потери на диффузию и геохимические процессы, изменения соотношений составляющих газовых смесей, развитие коррозионных эффектов.

К таким процессам относятся: растворение водорода в водных растворах и минералах, расходование водорода в химических и биохимических процессах, приводящих к связыванию водорода с вещественным составом хранилища, образованием замкнутых пор, фильтрация водорода из области хранения.

В целях изучения изменений физико-химических свойств песчаников пласта-коллектора одного из действующих подземных хранилищ газа (ПХГ) при совместном хранении водород-метановых смесей при сопряженном воздействии гидрохимических и термобарических факторов были проведены экспериментальные исследования на керновом материале. В работе использовались песчаники Степновского ПХГ из пласта-коллектора воробьевского горизонта (D2V+VI), являющегося основным объектом газохраниения. Образцы керна подвергались длительной выдержке в водород-метановой смеси в течение 45 дней (рис. 1).



Рис. 1. Установка (а) для нагнетания водород-метановой смеси по системе капилляров в ячейку с образцом керна (б), рабочее давление 8 МПа

Работы проводились в несколько этапов. Для всех образцов были выполнены количественный рентгенодифракционный анализ (КРДА), рентгенофлуоресцентный анализ (РФА), компьютерная микротомография (микро-КТ), инфракрасная спектроскопия (ИК-спектроскопия), ядерно-магнитный резонанс (ЯМР), ультразвуковое сканирование и распознавание на растровом электронном микроскопе (РЭМ). Весь комплекс аналитических работ проводился для образцов до и после эксперимента.

Образцы представлены песчаниками мелкозернистыми (табл. 1), неравномерно пиритизированными, характеризуются высокими значениями пористости и проницаемости и относятся к третьему классу коллекторов по А.А. Ханину. Согласно данным компьютерной томографии и исследований на РЭМ образцы характеризуются равномерным строением, хорошей сортировкой песчаного материала. В образцах прослеживаются линзы, выполненные глинистым материалом, внутри которых встречаются трещины. Пустотное пространство в породах представлено преимущественно межзерновыми пустотами.

Таблица 1. Усредненные фильтрационно-емкостные свойства изучаемых образцов

Название породы	Высота, мм	Диаметр, мм	Вес, гр	ФЕС	
				Кп, %	Кпр, мД
Песчаник мелкозернистый, неравномерно пиритизированный	28	9	3,8453	21,74	521,53

Комплекс намеченных исследований был направлен на выявление изменений внутреннего строения образцов, которые могут произойти в результате эксперимента по выдержке в водород-метановых смесях (ВМС).

Для оценки преобразования плотностных характеристик исследуемых песчаников и их емкостного пространства на полноразмерных неизмельченных образцах проводили ультразвуковое сканирование до и после выдержки в ВМС. В каждом из образцов измерения скоростей упругих волн проводились в трех направлениях: вдоль оси образца, и по двум взаимно ортогональным пересекающимся диаметральному трассам на уровне середины высоты образца. Для каждой из трасс определялись времена пробега продольной волны и поперечных волн,

поляризованных перпендикулярно оси образца и параллельно оси образца. Для улучшения точности определения скоростей каждое измерение проводилось 5 раз, результаты осреднялись.

В результате воздействия ВМС на образец песчаника показатели скорости продольных и поперечных волн возросли на 7%, и 6,3% соответственно, что говорит об уплотнении породы (табл. 2). Причиной данного процесса могла стать вторичная карбонатизация, т. е. снижение объемного пространства для хранения газа за счет падения прочности межзерновых контактов. Данный факт уплотнения образца керна подтверждает результаты описанных выше экспериментов.

Таблица 2. Результаты оценки прохождения скоростей упругих волн через исследуемый образец песчаника до и после эксперимента

Исходные скорости прохождения упругих волн		Скорости прохождения упругих волн после выдержки в ВМС	
V _p , км/с	V _s , км/с	V _p , км/с	V _s , км/с
1,62	0,96	1,74	1,02

Результаты рентгенодифракционного анализа на рентгеновском дифрактометре Ultima-IV фирмы Rigaku (Япония) свидетельствуют о преобразовании в кристаллической решетке кремния за счет отраженного смещения интенсивности линий на рентгенограммах фаз, пропорциональной объемному содержанию искомой фазы. Сравнительная оценка изменения значений остроконечных пиков (кристаллических фаз образца) до и после эксперимента позволяет сделать вывод о количественном приросте кристаллической фазы калиевых-полевых шпатов. Преобразование в кристаллической решетке кремния также отражены методом инфракрасной спектроскопии.

Присутствие глинистых минералов в условиях колебаний давления приводит к интенсификации химических процессов, инициируемых электрическим полем, поскольку эти минералы приобретают значительный электрический потенциал в результате обменных процессов. Отсюда следует, что хранилища гибридного водорода с точки зрения его потерь можно оценивать по количеству глинистых и пьезоэлектрических минералов. Таким образом, оценку ликвидности газохранилищ следует производить на основе информации о составе горных пород, в первую очередь по содержанию глинистых минералов, кварца и железа.

В результате проведенных лабораторных анализов с использованием ИК-спектрометра WQF-530A фирмы «Beijing Rayleigh Analytical Instrument Corp.» (Китай) с аксессуаром Quest Single Reflection (ATR) получены ИК-спектры размельченных исследуемых образцов песчаников.

На рис. 2 показаны спектры инфракрасного поглощения, полученные для слоя минералов, снятых с поверхности образца до и после хранения в водороде.

Отмечено, что в результате водород внедрился в микротрещины, в краевые и винтовые дислокации, чем повысил жесткость образца. Природный кремний содержит в себе примеси, оборванные связи, например, Si-O-, где размещается водород, ликвидируя пустоты. Поглощение заменяет Si- на H+, т. е. образуется группа Si-O-H. Смещение линии поглощения указывает на этот факт. Возникшие изменения в спектре ИК в фонной области говорят об изменении состава атомов в кристаллической решетке кремния [3]. Химическое связывание атомов водорода с атомами кислорода, кремния или примесям других атомов, заполнение дефектов структуры, краевых и винтовых дислокаций изменяют упругие характеристики твердого образца, которые проявляются как в ИК-спектрах, так и в скоростях продольных и поперечных колебаний образцов песчаника.

Установленные в ходе исследований сопряженный рост скоростей упругих волн и изменения ИК-спектров указывают на рост модулей продольной и поперечной деформации, что свидетельствует об увеличении плотности и снижении размеров частиц горной породы за счет взаимодействия водорода с минералами. Это привело к уменьшению размеров частиц, вероятно, за счет диффузии молекул водорода, обладающего высокой восстановительной активностью, и последующего образования новых химических соединений, улучшающих цементирование песчаника.

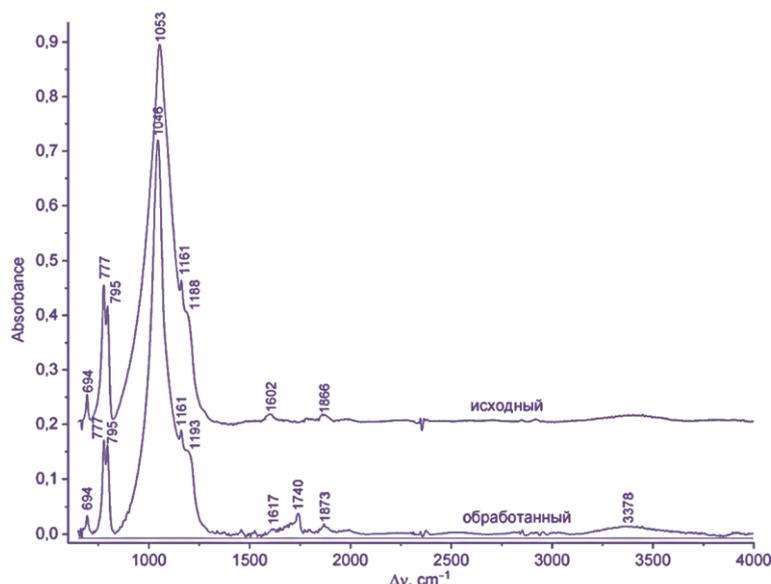


Рис. 2. Спектры инфракрасного поглощения частиц песчаника, снятые для исходного образца керна (верхняя кривая) и образца, хранившегося в ВМС (нижняя кривая)

Изменения состава горной породы подтверждаются различиями в спектрах инфракрасного поглощения образца и рентгеновской дифракционной картины образца, замеренными в пробах до и после выдержки в ВМС.

Это предположение подтверждается результатами исследований спектров поглощения инфракрасного излучения (ИК-спектры) частиц и КРДА.

Проведенные автором исследования свидетельствуют о необходимости формирования комплекса экспериментальных методов, позволяющих в лабораторных условиях оценивать степень физико-химических процессов, сопровождающих хранение водород-метановых смесей в различных геологических формациях, что представляет собой важный этап в создании методологии выбора как самого объекта, так и условий его эксплуатации.

Литература

1. *Muhammed N.S., Haq M.B., Al Shehri D.A. et al.* Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review // *Fuel*. 2023. Vol. 337. P. 127032. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.127032>
2. *Tarkowski R.* Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 105. P. 86–94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>
3. *Милехин А.Г., Нимцинши С., Фридрих М. et al.* Инфракрасная спектроскопия кремниевых сращенных пластин // *Физика и техника полупроводников*. 2006. Т. 40, Вып. 11. С. 1338–1348

Исследование влияния температуры закачиваемого теплоносителя на изменение свойств горных пород

Скворцов А.С.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 614013, г. Пермь, ул. Академика Королева, д. 21А
andrej.skvortsov@lukoil.com

Ключевые слова: тепловые методы, лабораторные исследования, фильтрационно-емкостные свойства, высоковязкая нефть

При разработке месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов (СВН и ПБ) широко используются термические методы воздействия на пласт. Создаваемые температуры в процессе разработки могут достигать значений свыше 200 °С, что может привести к существенным изменениям свойств горных пород пласта, вызванным изменением структуры пустотного пространства, поверхностных свойств, развитием трещиноватости вследствие возникающих внутренних напряжений из-за расширения скелета породы [1–5]. Данные факторы могут оказать существенное влияние на темп и характер распространения паротепловой зоны, тем самым повлиять на такие важные характеристики теплового воздействия, как эффективность нефтеизвлечения и паронефтяное отношение.

В работе приводятся результаты экспериментальных исследований по изучению влияния температуры на фильтрационно-емкостные свойства горных пород месторождения сверхвязкой нефти, расположенного в Республике Коми. На первом этапе выполнялся отбор керновых образцов со скважин, вскрывающих нужный объект и не подвергнутых термическому воздействию для исключения искажения результатов исследований, осуществлялось формирование групп образцов со схожими свойствами: по литологии, минералогическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам. На втором этапе выполнялись исследования по влиянию высокотемпературного воздействия, которые подразделялись на 2 группы в зависимости от механизма передачи тепла в пласте: фильтрационные эксперименты с проницаемыми породами (породами-коллекторами) и низкопроницаемыми породами (породами-неколлекторами).

На этапе фильтрационных исследований насыщенные водой образцы помещались в кернодержатель установки, где создавались начальная температура эксперимента и эффективное давление. Повышение температуры с 50 до 250 °С осуществлялось с шагом в 50 °С. На каждой температурной ступени определялись объем откачанной воды из образца по показаниям насоса, соединенного с кернодержателем, а также проницаемость по воде. По объему откачанной воды и начальному объему пор рассчитывалось изменение объема пространства породы-коллектора. Исследования с породами-неколлекторами осуществлялись в следующем порядке: предварительно насыщенные образцы помещались в термощкаф, нагретый до необходимой температуры. После каждой температурной ступени образцы извлекались из термощкафа, после чего производилось определение пористости и проницаемости образцов. Затем осуществлялась повторная выдержка при той же температурной ступени. Таким образом выполнялся контроль окончания процесса изменений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцов – путем проверки равенства значений проницаемости,

определенных при первом и повторном измерениях. Повышение температуры осуществлялось с 50 до 250 °С с шагом в 20 °С.

На третьем этапе выполнялось повторное изучение минерального состава и структуры пустотного пространства горных пород с целью определения изменений в результате термического воздействия и уточнения механизмов, по которым происходят данные изменения.

По результатам исследований влияния температуры на фильтрационно-емкостные свойства высокопроницаемых образцов (пород-коллекторов) установлено, что с ростом температуры до 250 °С, происходит снижение пористости в среднем на 26% и проницаемости в среднем на 34%, что может быть обусловлено тепловым расширением скелета породы и сужением пор. Стоит отметить, что при возрастании глинистой фракции проницаемость образцов снижается, аналогично пористости. Такое поведение может быть связано с набуханием глинистой составляющей образцов, что дополнительно, вместе с температурным расширением скелета породы при фиксированном эффективном давлении, снижает фильтрационно-емкостные свойства.

По результатам исследований влияния температуры на ФЭС низкопроницаемых образцов (пород-неколлекторов) установлено, что увеличение температуры от 50 °С до 150 °С приводит к увеличению проницаемости образцов в среднем на 46,22%. При увеличении температуры со 170 °С до 250 °С наблюдается снижение среднего прироста проницаемости до 18,75% (относительно начального значения). Такое значительное изменение может быть связано с эффектом расклинивания пор за счет теплового расширения воды и увеличения внутренних напряжений.

Литература

1. *Casse F.J.* The effect of temperature and confining pressure on fluid flow properties of consolidated rocks: PhD diss. Stanford, 1974. 132 p.
2. *Casse F.J.* The effect of temperature and confining pressure on single-phase flow in consolidated rocks // *Journal of Petroleum Technology*. 1979. Vol. 31, No. 8. P. 1051–1059. <https://doi.org/10.2118/5877-PA>
3. *Jing X.D.* The effect of clay, pressure and temperature on the electrical and hydraulic properties of real and synthetic rocks: PhD diss. London, 1990. 280 p. <https://doi.org/10.25560/8966>
4. *Alzate-Espinosa G., Arias-Buitrago J.A., Morales-Monsalve C.B.* et al. Permeability and porosity changes in unconsolidated porous media due to variations of confining stress and temperature – An experimental study [Cambios en la permeabilidad y porosidad de medios porosos no consolidados debido a cambios en el esfuerzo de confinamiento y la temperatura – Un estudio experimental] // *Boletín de Ciencias de la Tierra*. 2017. No. 42. P. 64–72. <https://doi.org/10.15446/rbct.n42.65497>
5. *Uribe-Patiño J. A., Alzate-Espinosa G. A., Arbeláez-Londoño A.* Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 152. P. 250–266. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.012>

Цифровое решение вопроса оценки трещиноватости карбонатных пород Восточной Сибири на керне

Сычева А.С.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42
ASSycheva@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: трещиноватость, керн, цифровой подход, количественная оценка

Актуальность работы обусловлена активным освоением месторождений Восточной Сибири, большую часть запасов которых вмещают карбонатные породы венд-кембрия. Одной из особенностей таких отложений является трещиноватость. В резервуаре трещины могут как выполнять роль коллектора, так и формировать дополнительные пути миграции. Все это значительно влияет на производительность и скорость разработки объектов. Для корректного построения геологической модели, как основы фильтрационной модели, необходимы параметры трещиноватости в цифре, но в рамках стандартных исследований на стадии описания керна оценка выполняется на качественном уровне [1–3].

В связи с этим возникает необходимость в разработке цифрового функционала для количественной оценки трещиноватости по керновым данным.

В работе подробно изучены трещины, встречающиеся на керновом материале Восточной Сибири. Для удобства анализа трещин на практике предлагается разделять виды трещин на 4 класса: тектонические, литогенетические, лито-тектонические и техногенные трещины.

1. Тектонические: спрямленные, протяженные, часто формируют систему параллельных трещин.

2. Литогенетические разделяются на 3 группы:

– Усыхания: короткие, чаще субвертикальные трещины клиновидной формы, угасающие вниз от поверхности слойка или слоя. Могут быть заполнены зернами (литокластами) или глинистым материалом.

– Карстовые: короткие, извилистые, образуют систему разнонаправленных трещин (сетку), часто трещины залеченные вторичными минералами (например, галит и ангидрит).

– Синерезиса: извилистые, короткие, изменчивой ширины. Образуются за счет старения коллоидов, а также в процессе диагенеза пород, когда осадок уплотняется и теряет влагу. Чаще встречаются в глинистых разностях.

3. Лито-тектонические разделяются на 3 группы:

– Гравитационного срыва: трещины с изменчивой шириной, неправильной формы. Эта разновидность трещин формируется в породах склонов органогенных построек и карбонатных платформ, при нарушении гравитационной стабильности пачек склоновых известняков.

– Деформаций по стилолитам: короткие, выдержанной ширины, часто залечены битумом. Образуются при уплотнении осадка и при влиянии тектоники в точках максимального давления столбцов стилолита.

– Межслоевых деформаций: тонкие, спрямленные, со смещением слойков относительно друг друга. Такие трещины чаще формируются внутри слоя за счет разновекторных напряжений.

4. Техногенные разделяются на 2 группы:

- Разгрузки: образуются при снятии напряжений на горную породу.
- Бой: трещины, возникающие при отборе керна.

Важным параметром для оценки трещиноватости на керне является раскрытость (апертура) трещин. Для более точного определения этого значения были сопоставлены результаты разномасштабных исследований керна: петрографическое изучение трещин в шлифах, характеристика трещиноватости в кубах (метод Багринцевой), литологическое описание керна (рис. 1).

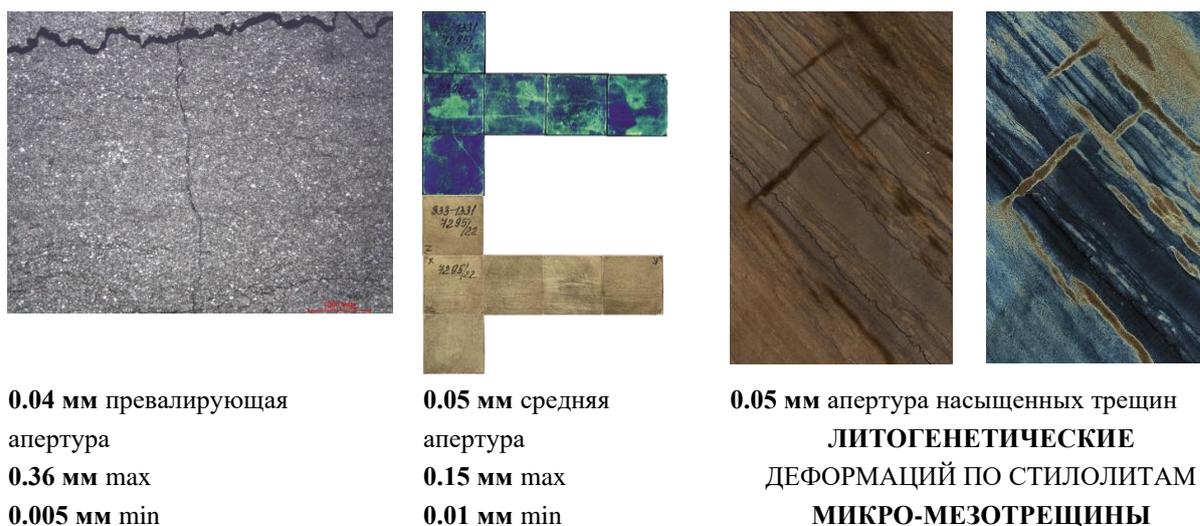


Рис. 1. Сопоставление результатов разномасштабных исследований керна

В рамках стандартных исследований на стадии описания керна оценка трещиноватости выполняется на качественном уровне. Сегодня специалистами ТННЦ разработан новый функционал «Трещины» на базе РН-Лаб, с помощью которого можно на фотографиях высокого качества выделить трещины и присвоить им различные параметры. Результат выгружается в виде таблицы Excel, в которой каждый параметр оценен количественно.

Новый функционал опробован на скважине Восточной Сибири. На 30 метров керна выделено 1200 трещин, 900 из которых имеют нефтенасыщение. Средняя апертура трещин от 50 до 100 мкм. По генезису преобладают литогенетические и карстовые трещины. Таким образом, новый функционал позволяет вывести на количественный уровень оценку трещиноватости на керне, а визуальное представление результатов в виде планшетов позволяет оперативно анализировать большой массив полученных данных (рис. 2).

По итогам работы предложена классификация видов трещин для карбонатных пород Восточной Сибири, новый функционал адаптирован для количественной оценки трещиноватости карбонатных пород, а также опробован на примере скважины одного из месторождений Восточной Сибири.

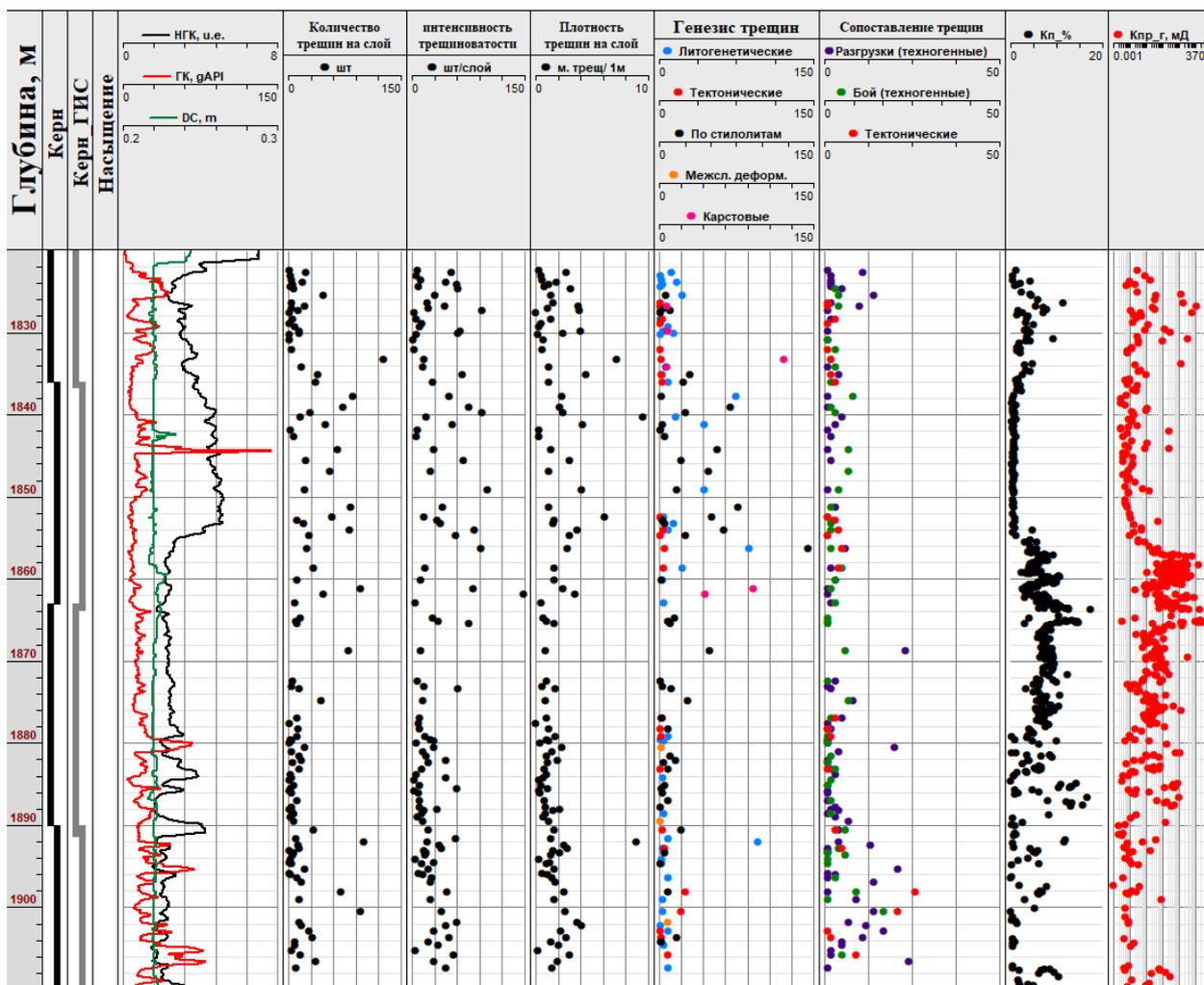


Рис. 2. Визуальное представление результатов оценки трещиноватости карбонатных пород в новом модуле РН-Лаб

Литература

1. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра, 1982. 256 с.
2. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
3. Семухин М.В., Ядрышников О.А., Серкин М.Ф., Чертина К.Н. Разработка системы распознавания трещин для получения экспериментальных данных по снимкам петрографических шлифов ядра // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 27–31. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-5-27-31>

Применение методов машинного обучения для прогноза фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов углеводородного сырья

Фролова М.А.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 119991, г. Москва,
Ленинские горы, д. 1
frolov-tf@mail.ru

Ключевые слова: машинное обучение, пористость, проницаемость

Проницаемость является важным параметром для прогнозирования движения углеводородов в пористой среде. Наиболее часто используемым методом расчета этого свойства является использование зависимости «пористость–проницаемость». Не существует явной связи между этими двумя параметрами, однако часто удается выявить полезные корреляционные зависимости. Цель этого исследования: выявить преимущества и недостатки использования методов машинного обучения (ML) для решения задачи оценки проницаемости пород-коллекторов по заданному значению их пористости.

Для исследования использовалась база данных, предоставленная кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

Для анализа данных и установления связи «пористость–проницаемость» в этом исследовании использовались следующие методы машинного обучения: линейная регрессия (LR), случайный лес (RF), CatBoost. Эти модели являются наиболее популярными в области анализа данных [1, 2].

Первый из перечисленных алгоритмов является наиболее интерпретируемым в случае данного исследования, так как на практике для установления связи «пористость–проницаемость» в полулогарифмическом масштабе используют именно линейную зависимость. В данном случае связь между предсказываемым параметром и известными признаками, по которым планируется устанавливать неизвестный в дальнейшем параметр, устанавливается использованием метода наименьших квадратов [3].

Второй алгоритм (RF) относится к ансамблевым методам ML, использующим множество решающих деревьев для улучшения точности регрессии [4]. Каждое отдельное дерево обучается на случайном подмножестве данных и случайном наборе признаков, что помогает уменьшить переобучение и повысить обобщающую способность модели. Для финального предсказания результаты всех деревьев комбинируются с помощью усреднения.

Градиентные методы считаются наиболее сильными в области анализа данных. Они основаны на том, что каждая новая модель в ансамбле учится исправлять ошибки предыдущих моделей. Одной из самых популярных реализаций этого метода является CatBoost [5].

Для оценки качества моделей использовался коэффициент детерминации R^2 как традиционная метрика, оценивающая качество регрессионных моделей, обычно строящихся для зависимости проницаемости от пористости. Для расчета R^2 в ML-моделях использовалась

кросс-валидация, что позволяет получить более надежную оценку качества модели, чем использование одной тестовой выборки.

Для сравнения также были применены некоторые теоретически установленные ранее связи, в которых используется переход от фиктивного грунта к идеальному. Первая из них основана на уравнении, полученном Слехтером. В исследованиях [6, с. 525–542] показано, что с достаточной для практики точностью можно считать:

$$k \sim m^{3.3} d, \quad (1)$$

где k – проницаемость, m – пористость, d – средний радиус зерен породы.

Был также рассмотрен вариант, когда радиус зерен породы считается линейно связанным с пористостью:

$$d = Am, \quad (2)$$

где A – подбираемый параметр.

Были рассмотрены другие способы установления связи проницаемости с пористостью:

$$k \sim \frac{m^3}{(1-m)^2} d^2, \quad (3)$$

$$k = \frac{d^2}{98m^{3.3}}, \quad (4)$$

$$k \sim \frac{m}{(1-m)^2} d^2, \quad (5)$$

$$k = c \frac{(m-m_0)^2}{\sqrt[3]{1-m^2}} d^2. \quad (6)$$

В последней из рассматриваемых теоретических зависимостей есть три гиперпараметра – c , m_0 и d , поиск которых в данном исследовании осуществлялся с помощью градиентного метода, а также в случаях, где это давало лучший результат, применялся эволюционный алгоритм [7]. Таким образом, использование этой зависимости в данном исследовании сводится также к применению методов машинного обучения.

На рис. 1. сравниваются используемые модели для одного из исследуемых месторождений. Видно, что некоторые теоретические зависимости неплохо описывают данные, достигая в model 1* допустимых в рамках геофизических исследований значений показателя $R^2 = 0,69$. Тем не менее, при использовании алгоритма CatBoost удается повысить эту метрику до $R^2 = 0,79$. В табл. 1 указаны полученные метрики для месторождений 'f', 'g', 'h', 'k'. Для месторождений 'f' и 'k' многие модели достаточно хорошо описывают данные. Градиентный метод дает наиболее высокий коэффициент детерминации. Однако для месторождений 'g' и 'h' высоких показателей при поиске зависимости «пористость–проницаемость» достичь не удастся.

Для достижения удовлетворительной метрики у месторождения 'g', помимо признака «пористость», необходимо было использовать в алгоритмах CatBoost и RandomForest дополнительные известные признаки.

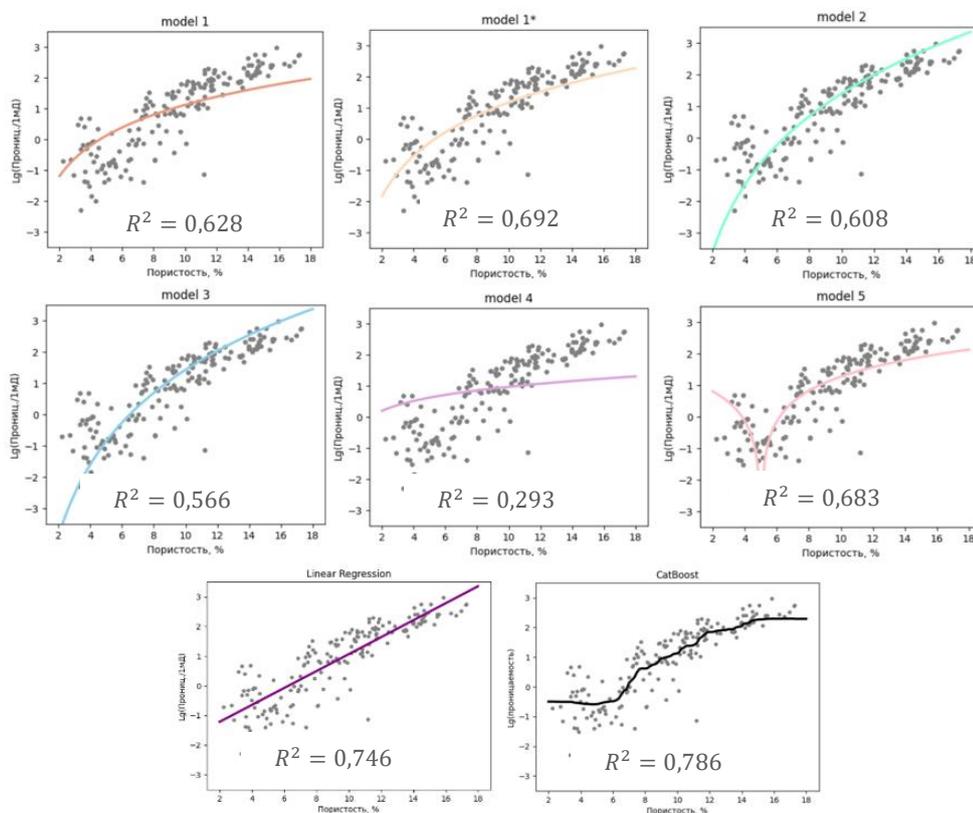


Рис. 1. Результаты использования 8 различных моделей для месторождения 'к'

Таблица 1. Результат применения теоретических уравнений и методов машинного обучения для некоторых месторождений

		R2			
		Месторождение			
		'f'	'g'	'h'	'k'
Физические модели	model 1	0,733	0,165	0,184	0,628
	model 1*	0,773	0,133	0	0,692
	model 2	0,384	0	0	0,608
	model 3	0,300	0	0	0,566
	model 4	0,369	0,082	0,181	0,293
	model 5***	0,719	0,152	0,290	0,683
Модели машинного обучения	Linear Regression	0,743	0,143	0,184	0,746
	CatBoost	0,852	0,174	0,353	0,789
	CatBoost**	0,856	0,659	0,421	0,831
	Random Forest**	0,874	0,688	0,457	0,848

* модифицированная модель; ** модели машинного обучения, в которых помимо признаков «пористость» и «проницаемость» использовались и другие доступные данные; *** model_5 представляет из себя комбинацию физической модели и использования оптимизационных методов, таких как алгоритм обобщенного приведенного градиента или эволюционный поиск (методы ML)

Выводы

1. Были рассмотрены некоторые теоретические зависимости, устанавливающие связь «пористость–проницаемость», а также их сравнение с результатами применения алгоритмов машинного обучения.

2. В большинстве случаев ML-модели позволяют достичь большего значения коэффициента детерминации по сравнению с теоретическими зависимостями. Самым «сильным» алгоритмом оказался CatBoost.

3. Не для всех месторождений удастся достичь высокого значения R^2 . Однако, если добавить в анализ месторождения некоторые дополнительные данные, удастся повысить метрику оценки качества модели, иногда в несколько раз. В этом случае наибольшие показатели дал алгоритм RF.

Литература

1. *Watt J., Borhani R., Katsaggelos A. K.* Machine Learning Refined: Foundations, Algorithms, and Applications. 2nd ed. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2020. 594 p. <https://doi.org/10.1017/9781108690935>

2. *Sadeqi-Arani Z., Kadkhodaie A.* A bibliometric analysis of the application of machine learning methods in the petroleum industry // Results in Engineering. 2023. Vol. 20. P. 101518. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101518>

3. *Hilary L.S.* The historical development of the Gauss linear model // Biometrika. 1967. Vol. 54, No. 1–2. P. 1–24. <https://doi.org/10.2307/2333849>

4. *Breiman L.* Random forests // Machine Learning. 2001. Vol. 45. P. 5–32. <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>

5. *Prokhorenkova L., Gusev G., Vorobev A.* et al. CatBoost: unbiased boosting with categorical features // NIPS'18: Proceedings of the 32nd International Conference on Neural Information Processing Systems. Red Hook, NY: Curran Associates, 2018. P. 6639–6649. (Advances in Neural Information Processing Systems. Vol. 31).

6. *Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.* The Rock Physics Handbook. 3rd ed. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2020. 727 p. <https://doi.org/10.1017/9781108333016>

7. *Барышев А.В.* Поиск оптимальных альтернативных решений с помощью Excel в задачах целочисленного программирования // Вестник евразийской науки. 2015. Т. 7, № 4(29). <https://doi.org/10.15862/60EVN415>

Применение геохимических показателей для подтверждения насыщенности ачимовских пластов

Ходыкина А.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, РФ, 625000,
г. Тюмень, ул. Республики, д. 41
Anastasiya.Khodykina@lukoil.com

Ключевые слова: ачимовская толща, нефтенасыщенность, проницаемость, индекс нефтенасыщенности, граничные значения

Актуальность

Для отложений ачимовской толщи проблема получения обводненных притоков в зоне предельного насыщения и несоответствие результатов испытаний ожидаемым притокам в последнее время стоит наиболее остро. Причины такого несоответствия могут быть связаны как с некорректными оценками параметров пластов, так и с наличием неоднородного насыщения.

Задачи работы

Для решения данной проблемы необходим комплексный подход к обоснованию граничных значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), более детальное обоснование критических значений удельного электрического сопротивления (УЭС) пласта с учетом свечения (люминисцирования) керна в ультрафиолетовом свете (УФ) за счет содержания битуминозных веществ и прогноз обводненности продукции, исходя из соотношения насыщенных толщин. Для доказательства наличия неоднородного насыщения требуется дополнительно провести анализ значений пиролитических коэффициентов в зависимости от проницаемости пласта.

Способы решения

Для чисто нефтяной зоны (ЧНЗ) была проведена апробация подхода, предлагаемого специалистами «Тюменского нефтяного научного центра» [1] с построением зависимости проницаемости для насыщения прослоев нефтью от зеркала чистой воды (ЗЧВ). Однако использование поточечных значений проницаемости и свечения керна в ультрафиолетовом свете показало большую область перекрытия. Поэтому в данной работе были получены граничные значения фильтрационно-емкостных свойств способом прямого сопоставления [2], где коллектором считался прослой со светящимся в УФ керном, а неколлектором - без свечения. По сформированной выборке путем построения гистограмм были определены граничные значения проницаемости и пористости. Данный подход не зависит от обоснования значений остаточной водо- и нефтенасыщенности. Для зоны ЧНЗ граничные значения ФЕС с учетом свечения керна в УФ (по объединенной выборке скважин) могут быть использованы для деления «коллектор-неколлектор», для переходной зоны характерны минимальные проницаемости для насыщения породы нефтью.

Результаты

Полученные граничные значения проницаемости были сопоставлены с абсолютными отметками по разрезу (этот вариант реализован из-за неопределенности оценки глубин ЗЧВ). По данной зависимости наблюдается увеличение граничных значений проницаемости для насыщения породы нефтью при приближении к предполагаемому уровню водонефтяного контакта и ЗЧВ (рис. 1а).

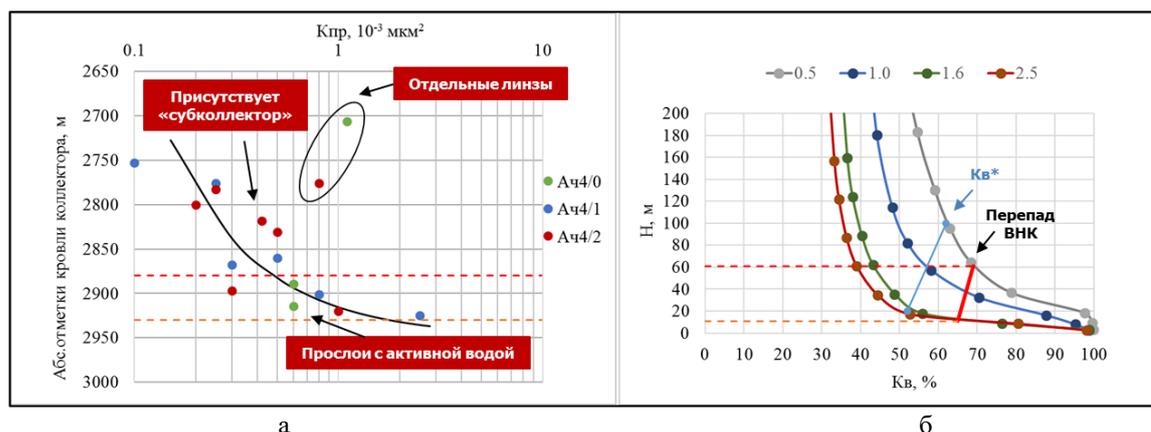


Рис. 1. Результаты исследования проницаемости:

а – зависимость граничных значений проницаемости от абсолютной отметки кровли коллектора для пласта Ач4; б – модель переходной зоны с дифференциацией по проницаемости

Зависимость была совмещена с моделью переходной зоны (рис. 1б). Удалось выделить интервалы, где «полосчатое» насыщение обусловлено присутствием субколлекторов, а также присутствуют прослой свободной («активной») воды [3].

Для дополнительного подтверждения насыщения изучаемых интервалов, а также полученных граничных значений был проведен пиролитический анализ по технологии Rock-Eval. Для сопоставлений использовались параметры: общий органический углерод (ТОС – total organic carbon) и индекс нефтенасыщенности (OSI – oil saturation index). Для выделения нефтенасыщенных интервалов возможно использование значений OSI, превышающих 100 мг УВ/г ТОС. Значения OSI сопоставлялись с проницаемостью образцов и абсолютными глубинами залегания (рис. 2).

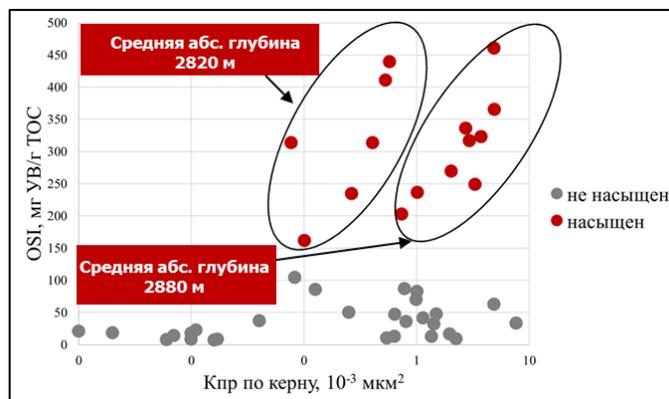


Рис. 2. Зависимость проницаемости от индекса насыщения OSI с учетом абсолютных отметок кровли коллектора линз Ач4

Получено (см. рис. 2), что при высоких абсолютных отметках нефтенасыщение можно идентифицировать как значительное, граничные значения проницаемости для насыщенных прослоев изменяются от 0,1 мД.

При абсолютных отметках ниже на 60 м фиксируются прослои с OSI до 100 мг УВ/г ТОС, граничные значения проницаемости для насыщения породы нефтью изменяются от 0,8 мД. Высокие значения OSI могут быть в этом случае только при значительной проницаемости.

Стоит отметить, что анализ пиролитических коэффициентов проводился независимо от привязки к свечению керн в УФ, а результат получен идентичный. Это подтверждает наличие различных граничных значений ФЕС для нефтенасыщенных пород в одном объекте.

В выделенных интервалах неоднородного насыщения для увеличения достоверности дифференциации прослоев с насыщением «нефть» и «вода» необходимо получить дополнительные критерии, одним из которых будет являться критическое значение удельного электрического сопротивления (УЭСкр). Стандартным способом критические сопротивления обосновываются по результатам испытаний. Если в интервале испытаний наблюдается чередование водо- и нефтенасыщенных прослоев, получаемый приток будет совместным и это не позволит дифференцировать прослои по УЭС. Поэтому рассматривалась возможность обоснования УЭСкр с учетом свечения керн в УФ. Полученные значения имеют высокую достоверность.

Для прогноза обводненности продукции был проведен анализ суммарных толщин светящегося в УФ керн в испытанных интервалах. Установлено, что для интервалов с насыщением «нефть» толщина светящихся прослоев составляет более 95% от вскрытой толщины, для интервалов с насыщением «нефть + вода» – 50%, соответственно, для насыщения «вода + нефть» светится всего лишь 30%.

Выводы

1. Проведен анализ пиролитических коэффициентов, который подтвердил наличие различных граничных значений ФЕС для нефтенасыщенных пород в одном объекте.
2. Впервые представлен подход обоснования критических удельных электрических сопротивлений с учетом свечения керн в УФ.
3. Основным результатом работы стало создание комплексного подхода к обоснованию граничных значений ФЕС, корректировке границ нефтенасыщенных толщин и прогнозу обводненности продукции.

Литература

1. *Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдошук А.А., Смирнова Е.В.* Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>
2. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа объемным методом / Под. ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. 258 с.
3. *Зубков М.Ю., Колпаков В.В.* Остаточная водонасыщенность и капиллярное давление в углеводородной залежи // Горные ведомости. 2010. № 7(74). С. 20–27.

СЕКЦИЯ 4.
Экологические проблемы нефтегазового комплекса

Об экологической переработке попутного нефтяного газа и достижениях «GT+»-технологий

Аулов М.С.

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
РФ, 346428, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, д. 132
aulov2002@mail.ru

Ключевые слова: переработка попутного нефтяного газа, «GT+»-технологии, синтетическая нефть, экологическая переработка газа

В настоящее время экологические проблемы стоят остро, как никогда. Значительное количество тепловых отходов, парниковых газов и различных токсичных веществ ежегодно выбрасывается в атмосферу, нарушая структуру воздушной оболочки Земли, что ведет к изменению климата и общей экологической обстановки на планете в целом. Большая часть выбрасываемого газа приходится на долю нефте- и газодобывающей промышленности. Одним из самых неэффективно используемых на данный момент ресурсов являются отходы нефтедобывающей промышленности – попутный нефтяной газ (ПНГ). По различным оценкам [1], ежегодно сжигается в факелах от 20 до 50 млрд м³ попутного газа, состоящего в большей мере из углекислого газа, метана и других низкомолекулярных легколетучих углеводородов. Начиная с 8 ноября 2012 г. в связи с постановлением РФ № 1148 степень переработки (эффективной утилизации) ПНГ на нефтедобывающем предприятии должна составлять не менее 95%. Однако, по данным Аналитического центра при правительстве РФ, за последние несколько лет уровень эффективной утилизации ПНГ значительно снижается по сравнению с данными прошлого десятилетия. Это связано с освоением новых месторождений нефти, на которых еще не были установлены перерабатывающие установки, либо нет экономической или логистической возможности для переработки вообще.

В настоящее время методы переработки газовых и иных органических отходов исследуются очень широко. Выделяют следующие типы переработки ПНГ: сжигание ПНГ в факелах; закачка ПНГ обратно в пласт; очистка и фракционная переработка ПНГ в газовые виды топлива; использование ПНГ в качестве топлива по месту добычи; технология «Gas-to-liquids» и схожие технологии.

Сжигание газа в факелах влечет за собой экономические потери, снижение потенциальной эффективности нефтедобывающего предприятия и целый ряд экологических проблем в регионе, связанных в первую очередь с огромными выбросами тепла и отходов в атмосферу.

Эффективность закачки ПНГ в пласт в определенной степени зависит от условий добычи и вида эксплуатируемого месторождения. При благоприятных условиях добычи закачка ПНГ в пласт со сточной водой позволяет увеличить добычу нефти в среднем на 4–9 тыс. т в год на одном участке. В иных случаях, например, при закачке газа в залежи вязкой нефти, данный метод оказывается неэффективным и не окупает затраченных на закачку средств в следующем экономическом году. В пределах Российской Федерации опыт в реализации данного метода переработки ПНГ крайне мал, из-за чего возникает ряд проблем по его внедрению на новых месторождениях.

Ввиду того, что ПНГ представляет собой смесь легколетучих углеводородов с примесями, потенциально возможна очистка и переработка данного субпродукта в более используемые газовые виды топлива – «сухой» газ, этан, пропан, бутан и общие фракции (широкие фракции легких углеводородов – ШФЛУ). Такие мероприятия значительно повышают эффективность производства и решают обсуждаемые экологические проблемы. Единственными проблемами здесь выступают проблемы транспорта. Во-первых, добываемый газ необходимо транспортировать на газоперерабатывающее предприятие, если соответствующих комплексов нет на самом нефтедобывающем участке. Фракционированный газ в дальнейшем необходимо доставлять потребителю, как правило, на еще более дальние расстояния, чем от нефтезавода до газопереработки. Так как транспортировка обычно осуществляется посредством газопровода, это вызывает ряд сложностей, вызванных в первую очередь потенциальной опасностью такого способа транспортировки, так как многие газовые виды топлива по своей массе тяжелее воздуха. С чисто экономической точки зрения данный метод является хорошим решением проблем эффективной утилизации ПНГ, однако при проектировании газоперерабатывающих установок стоит учитывать фактор опасности, который из этого вытекает.

Экономически оправданным может быть использование ПНГ в качестве источника энергии прямо на месте производства. Исходя из практики российских предприятий, уже возможно привести достаточное количество примеров, когда данный способ утилизации ПНГ оказывался действительно рентабельным мероприятием. Чаще всего ПНГ применяется для генерации электроэнергии по месту добычи, а выхлопные газы позволяют обеспечить дополнительное теплоснабжение многих объектов месторождения. Данная методика, очевидно, заметно уменьшает зависимость нефтедобывающей станции от поставщиков электроэнергии, что упрощает построение новой инфраструктуры предприятия и, как следствие, освоение новых месторождений.

Наиболее перспективной и наиболее сложной в исследовании из представленных методик является технология «gas-to-liquids» (GTL) и ряд смежных с ней технологий. Суть данной технологии заключается в химической переработке попутного нефтяного газа с последующим получением из него различных видов топлива или иных продуктов органического синтеза. Высокое содержание в попутном нефтяном газе метана позволяет использовать его для переработки в синтез-газ посредством пароводяной конверсии, который затем, как известно, может быть переведен каталитически в широкую фракцию углеводородов через стадию синтеза по методу Фишера–Тропша. Многочисленные исследования в области катализа позволяют определить наиболее эффективный и дешевый катализатор для реализации процесса на любом месторождении [2–4].

Синтетическая нефть является одним из важнейших продуктов, получаемых в результате синтезов GTL [2, 4]. Не уступая по своим характеристикам природной нефти, она также является экономическим решением для стран, в которых добыча или закупка нефти в той или иной мере является невозможной или ограниченной. Фракционированием синтетической нефти, как и в случае с природной нефтью, возможно получить все необходимые виды топлива, однако, одной из особенностей синтетической нефти является ее предопределенный катализатором и условиями синтеза состав, что заметно упрощает планирование производства дальнейших нефтепродуктов.

В настоящее время известно уже несколько схожих технологий, которые возможно объединить под общим названием «GT+». Общим для всех данных технологий является получение синтетических нефтепродуктов из газообразного сырья. К таким, например, относятся

технологии «gas-to-liquids» (GTL), «gas-to-methanol» (GTM), «gas-to-aromatics» (GTA) и другие. Закономерным продолжением этого семейства технологий могут выступать технологии вида «methanol-to-gasoline» (MTG), концентрирующиеся на получении нефтепродуктов уже из жидкого сырья.

Помимо этого, важной особенностью всех вышеперечисленных процессов является также схожесть в необходимом для проведения процесса катализаторе. Все данные технологии в настоящее время считаются эффективными благодаря открытию цеолитных катализаторов [3], или конкретно – цеолитов класса пентасилы. Данные катализаторы, как правило, показывают высокую селективность по целевым продуктам в указанных процессах, а варьируя содержание или наличие элемента-промотора в составе катализатора, возможно «переклассифицировать» его на другой схожий процесс, в котором он будет демонстрировать отнюдь не меньшие результаты. Использование схожих по составу и строению катализаторов заметно упрощает ведение комплексных каталитических процессов, а также нивелирует сложности, связанные с закупкой, приготовлением или подготовкой катализатора для каждого процесса в отдельности.

Исходя из перечисленных факторов вытекает принципиальная возможность проведения процесса переработки ПНГ комплексно с переработкой добываемой природной нефти. Вариант схемы такого нефтеперерабатывающего комплекса изображен на рис. 1.

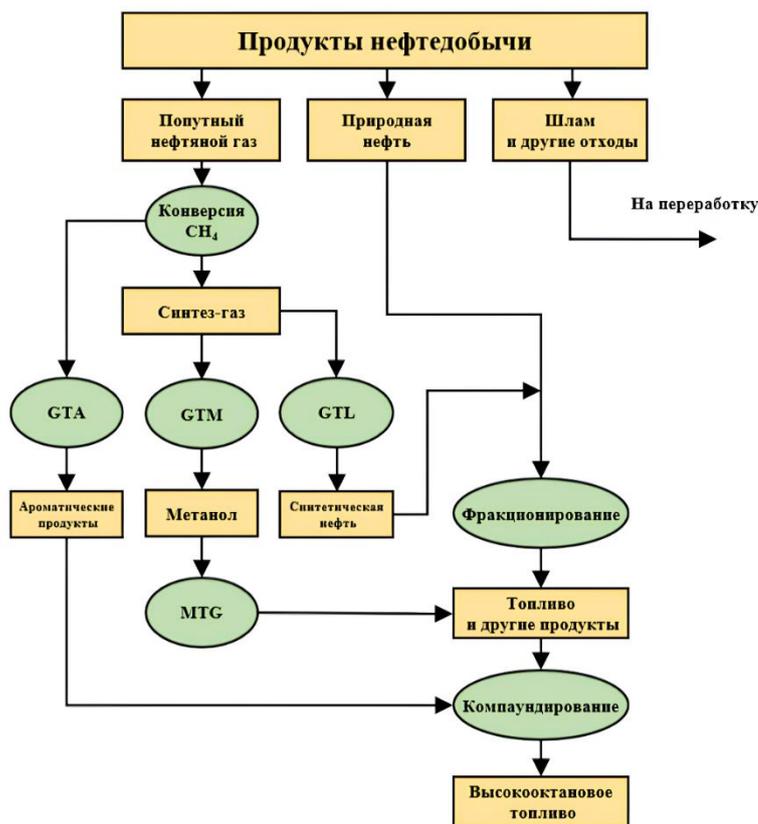


Рис. 1. Вариант схемы комплексной нефтепереработки по технологии GT+

Добываемый попутный нефтяной газ подвергается пароводяной конверсии по наиболее содержимому газу – метану, в результате чего образуется смесь угарного газа с водородом, называемая чаще всего в технике «синтез-газом».

Оставшиеся от ПНГ в результате конверсии углеводороды C_{4+} возможно в дальнейшем перевести в ароматические продукты синтеза по технологии ГТА. Длинноцепочечные углеводороды имеют свойство закольцовываться на некоторых цеолитных катализаторах, что позволяет напрямую получать многие важнейшие ароматические продукты производства – бензол, толуол, нафтены и другие. При применении данной технологии в целях получения высокооктанового полусинтетического топлива возможно использование некоторых продуктов ароматического синтеза в качестве присадок на получаемое ранее низкооктановое топливо. Ароматические присадки, как известно, обладают высокими октановыми числами, однако их добавление в состав бензиновых топлив строго ограничено правилами экологической безопасности.

Синтез-газ, полученный в результате конверсии метана, в дальнейшем может расходоваться сразу на два процесса – GTM и GTL. В результате первого доступно получение еще одного важного в химической промышленности продукта – метанола. Метанол при необходимости также возможно перевести в синтетическое топливо посредством технологии MTG на цеолитном катализаторе, что повысит суммарную эффективность предприятия по выработке топлив и продуктов нефтепереработки. В результате процесса GTL, как уже указывалось выше, посредством синтеза Фишера–Тропша получают синтетическую нефть, которая может быть переработана абсолютно так же, как природная, однако состав синтетической нефти возможно калибровать в зависимости от используемого катализатора с целью повышения выхода и селективности процесса на ту или иную фракцию углеводородов.

Таким образом, фракционируя природную нефть совместно с синтетической, возможно получить различные продукты нефтепереработки, в том числе бензиновое и дизельное топливо [4]. Вводя в данные продукты ароматические и иные присадки, возможно значительно увеличить октановое число используемых топлив, переводя их в класс высокооктановых эффективных топливных ресурсов.

Литература

1. Wood D.A., Nwaoha C., Towler B.F. Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2012. Vol. 9. P. 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.07.001>
2. Savost'yanov A.P., Yakovenko R.E., Sulima S.I. et al. The impact of Al_2O_3 promoter on an efficiency of C_{5+} hydrocarbons formation over Co/SiO_2 catalysts via Fischer-Tropsch synthesis // Catalysis Today. 2017. Vol. 279. P. 107–114. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2016.02.037>
3. Будаев Ж.Б., Коробицына Л.Л., Степанов А.А. и др. Физико-химические и каталитические свойства $Mo-Zr/ZSM-5$ катализаторов дегидроароматизации метана // Журнал физической химии. 2023. Т. 97, № 11. С. 1584–1593. <https://doi.org/10.31857/S0044453723110055>
4. Савостьянов А.П., Нарочный Г.Б., Яковенко Р.Е. и др. Разработка основных технологических решений для опытно-промышленной установки получения синтетических углеводородов из природного газа // Катализ в промышленности. 2014. № 3. С. 43–48.

Особенности эксплуатации нефтепровода Южное Хыльчюю – Варандей в условиях многолетнемерзлых грунтов

Галькова К.Б.

Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, РФ, 163002,
г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 17
galkovakristina@icloud.com

Ключевые слова: промысловый нефтепровод, многолетнемерзлые грунты, Тимано-Печорская провинция, напряженно-деформируемое состояние

Актуальность работы обусловлена тем, что арктические регионы, в частности, северные, обуславливают большой интерес со стороны энергетических компаний, так как именно они богаты полезными ископаемыми. Но данные регионы характерны суровыми климатическими условиями, сложным геологическим строением и большая часть поверхности сложена многолетнемерзлыми грунтами (ММГ). Все эти факторы обуславливают необходимость разработки комплексных мероприятий для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования, в частности, нефтепроводов, во избежание аварийных ситуаций. Помимо этого, реализация таких мероприятий позволит осуществлять эксплуатацию оборудования в течение многих лет.

Нефтепровод «Южное Хыльчюю – Варандей» является межпромысловым надземным трубопроводом. К нему с юга подключен межпромысловый трубопровод с Харьгинского месторождения до пункта сдачи-приема. Это позволяет повысить загрузку нефтепровода. Нефтепровод находится в собственности компании ОАО «ЛУКОЙЛ-Коми». В табл. 1 приведены его рабочие характеристики [1, 2].

Таблица 1. Рабочие характеристики нефтепровода «Южное Хыльчюю – Варандей»

Параметр	Значение
Протяженность L , км	156,619
Диаметр и толщина стенки D и δ , мм	530x9
Рабочее давление P , МПа	6,4
Пропускная способность Q , млн т/год	4
Материал	Сталь 09ГСФ

В настоящее время для данного нефтепровода применяются следующие методы защиты:

- Изоляция противокоррозионная: двухслойная эпоксидная или полиуретановая.
- Теплоизоляция: заливочный пенополиуретан толщиной 100 мм и противопожарные вставки из базальтового волокна.
- Наружное покрытие: витая оболочка из стали оцинкованной толщиной 1 мм.
- Ингибитор коррозии Cortron KRN-264w.

В ходе работы было выявлено, что упомянутых выше методов недостаточно для безопасной эксплуатации нефтепровода, так как он расположен надземно в районе, где высок риск его деформации. При надземной прокладке опоры нагреваются в летний период, тем самым вызывая оттаивание грунта вследствие высокого теплообмена между опорой и грунтом. Вследствие

замерзания влажных грунтов деятельного слоя возникает увеличение объема замерзающих грунтов и смерзания их с материалом фундаментов, после чего возникают значительные по величине силы морозного пучения [2].

Чтобы система находилась в равновесии, необходимо выполнение условия: силы пучения в активном слое не должны превышать силы смерзания свай с вечномерзлым грунтом на участке и веса свай, находящего под нагрузкой нефтепровода [2, 3]. Если же условие не выполняется, могут произойти такие опасные процессы, как:

- угловые и осевые смещения трубопровода;
- деформация трубопровода.

На этапе проектирования уже необходимо предусматривать меры по обеспечению безопасности эксплуатации надземного нефтепровода.

Есть множество методов, которые могут повысить надежность эксплуатации нефтепровода, к примеру, противопучинные мероприятия для свайных фундаментов (засоление и гидрофобизация), тепло- и гидромелиорация, но наиболее оптимальным решением в данном случае является применение сильфонных компенсаторов.

Был произведен расчет нагрузок на надземный нефтепровод в условиях ММГ согласно СНиП 2.05.06.85. Расчет подразумевал вычисление ряда параметров, в частности, собственный вес трубопровода, вес транспортируемой нефти, расчет нагрузок от окружающей среды и прочее. Итоговыми параметрами расчета являлись суммарная нагрузка на трубопровод, проверка его прочности и максимальные продольные напряжения от нагрузок и воздействий.

1) Проверка прочности надземного нефтепровода:

$$\sigma_{\text{пр}} \leq \psi_4 R_2,$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

R_2 – расчетное сопротивление, МПа.

2) Максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий $\sigma_{\text{пр}}$, МПа:

$$\sigma_{\text{пр}} = 0,25 \cdot \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{\delta} - a \cdot E \cdot \Delta t + \frac{I}{W},$$

где I и W – осевой момент инерции и осевой момент поперечного сечения трубопровода, м^4 и м^3 соответственно.

Помимо этого, был выполнен расчет деформаций и напряжений, возникающих в нефтепроводе в программе «Ansys 15.0» с целью визуализации нагрузок.

В качестве исходных данных для моделирования и расчетов принимались следующие значения: рабочее давление нефтепровода (6,4 МПа), вес транспортируемой нефти (1715 Н/м), суммарная нагрузка на трубопровод без учета веса трубопровода и перекачиваемой нефти (36930 Н/м). На рис. 1 и рис. 2 визуализированы общая деформация нефтепровода, эквивалентные напряжения в нефтепроводе.

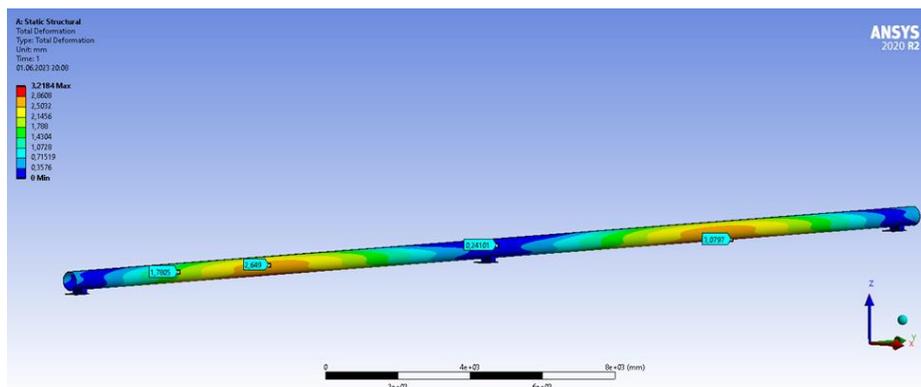


Рис. 1. Общая деформация нефтепровода

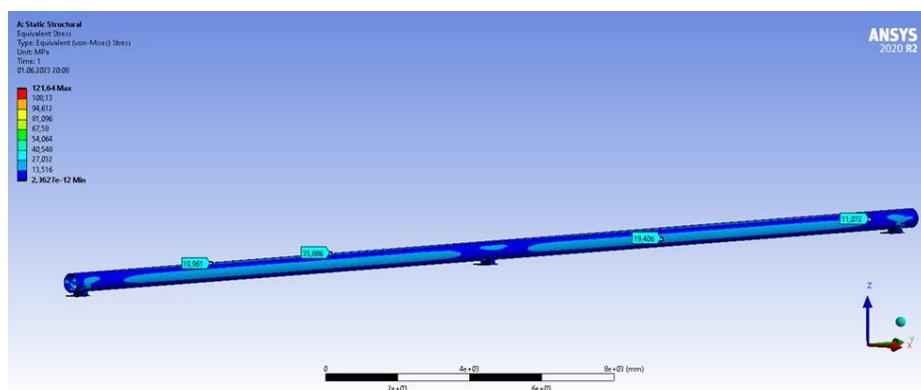


Рис. 2. Эквивалентные напряжения в трубопроводе

На рис. 1 видно, что наиболее уязвимыми местами на рассматриваемом участке нефтепровода являются места между опорами, где происходит наибольшая деформация (амплитуда провисания): максимальная – 3,21 мм (0,00321 м). На рис. 2 эквивалентные напряжения на рассматриваемом нефтепроводе не превышают 40 МПа, что соответствует его прочностным характеристикам. Максимальные напряжения возникают на опорах, но они не учитывались при расчете.

Моделирование позволяет рассчитать и представить визуально спектр напряжений, возникающих при эксплуатации на участке трубопровода, а также оценить уровень допустимых напряжений. По данным расчета можно сделать вывод, что напряжения, возникающие в нефтепроводе, не превышают предела текучести и предела прочности, это отображает хорошие эксплуатационные характеристики объекта исследования.

Как уже было отмечено ранее, для повышения безопасности дальнейшей эксплуатации нефтепровода оптимально применение сильфонных компенсаторов. Они позволяют фиксировать и компенсировать перемещения, температурные деформации и вибрации, смещения. Их основными параметрами являются компенсирующая способность и жесткость.

В ходе работы было установлено, что при эксплуатации рассматриваемого нефтепровода высока вероятность его деформации из-за высоких нагрузок, вызванных суровыми климатическими условиями и оттаиванием многолетнемерзлых грунтов. Вследствие этого, высока

вероятность возникновения разгерметизации фланцевых соединений, возникновения трещин, что может привести к аварийным ситуациям. Это же в свою очередь может повлечь экономические убытки, в частности, на ликвидацию разлива.

В настоящее время для обеспечения безопасной эксплуатации рассматриваемого нефтепровода предусмотрена противокоррозионная изоляция и теплоизоляция, ингибитор коррозии. Данные факторы не в полной мере позволяют осуществить безопасную эксплуатацию объекта исследования в условиях ММГ, поэтому необходимо применяться комплекс мер, в частности, сильфонные компенсаторы.

Литература

1. *Смолова В.А., Реховская Е.О.* Основные проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях многолетнемерзлых грунтов // Актуальные вопросы энергетики: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Омск: Омский государственный технический университет, 2022. С. 22–27.

2. *Винокуров Р.С., Губайдуллин М.Г.* Исследование состава грунтов и их влияния на устойчивость нефтепровода Южно-Шапкино – Харьяга // Нефтепромысловое дело. 2012. № 2. С. 37–40.

3. *Губайдуллин М.Г., Крайнева О.В.* Оценка возможного загрязнения геологической среды нефтью с учетом ее свойств. Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, 2015. 132 с.

Обеспечение промышленной и экологической безопасности при работе устьевой технологической платформы на нефтегазоконденсатном месторождении с большим содержанием сероводорода

Гуськов М.А.*, Невская Е.Е.**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*guskov.m@gubkin.ru, **e.nevskaja@mail.ru

Ключевые слова: морской нефтегазовый объект, сероводород, поле концентраций, токсодоза, зона заражения

Актуальность работы обусловлена опасностью заражения выбросами токсичных газов (сероводорода) при реализации возможных сценариев аварийных выбросов на устьевой технологической платформе на нефтегазоконденсатном месторождении. Сероводород считается токсином широкого спектра действия, т. е. он может влиять на несколько различных систем организма одновременно, при этом нервная система наиболее подвержена его влиянию. Воздействие низких концентраций сероводорода может вызывать раздражение глаз, боль в горле, кашель, тошноту, одышку и скопление жидкости в легких.

Долговременное воздействие низких концентраций может приводить к усталости, потере аппетита, головной боли, раздражительности, ухудшению памяти и головокружению.

Случайные выбросы высокосернистого газа при ведении операций на платформе могут длиться относительно короткий промежуток времени – от нескольких минут приблизительно до одного часа. Следовательно, в данном анализе рассматривается вероятное воздействие сероводорода продолжительностью до одного часа и его возможные последствия для здоровья человека.

Последствия воздействия высокосернистого газа для здоровья существенно различаются в зависимости от концентрации вещества в воздухе. Последствия могут варьироваться от долговременных последствий для здоровья при концентрациях ниже 100 ppm до возможного летального исхода в результате разового вдыхания газа, содержащего 1000 ppm сероводорода.

Все международные стандарты требуют от операторов принятия необходимых и целесообразных мер предосторожности и мер по защите персонала от токсичного воздействия сероводорода, сокращения ущерба имуществу и окружающей среде от воздействия сероводорода.

Для платформ, относимых к условиям «присутствия сероводорода», должен быть разработан план действий в непредвиденных ситуациях с присутствием сероводорода, который в большинстве регионов должен быть представлен на утверждение контролирующих органов.

Такие планы, как правило, должны предусматривать следующее:

- Процедуры обеспечения безопасности, обучение.
- Области ответственности.
- Действия, предпринимаемые в случае выброса; средства защиты органов дыхания; оповещения в случае выброса.

- Местоположение датчиков сероводорода и устройств сигнализации.
- Посетители, которые будут находиться на платформе, должны проходить инструктаж по охране труда и технике безопасности в условиях присутствия сероводорода.
- Рабочие должны участвовать в учениях не реже одного раза в неделю.
- Требование к приборам обнаружения и контроля сероводорода размещается в определенных местах на платформах.
- Датчики должны быть способны распознавать концентрацию, как минимум, 10 ppm сероводорода в атмосфере и издавать звуковые и визуальные сигналы при достижении концентрации сероводорода 20 ppm.

– Рекомендуется использовать герметичные стационарные окна и шлюзы на входных дверях для всех жилых помещений.

Поскольку высокосернистый газ также вызывает коррозию, должны использоваться оборудование и материалы, рассчитанные на присутствие высокосернистого газа.

Первым этапом в такой оценке является выделение зон потенциального воздействия сероводорода и разграничение таких зон для использования необходимых устройств контроля и средств индивидуальной защиты (СИЗ).

Предел воздействия H_2S на рабочем месте составляет 10 мг/м^3 (7,17 ppm) и 3 мг/м^3 (2,17 ppm) в смеси с углеводородами C1–C5 [1–2].

Степень тяжести и площадь воздействия опасных факторов в результате выброса газа или пожара существенно зависят от атмосферных условий на момент происшествия. Выброс газа, плотность которого практически равна плотности воздуха (т. е. газы с нейтральной плавучестью) имеют обыкновение рассеиваться согласно модели Гаусса.

В модели распределения Гаусса концентрация газа в поперечно движущемся облаке газа с нейтральной плавучестью увеличивается до максимальной и затем со временем уменьшается; согласно модели Гаусса, завихрение, создаваемое более высокими скоростями ветра, приводит к увеличению рассеивания, результатом которого становится более быстрое смешивание газа с окружающим воздухом (рис. 1).

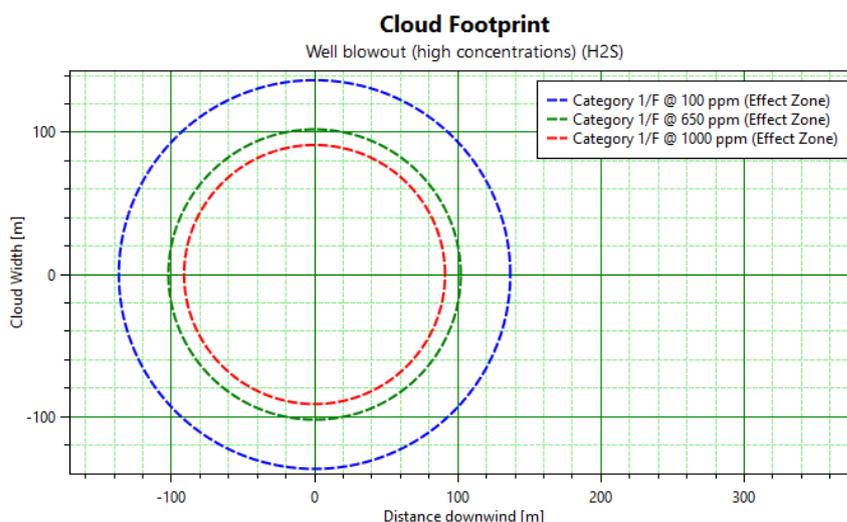


Рис. 1. Изолинии высоких концентраций (100; 650; 1000 ppm) при выбросе H_2S из скважины

Таким образом, облака газа, выделившиеся при более высокой скорости ветра, как правило, создают менее опасные зоны с точки зрения присутствия токсичных и воспламеняющихся газов, которые бы возникали при более низкой скорости ветра. Что касается газов, плотность которых выше плотности воздуха, поскольку газ первоначально оседает и остается рядом с поверхностью земли или моря, более высокие скорости ветра иногда способствуют созданию более опасных зон, поскольку облако газа имеет ограниченную способность распространения во всех трех направлениях [3–4].

При моделировании рассеивания облака сероводорода в данном исследовании рассматривались два варианта: стабильные атмосферные условия с низкой скоростью ветра (1F), которые могут возникать только в ночное время, и нейтральные атмосферные условия с более высокой скоростью ветра (3,1D; 5B).

Литература

1. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов, 2000. 49 с.
2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»: Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 2 (ред. от 30.12.2022) // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения: 14.09.2024).
3. Методические основы анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах: Руководство по безопасности (утв. приказом Ростехнадзора от 03.11.2022 № 387). // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1300179583> (дата обращения: 09.11.2024).
4. Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ: Руководство по безопасности (утв. приказом Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385) // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200119845> (дата обращения: 09.11.2024).

Метод оценки размера зоны загазованности над поверхностью воды при фонтанировании подводной газовой скважины

Дурум А.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка,
ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1
A_Durum@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: фонтанирующая скважина, зона загазованности

Актуальность работы обусловлена активным выходом газовых компаний на российский шельф и реализацией проектов по освоению морских месторождений. В связи с этим требуется обеспечить оперативное и безопасное проведение работ в случае необходимости ликвидации возможных открытых фонтанов, образующихся при повреждении скважин и трубопроводов [1]. Одной из опасностей как для персонала и морской техники, задействованных в ликвидации аварии, так и для окружающей среды является зона загазованности – взрывоопасное воздушное облако, которое возникает при выходе газа на поверхность.

Для определения размера зоны выбросов газа существует отечественная методика проведения расчетов в программном комплексе Toxi+Risk [2]. Однако она не подходит для экспресс-расчетов, которые требуются для быстрой оценки ситуации и планирования работ по ликвидации открытого фонтана или глушения скважины. В целях разработки нового метода расчета размеров зон загазованности в Toxi+Risk для метана была проведена серия расчетов при варьируемых радиусах пятна газовыделения, массовых расходах газа, скоростях ветра и классах устойчивости атмосферы по Паскуилу. Результатом каждого расчета являются пространственные распределения выбросов метана по плоскостям сечений XY и XZ, по которым определялись максимальная длина (по ветру), ширина и высота газоздушного облака. Пример получаемых результатов приведен в табл. 1.

Таблица 1. Результаты расчетов размеров зон распространения выбросов метана для радиуса пятна газовыделения $R = 7$ м при массовом аварийном расходе $Q = 90$ кг/с

№	Скорость ветра, м/с	Класс устойчивости	Xmax, м	2*Ymax, м	Zmax, м
1	1,0	Конвекция - C	571,4	100,0	22,9
2	2,5	Конвекция - C	354,4	64,0	14,6
3	4,0	Конвекция - C	278,0	50,4	11,5
4	5,5	Конвекция - C	236,0	42,9	9,9
5	12,0	Конвекция - C	158,4	29,0	6,7
6	1,0	Изотермия - D	811,9	104,0	22,5
7	2,5	Изотермия - D	500,0	64,5	14,5
8	4,0	Изотермия - D	389,9	50,6	11,5
9	5,5	Изотермия - D	329,0	42,9	9,9
10	12,0	Изотермия - D	218,5	28,7	6,8
11	2,5	Инверсия - E	756,0	72,0	13,0
12	4,0	Инверсия - E	585,2	56,3	10,4
13	1,0	Инверсия - F	1227,8	117,2	20,0

По значениям табл. 1 можно увидеть, что чем устойчивее атмосфера, тем шире зона рассеяния выбросов метана, хотя высота зоны уменьшается. Это связано с тем, что при неустойчивой стратификации атмосферы между движущимся газом и окружающей его атмосферой сохраняется разность температур, поддерживающая или усиливающая вертикальное движение. Для устойчивой же стратификации характерны малые вертикальные градиенты или инверсия температуры, поэтому вертикально движущийся газ быстро выравнивает свою температуру с температурой окружающей атмосферы и вертикальные движения затухают [3].

Далее с помощью сервиса Google Colaboratory (Colab) на языке программирования Python был написан ряд программ, позволяющих аппроксимировать полученные данные в математическом и графическом виде. Пример итоговых зависимостей представлен в сравнении с данными расчетов на рис. 1. По приведенным графикам можно видеть, что аппроксимация обладает высокой точностью, что позволяет использовать полученные зависимости для экспресс-расчетов размеров зон загазованности.

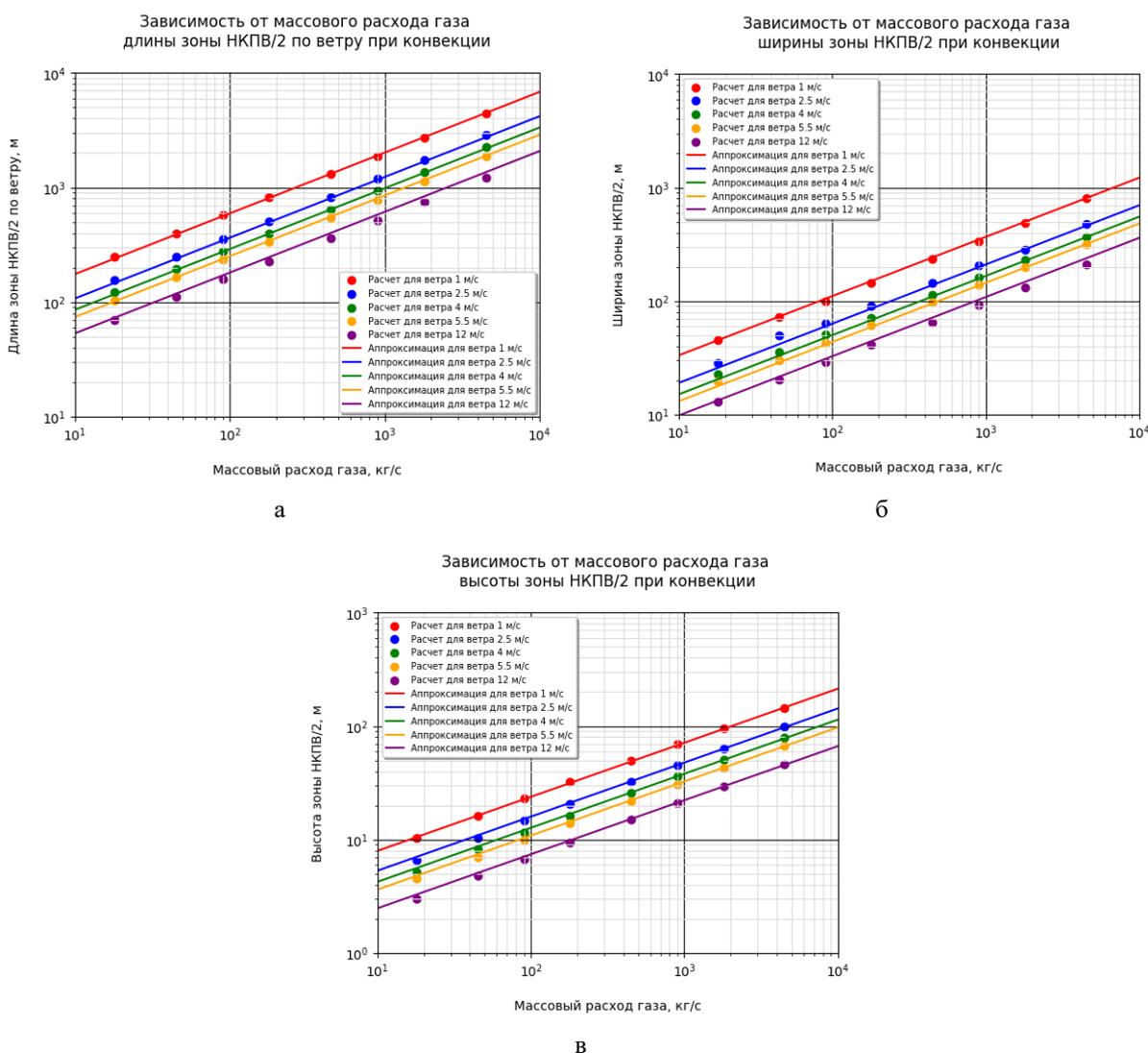


Рис. 1. Зависимость размеров зоны НКПВ/2 от массового расхода газа при конвекции: а – длины по ветру; б – ширины; в – высоты

Таким образом, в результате проведенных расчетов, их систематизации и аппроксимации был получен экспресс-метод оценки границ зоны загазованности при фонтанировании подводной скважины.

Литература

1. Лисанов М.В., Савина А.В., Самусева Е.А., Сумской С.И. Аварийность на морских объектах нефтегазовых месторождений // Oil & Gas Journal Russia. 2010. № 5(39). С. 48–53.
2. Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ: Руководство по безопасности (утв. приказом Ростехнадзора от 02.11.2022 № 385) // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200119845> (дата обращения: 09.11.2024).
3. Врублевский С.В. Стратификация и вертикальное равновесие насыщенного воздуха // Инновации в технике и технологии дорожно-транспортного комплекса: Сборник докладов Республиканской научно-технической конференции аспирантов, магистрантов и студентов. Секция «Дорожная климатология». Ч. 2. Минск: Белорусский национальный технический университет, 2013. С. 37–44.

Вопросы экологической безопасности при атаках БПЛА на объекты ТЭК

Зеновская А.И.*, Поваров Н.А., Гуськов М.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65,
корп. 1

*zenovskaya.a@gubkin.ru

Ключевые слова: беспилотные летательные аппараты, экологическая безопасность, повреждение резервуара, выброс вредных веществ

В условиях проведения специальной военной операции (СВО) вопросы антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса (ТЭК) приобретают особую актуальность. Большую угрозу для объектов ТЭК представляют беспилотные летательные аппараты (БПЛА), использование которых потенциально может привести к значительным экономическим потерям, а также к потере стабильности бесперебойной работы энергетической инфраструктуры России.

Атаки БПЛА могут оказывать влияние на экономику, в том числе на ценообразование топлива. Но также, в случае применения данного вида негативного воздействия, важно учитывать экологический аспект, так как разрушение объектов ТЭК сопровождается действием опасных и вредных факторов на окружающую среду. Конституция РФ, в статье 42, гарантирует право каждого гражданина на благоприятную окружающую среду, что требует особого внимания к защите экологических интересов в условиях текущих угроз. Учитывая это, возникает необходимость усиления государственного контроля и мер по защите экологической составляющей в контексте антитеррористической политики [1].

По данным Министерства обороны РФ, только за ночь 10 сентября 2024 г. в девяти регионах было сбито 144 БПЛА, что демонстрирует высокий уровень угрозы. Эти данные подчеркивают необходимость усиления мер по защите нефтегазовых объектов и оценки в том числе экологических последствий подобных атак [2].

Эффективность операций по перехвату беспилотников зависит от многих факторов, несмотря на активные усилия систем противовоздушной обороны. При достижении БПЛА своих целей вскрывается острота проблемы необходимости дальнейшего совершенствования систем защиты критически важных объектов энергетической инфраструктуры. Постоянное развитие и внедрение инновационных технологий для повышения надежности защиты является одной из ключевых задач, стоящих перед специалистами в области безопасности ТЭК. Для понимания масштаба воздействия на экологию важно оценить ущерб, вызванный атаками на объекты ТЭК.

В результате анализа экспертных оценок было установлено, что при атаке беспилотного летательного аппарата на объекты ТЭК процесс борьбы с возгоранием может продолжаться до шести дней. В работе рассматривается наиболее неблагоприятный сценарий развития событий, связанный с длительным горением резервуара с нефтью, что позволяет оценить максимальный возможный ущерб и потенциальные экологические последствия таких инцидентов [4].

В работе проведено исследование процесса горения поврежденного резервуара с нефтью объемом 1000 м³ в течение шести дней. На основе методологии, разработанной для расчета выбросов вредных веществ при горении нефти на поверхности раздела фаз «жидкость-атмосфера», были выполнены соответствующие вычисления. Дополнительно оценивалась плата за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС) для объектов первой категории по выбросам вредных веществ при превышении установленных нормативов. Максимальный выброс вредных веществ в атмосферу при таком характере горения составил 153 362,268 кг в час. Соотношение отдельных компонентов (%) выбросов представлено на рис. 1.

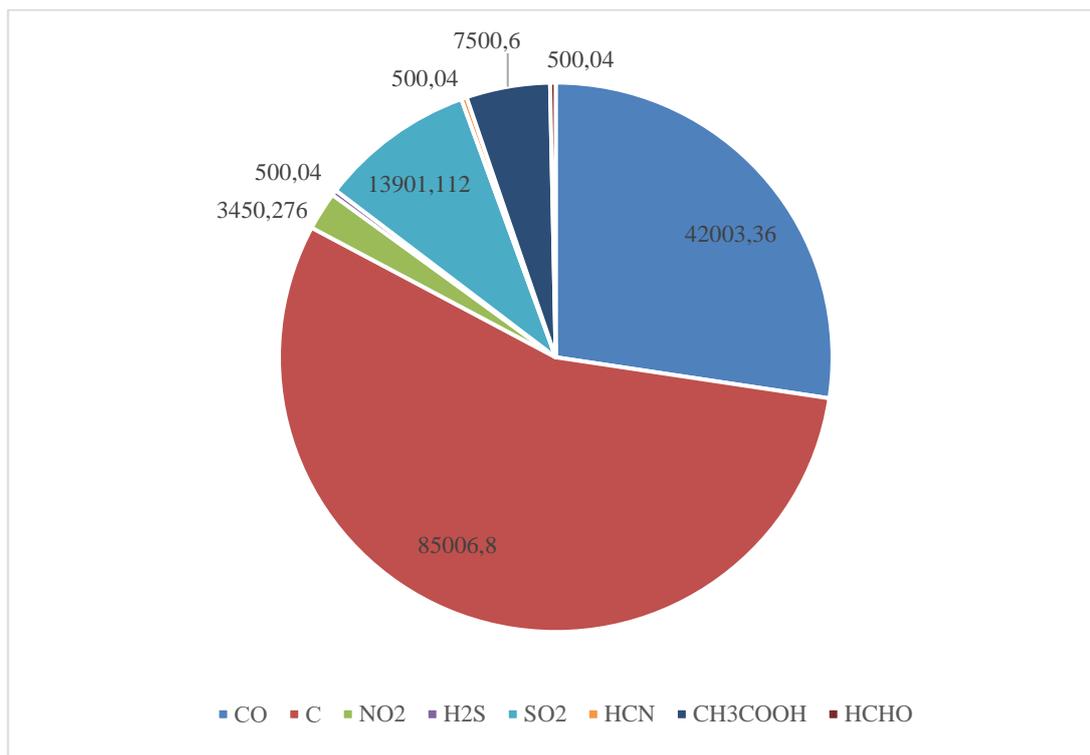


Рис. 1. Диаграмма – Максимальные выбросы вредных веществ в час при горении нефти и нефтепродуктов на поверхности раздела фаз «жидкость-атмосфера»

По формуле были проведены расчеты платы за НВОС для 1 категории НВОС (выбросы и сброс) при наличии превышения нормативов. С учетом коэффициента ставки платы за НВОС на 2024 год, который составляет 1,32, а также превышения нормативов выбросов вредных веществ и продолжительности горения была рассчитана плата для каждого вещества исходя из размера ставки за тонну вещества. Общая сумма платы составляет 64 764 866,53 руб.

При обсуждении компенсации нанесенного ущерба, возможно, стоит вспомнить древний юридический принцип репараций, подразумевающий возмещение ущерба субъектом международного права другому субъекту за нарушение международных норм. В контексте будущего урегулирования, вопрос возмещения причиненного ущерба в результате атак на объекты ТЭК, может стать важным предметом обсуждения. Следует рассмотреть потенциальные механизмы компенсации, включая экологические репарации [3].

Учитывая масштабы экологического ущерба, потенциально нанесенного в результате атак на стратегические объекты нефтегазовой промышленности, возникает необходимость его

всесторонней оценки и разработки механизмов компенсации. В мировой практике репарации часто рассматриваются как инструмент урегулирования последствий международных конфликтов, включая возмещение ущерба, нанесенного экономике и экологии. В связи с этим целесообразно создание межведомственной комиссии, включающей представителей различных органов власти, в том числе Министерства природных ресурсов и экологии РФ, для оценки воздействия на окружающую среду и определения точных масштабов экологических последствий.

Оценка нанесенного ущерба, включая как экономические, так и экологические компоненты, позволит выработать меры по его компенсации в рамках возможных международных договоренностей.

Литература

1. *Быков А.И.* К некоторым вопросам правового регулирования полетов беспилотных летательных аппаратов на территории Российской Федерации // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Право. 2018. № 4(35). С. 194–199.
2. Заявление Минобороны России // Интернет-портал Минобороны России. URL: https://function.mil.ru/news_page/country/more.htm?id=12528616@egNews (дата обращения: 02.09.2024).
3. *Катасонов В.Ю.* Россия в мире репараций. М.: Кислород, 2015. 176 с

Разработка реагентов комплексного действия – ингибиторов гидратообразования, коррозии и солеотложения

Казакова П.Ю.*, Павельев Р.С., Гнездилов Д.О., Сладь Н.А., Семенов М.Е.,
Варфоломеев М.А.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, РФ, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская,
д. 18, корп. 1

*kpolina2288@gmail.com

Ключевые слова: газовые гидраты, кинетические ингибиторы гидратообразования, полимеры, полиуретаны, полималеаты

Актуальность работы обусловлена тем, что современная энергетика находится перед серьезной проблемой: традиционные источники энергии, такие как нефть и газ, стремительно истощаются. С каждым годом добыча этих ископаемых становится все более сложной и дорогостоящей. В этой ситуации особенно востребованным становится вопрос освоения труднодоступных залежей углеводородов, например, в северных широтах. Арктическая зона относится к регионам с суровыми природно-климатическими условиями, где добыча нефти и газа сопровождается рядом проблем, одной из которых является образование гидратных пробок в потоке флюида, что ведет за собой возможность возникновения аварийной ситуации и последующих финансовых затрат.

Для борьбы с гидратными пробками существует несколько способов: 1) исключение воды из углеводородного флюида; 2) использование эффективной термоизоляции, 3) использование химических ингибиторов [1]. Первые два способа труднодостижимы и нерентабельны, поэтому широкое распространение получили химические ингибиторы. Они в свою очередь подразделяются на два основных типа: термодинамического и кинетического действия (сокращенно ТИГ и КИГ). Их различие заключается в механизме ингибирования, первые снижают активность воды и смещают термобарические условия образования гидратов в более жесткие, в то время как КИГ замедляют нуклеацию. Они способны эффективно предотвращать образование гидратов в концентрации до 2 масс%, в то время как использование наиболее известного термодинамического ингибитора, метанола, предполагает дозировку до 60 масс% по водной фазе. Кроме того, метанол обладает высокой токсичностью и способен вступать в реакции с пластовыми водами, солями и углеводородным конденсатом, что может привести к коррозии трубопровода. Разработка реагентов, способных в малой дозировке обеспечивать беспрепятственный поток нефтегазового флюида в процессе добычи и транспортировки, является актуальной задачей.

Для борьбы с образованием гидратов нашей научной группой была синтезирована линейка водорастворимых полиуретанов [2, 3] и полималеатов [4].

Исследование противогидратной эффективности проводили с помощью установки качающихся ячеек RC5 (Rocking Cell 5). Ее принцип действия основывается на постоянном угловом перемещении охлажденных ячеек, находящихся под давлением. В них моделируются условия реального трубопровода. В процессе качания шарик внутри ячейки перемещается по всей длине испытательной камеры, перемешивая флюид.

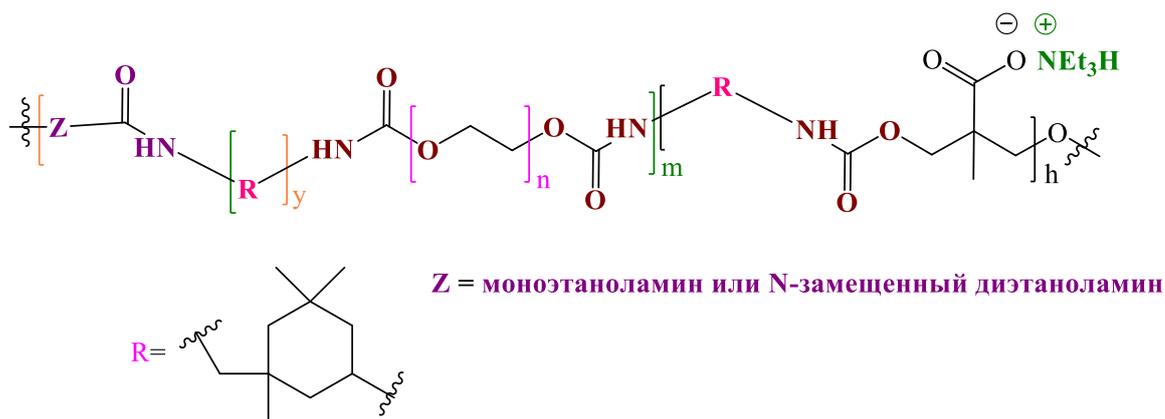


Рис. 1. Структура некоторых полученных полиуретанов

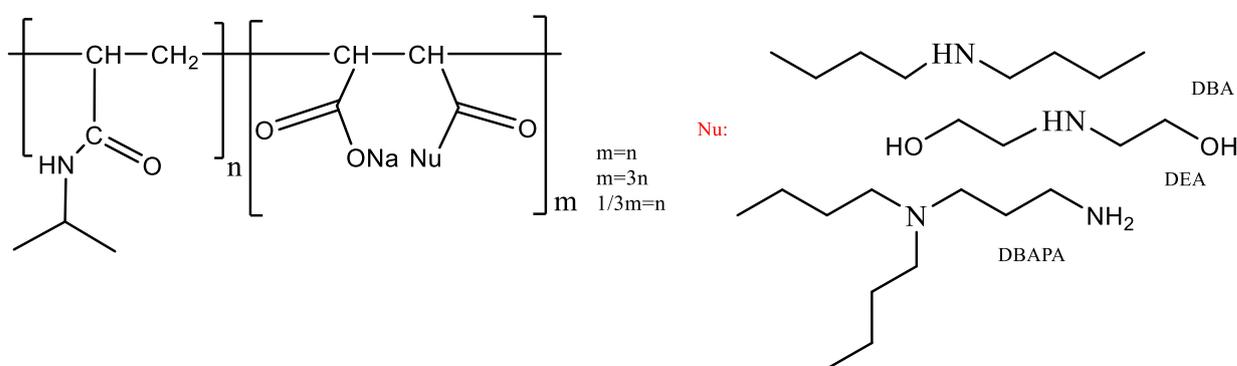


Рис. 2. Структура полученных полималеатов

В ходе проведенной работы было установлено, что часть полученных соединений проявляла ингибирующую активность, превосходящую коммерческий реагент Luvicar 55W. Помимо прочего, лидирующие образцы было решено исследовать также на возможность предотвращения солеотложения и коррозии трубопроводов. Этот анализ объясняется современными тенденциями в нефтегазодобывающей отрасли, заключающимися в создании реагентов комплексного действия, что ведет к существенному снижению операционных издержек. В результате оказалось, что полученные полимеры снижают коррозию и полностью предотвращают солеотложение в трубопроводе.

В исследование также вошла оценка биодegradации и аллергического воздействия полученных полимеров, из чего сделан вывод, что данные реагенты имеют улучшенный профиль безопасности для человека и окружающей среды.

Внедрение данного типа нефтепромысловых реагентов в промышленность позволит сократить потребление метанола, тем самым снизив экономическую нагрузку на инфраструктуру. Наряду с экономическим потенциалом внедрения существуют также и экологические преимущества, так как использование реагентов на основе полиуретана и полималеата существенно снижает вред окружающей среде, что позволяет проводить его эксплуатацию в условиях морских месторождений, в том числе в условиях Арктического шельфа.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому (Приволжскому) федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2024-0003.

Литература

1. *Frostman L.M.M., Przybylinski J.L.L.* Successful applications of anti-agglomerant hydrate inhibitors // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, USA, 13–16 February 2001. Paper SPE-65007-MS. <https://doi.org/10.2523/65007-MS>
2. *Pavelyev R.S., Zaripova Yu.F., Yarkovoi V.V.* et al. Performance of waterborne polyurethanes in inhibition of gas hydrate formation and corrosion: influence of hydrophobic fragments // *Molecules*. 2020. Vol. 25, No. 23. P. 5664. <https://doi.org/10.3390/molecules25235664>
3. *Zaripova Yu.F., Razhabov S., Pavelyev R.S.* et al. Effective inhibition of carbon steel corrosion by waterborne polyurethane based on N-tert-butyl diethanolamine in 2M HCl: Experimental and computational findings // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 1939. <https://doi.org/10.3390/en15051939>
4. *Kazakova P.Yu., Gnezdilov D.O., Pavelyev R.S.* et al. Low-dosage hydrate inhibitors based on maleic anhydride copolymers with isopropylacrylamide // *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*. 2023. Vol. 59, No. 4. P. 62–66.

Влияние местных сопротивлений на магистральном газопроводе на поиск утечки параметрическим методом

Козлов А.А.*, Шестаков Р.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*sanoppa29@yandex.ru

Ключевые слова: утечки на газопроводе, параметрические методы, модель реального газа, свищи, газопровод

Утечки на магистральных газопроводах наносят значительный урон экологии: метан, главный компонент природного газа, является опасным парниковым газом, один килограмм которого эквивалентен по урону окружающей среде 25–28 кг углекислого газа. Несмотря на кажущееся незначительное количество метана, истекающего в атмосферу при возникновении свищей, при моделировании газопроводов получено, что в день из утечки диаметром 1 мм может выходить более 600 кг газа, что по вреду сравнимо с пассажирским рейсом Москва – Калининград [1]. В условиях борьбы за экологическую и экономическую эффективность транспорта углеводородов даже малые утечки недопустимы, поэтому являются актуальными работы по поиску утечек на трубопроводах. Ввиду периодичности внутритрубной диагностики, являющейся наиболее распространенным способом дефектоскопии на газопроводах, имеет смысл имплементация систем обнаружения утечек, позволяющих с помощью параметрических методов производить непрерывный мониторинг целостности трубопроводных систем [2].

Поскольку магистральные газопроводы являются сложными, зачастую разветвленными системами, в них неизбежно появляются местные сопротивления, на которых происходит падение давления газа: арматура, отводы, места установки лупингов или вставок. Падение давления на этих элементах трубопровода возможно вычислить при известном коэффициенте местного гидравлического сопротивления [3], но зачастую он неизвестен ввиду изменения состояния внутренней поверхности. С одной стороны, это приводит к тому, что работа систем обнаружения утечек, работающая на основании параметрических методов, то есть параметров газа, трубопровода и окружающей среды по длине трубопровода, будет вычислять координату утечки с некоторой погрешностью. С другой стороны, специфика параметрических методов, в частности метода, рассматриваемого в работе, предполагает расчет распределения параметров из начальной и конечной точек рассматриваемого участка. Это связано с тем, что расчет падения давления, или, в случае расчета в направлении, обратном течению газа, «роста», происходит условно «слева» и «справа» от сопротивления, что подразумевает разное изменение давления в одной и той же точке из-за разных значений давления и температуры газа «слева» и «справа». Кроме того, утечки, находящиеся в непосредственной близости к местным сопротивлениям, могут быть вовсе не определены. Таким образом, при имплементации параметрического метода в систему мониторинга состояния трубопровода на реальном объекте возникает комплекс проблем, негативно влияющий на конечный результат обнаружения утечки.

В работе произведено моделирование участка газопровода с утечкой и точно сконцентрированным местным гидравлическим сопротивлением. Утечка задается произвольно изменяемыми диаметром и координатой. Для большей точности при истечении газ принимается реальным [4, 5]. По исходным данным строится распределение давления до и после утечки, вычисляется падение давления при разных коэффициентах местного сопротивления [6]. Полученные результаты передаются в блок программы, симулирующий систему обнаружения утечек. В нем по предложенному параметрическому методу вычисляется предполагаемая координата утечки. Вычисляется погрешность, вносимая местным сопротивлением, и сравнивается с погрешностью, существующей без каких-либо местных сопротивлений и рассмотренной в предыдущих работах [1, 2, 7]. Итогом работы является заключение о возможном применении параметрического метода в условиях существования местных сопротивлений. Сделан вывод о применимости и перспективности использования систем обнаружения утечек на реальных объектах магистрального транспорта газа.

Литература

1. *Козлов, А. А., Александров И.С., Шестаков Р.А.* Методика обнаружения координаты утечки газа как способ повышения безопасности и экологичности эксплуатации магистрального газопровода // *Экология и промышленность России*. 2024. Т. 28, № 8. С. 32–37. <https://doi.org/10.18412/1816-0395-2024-8-32-37>
2. *Козлов, А. А., Симонов М.Ю., Шестаков Р.А.* Актуальность обнаружения малых утечек на газопроводах // *Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Тезисы докладов VI Региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию М.М. Ивановой*. М: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. С. 300–301.
3. *Дербичев В.С., Иншаков Р.С., Роман К.С.* Уточнение коэффициентов местного сопротивления для гидравлического расчета газопроводов // *Вестник евразийской науки*. 2019. Т. 11, № 3. С. 33.
4. *Лурье, М. В., Мусаилов И.Т., Лысенко Н.О.* Эффективный метод расчета утечек газа через сквозные отверстия в стенках газопроводов и сосудов высокого давления // *Территория Нефтегаз*. 2020. № 3–4. С. 110–116.
5. *Лурье М. В., Мусаилов И.Т.* Опорожнение сосудов высокого давления со сжатым природным газом // *Территория Нефтегаз*. 2020. № 9–10. С. 88–93.
6. *Лурье, М. В.* Термогидравлический расчет установившихся режимов работы газопроводов высокого давления // *Территория Нефтегаз*. 2013. № 2. С. 80–85.
7. *Козлов, А. А., Тухбатуллин Ф.Г.* Параметрический метод обнаружения утечек на газопроводах // *Трубопроводный транспорт – 2023: Тезисы докладов XVIII Международной научно-практической конференции*. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. С. 100–101.

Разработка энергоэффективной технологии газогидратной кристаллизации для очистки природного газа от сероводорода

Кудрявцева М.С.*, Петухов А.Н., Шаблыкин Д.Н., Степанова Е.А.

Национальный исследовательский Нижегородский государственный университет им. Н.И. Лобачевского, РФ, 603022, г. Нижний Новгород, пр-т Гагарина, д. 23

*kudryavtseva.m.s@yandex.ru

Ключевые слова: природный газ, разделение, газовые гидраты, сероводород, пропан

Природный газ является широко используемым и экологически чистым топливом. До подачи природного газа потребителю топливо проходит множество стадий очистки. Одной из главных примесей является коррозионно-активный и токсичный газ сероводород (H_2S). Концентрация данного газа на некоторых месторождениях природного газа Российской Федерации может достигать 22,50 об.% [1]. Согласно ГОСТ 5542-2014 [2], массовая концентрация H_2S в природном газе должна составлять не более 0,02 г/м³. В настоящее время методами удаления H_2S из природного газа являются абсорбция, адсорбция и каталитические методы. Однако недостатками данных методов являются высокие эксплуатационные затраты, экологическая опасность, полупериодичность процесса, сложность регенерации сорбентов и их малая емкость, в каталитических методах происходит образование новых веществ, которые необходимо удалять из газа.

Представляется перспективным применение экологически безопасной и энергоэффективной технологии газогидратной кристаллизации с целью удаления H_2S из природного газа. Данная технология обладает низкими затратами энергии, так как процесс возможен при температурах выше 0 °С и при рабочих давлениях блока очистки природного газа. Процесс газогидратной кристаллизации эффективен из-за разницы в давлениях диссоциации компонентов природного газа. Кроме того, при использовании технологии газогидратной кристаллизации могут быть сконцентрированы другие компоненты природного газа, имеющие низкие давления диссоциации газовых гидратов, например, ксенон [3]. В процессе газоразделения отсутствуют химически агрессивные выбросы, а единственными материалами являются вода и входящая газовая смесь. Конструкция газогидратного кристаллизатора проста и легко масштабируема.

Давления диссоциации ($P_{дис}$) газовых гидратов компонентов природного газа при $T=275,15$ К уменьшаются в следующем порядке:

$$P_{дис}(N_2)=19,90 \text{ МПа} > P_{дис}(CH_4)=3,14 \text{ МПа} > P_{дис}(CO_2)=1,39 \text{ МПа} > \\ > P_{дис}(C_2H_6)=0,60 \text{ МПа} > P_{дис}(C_3H_8)=0,25 \text{ МПа} > P_{дис}(H_2S)=0,11 \text{ МПа}$$

(данные вычислены в программном комплексе Aspen HYSYS). Давление диссоциации индивидуального газового гидрата H_2S в 28,55 раз меньше давления диссоциации индивидуального газового гидрата CH_4 . В связи с этим предполагается, что возможно эффективное концентрирование H_2S в газогидратной фазе. Давления диссоциации газовых гидратов H_2S и C_3H_8 близки. Таким образом, актуальна задача определения влияния изменения концентрации C_3H_8 на эффективность концентрирования H_2S в газогидратной фазе.

Эффективность оценивалась на основании коэффициента газогидратного распределения (K_j), который характеризует распределение газов между газовой и газогидратной фазами [4]:

$$K_j = \frac{C_{ггj} \cdot (1 - C_{газj})}{(1 - C_{ггj}) \cdot C_{газj}}$$

где $C_{ггj}$ – концентрация j -го компонента в газогидратной фазе;

$C_{газj}$ – концентрация j -го компонента в газовой фазе.

Концентрация C_3H_8 на различных месторождениях природного газа различается и составляет от 0 до 3,50% [1, 5, 6]. В связи с этим, рассмотрим влияние изменения концентрации C_3H_8 на коэффициент газогидратного распределения H_2S при температуре блока очистки природного газа, равной 278,15 К и давлении, равном 4,00 МПа в модельной газовой смеси CH_4 (концентрация нормирована) – C_2H_6 (2,00 мол.%) – C_3H_8 (0–3,50 мол.%) – $n-C_4H_{10}$ (1,00 мол.%) – $n-C_5H_{12}$ (1,00 мол.%) – N_2 (3,00 мол.%) – CO_2 (0,60 мол.%) – H_2S (2,50 мол.%), приближенной к составу природного газа (рис. 1).

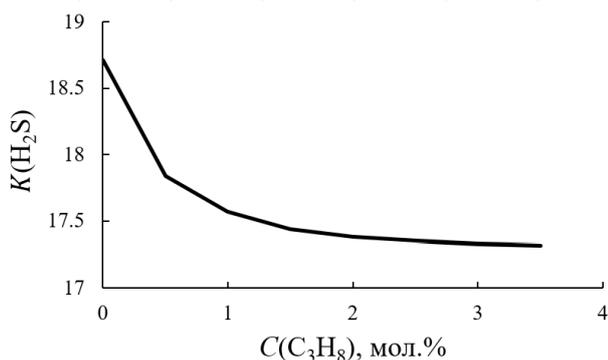


Рис. 1. Зависимость коэффициента газогидратного распределения H_2S от концентрации C_3H_8 при $T=278,15$ К и $P=4,00$ МПа

Из рис. 1 следует, что в случае отсутствия C_3H_8 в природном газе, коэффициент газогидратного распределения H_2S составляет 18,71, что в 1,08 раз больше в чем в случае начальной концентрации C_3H_8 , равной 3,50 мол.%. Таким образом, высокие начальные концентрации C_3H_8 незначительно влияют на эффективность концентрирования H_2S в газогидратной фазе. Коэффициент газогидратного распределения H_2S в среднем составляет 17,62, следовательно возможно эффективное концентрирование H_2S в газогидратной фазе многокомпонентной модельной газовой смеси, приближенной к составу природного газа.

Также из рис. 1 следует, что при концентрации C_3H_8 более 2,00 мол.% коэффициент газогидратного распределения H_2S становится квазистационарным, т. е. дальнейшее увеличение концентрации C_3H_8 незначительно влияет на эффективность концентрирования H_2S в газогидратной фазе.

Исходя из проведенного математического моделирования следует, что возможно эффективное концентрирование H_2S в газогидратной фазе даже при высоких начальных концентрациях C_3H_8 в газовой смеси, приближенной к составу природного газа.

Работа выполнена в рамках гранта Правительства Нижегородской области для молодых ученых из областного бюджета в форме субсидии.

Литература

1. *Мишин В.М.* Переработка природного газа и конденсата: Учебник. М.: Академия, 1999. 448 с.
2. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2015. 9 с.
3. *Sergeeva M.S., Mokhnachev N.A., Shablykin D.N.* et al. Xenon recovery from natural gas by hybrid method based on gas hydrate crystallisation and membrane gas separation // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. Vol. 86. P. 103740. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103740>
4. *Девятых Г.Г., Еллиев Ю.Е.* Глубокая очистка веществ: Учебное пособие. 2-е изд. М.: Высшая школа, 1990. 192 с.
5. *Gallagher J.E.* Natural Gas Measurement Handbook. Houston, TX: Gulf Publishing, 2006. 468 p. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-15509-2>
6. *Speight J.G.* Natural Gas: A Basic Handbook. 2nd ed. Cambridge, MA: Gulf Professional Publishing, 2018. 449 p. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-02190-6>

Деформации земной поверхности на объектах нефтегазового комплекса

Кузьмин Д.К.

Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, РФ, 123242, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1
dimak1292@mail.ru

Ключевые слова: геодинамический мониторинг, деформации, разломы, напряжения, грифоны

Деформации земной поверхности, возникающие при длительном освоении нефтегазовых месторождений, могут привести к серьезным негативным последствиям, как экологическим, так и экономическим. В работе приведен анализ аномальных деформационных последствий, которые привели к образованию газовых выбросов на одном из газонефтяных месторождений республики Казахстан.

К 2022 г. на геодинамическом полигоне газонефтяного месторождения на Юго-Западе Казахстана было проведено 6 циклов геодезических, гравиметрических и спутниковых наблюдений. Сеть полигона включает в себя 160 нивелирных пунктов со средним расстоянием 300–500 м и 60 GPS пунктов, измеряющих вертикальные и горизонтальные смещения земной поверхности относительно базовых станций за пределами границы горного отвода. При этом пункты нивелирования были совмещены с гравиметрическими, и некоторыми GPS пунктами для наиболее качественной интерпретации результатов. С 2017 г. смещения земной поверхности также регистрируют данные космической радиолокационной съемки. Такая плотность сети наряду с комплексным методом наблюдений на месторождении площадью около 240 км² позволяет отслеживать деформации на различных участках на различных интервалах времени. Наиболее активные деформации на данном месторождении наблюдаются в центральной его части. Основной профиль нивелирования, который заложен вдоль простирания месторождения, показан на рис. 1. К 2022 г. наблюдения по данному профилю показали, что происходит обширное оседание сводовой части месторождения. Такой же характер смещений был зарегистрирован данными GPS наблюдений и спутниковой радарной интерферометрией. На фоне общего оседания наблюдаются 2 локальные аномалии, приуроченные к разломным зонам в районе наблюдательных пунктов 26-29 и 37-39. Совместный анализ результатов нивелирных и гравиметрических наблюдений указывает на то, что зоны с положительными аномалиями вариации силы тяжести совпадают с участками интенсивных пикообразных оседаний земной поверхности [1]. Именно противофазное поведение параметров в зоне формирования локальных аномалий указывает на создание предпосылок для формирования субвертикальных каналов миграции флюидов и формирования аномальных и негативных газодинамических явлений (грифонов).

Как показывают многочисленные наблюдения γ аномалий, проведенные на различных месторождениях нефти и газа в различных странах мира, базовый механизм формирования этих аномалий обусловлен наличием областей локальных горизонтальных растяжений, приуроченных к разломам или зонам повышенной трещиноватости раздвигового типа. Активизация субвертикальных трещин отрыва в локальных объемах приводит к формированию пикообразных оседаний земной поверхности над этими зонами [2–4].

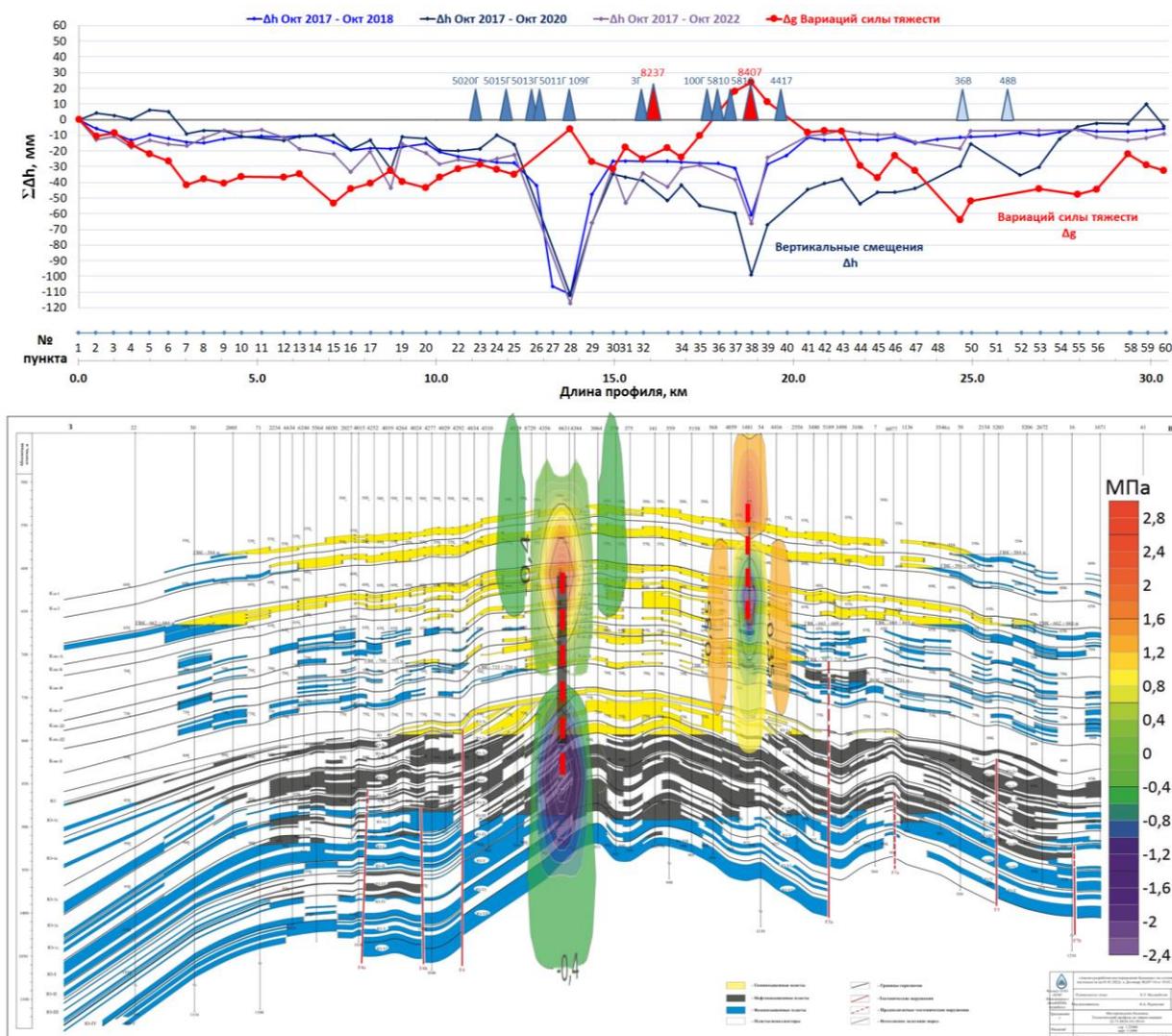


Рис. 1. Распределение локального напряженного состояния верхней части разреза в зонах аномального проявления нивелирных и гравиметрических параметров

Для того чтобы выяснить, к каким диапазонам глубин геологического разреза приурочены области аномального напряженного состояния, вызвавшие γ аномалии, было проведено геомеханическое моделирование напряженного состояния в местах проявления этих аномалий. Использовалась модель пороупругого включения, геометрические размеры которого определялись по решению обратных задач современной геодинамики разломов [5–7]. На рис. 1 показаны результаты расчета распределения горизонтальных напряжений в окрестности аномального, противофазного проявления вертикальных смещений земной поверхности и вариаций гравитационного поля.

Из рисунка видно, что левая аномалия, которая имеет большую ширину и амплитуду сформирована источником (отмечено красным пунктиром), который расположен глубже, чем источник правой аномалии, имеющей меньшую амплитуду и ширину. Области концентрации локальных горизонтальных растягивающих напряжений расположены в верхней части, а зоны горизонтальных сжимающих напряжений, отмеченные синим цветом, в нижней части. Они создают локальные оседания земной поверхности – γ аномалии. Между областями растягивающих

и сжимающих напряжений формируется вертикальный перепад (градиент давлений), который способствует осуществлению субвертикальной миграции газа. Появление дополнительной массы приводит к возникновению положительных вариаций силы тяжести.

Механизм формирования аномальных газопроявлений выглядит следующим образом. Накопление локальных горизонтальных растягивающих напряжений приводит к активизации вертикальных трещин, которые формируют миграционные каналы, по которым газ движется вверх. Медленное накопление газа в верхней части разреза в обстановке горизонтального растяжения создает предпосылки для динамического выброса газа. На графике рис. 1 изображены скважины 8237 и 8407 (красным цветом), именно в этих зонах образовались грифоны за указанный период.

Таким образом, места контрастного изменения поля силы тяжести могут быть индикатором местоположения зон аномального газопроявления.

Литература

1. *Коньрбаев Д.К., Кузьмин Ю.О., Кузьмин Д.К. и др.* Анализ результатов геодинамического мониторинга на месторождении п-ова Бузачи, Республика Казахстан // *Геофизические процессы и биосфера*. 2023. Т. 22, № 3. С. 110–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2023.3-5>
2. *Кузьмин Ю.О.* Современная аномальная геодинамика недр, индуцированная малыми природно-техногенными воздействиями // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. 2002. № 9. С. 48–55.
3. *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>
4. *Кузьмин Ю.О.* Современные объемные деформации разломных зон // *Физика Земли*. 2022. № 4. С. 3–18. <https://doi.org/10.31857/S0002333722040068>
5. *Абрамян Г.О., Кузьмин Д.К., Ломоносов М.Д.* Анализ современных деформационных процессов на газонефтяном месторождении Центральной Азии // *Наука и технологические разработки*. 2022. Т. 101, № 3. С. 20–32. <https://doi.org/10.21455/std2022.3-3>
6. *Гатиятуллин Р.Н., Кузьмин Д.К., Фаттахов Е.А.* Анализ результатов многолетних наблюдений на месторождении сверхвязкой нефти, Юго-Восток Татарстана // *Наука и технологические разработки*. 2021. Т. 100, № 4. С. 5–24. <https://doi.org/10.21455/std2021.4-2>
7. *Жуков В.С., Кузьмин Д.К.* Оценка влияния разработки Чаяндинского месторождения на просадки земной поверхности // *Геофизические процессы и биосфера*. 2023. Т. 22, № 1. С. 73–84. <https://doi.org/10.21455/GPB2023.1-5>

Нетканые полимерные материалы, получаемые электроформованием, как перспективные сорбенты для ликвидации разливов нефти и продуктов ее переработки

Малахов С.Н.*, Чвалун С.Н.

НИЦ «Курчатовский институт», РФ, 123182, г. Москва, пл. Академика Курчатова, д. 1

*s.malakhov@mail.ru

Ключевые слова: электроформование, нетканые материалы, разливы нефти

Нефть и жидкие продукты ее переработки играют важнейшую роль в современном мире. При этом на любом этапе работы с ними (добыча, переработка, транспортировка) возникает риск их утечек, что приводит к значительному загрязнению биосферы, в том числе водоемов. Так, два крупнейших разлива углеводородов, произошедшие в результате аварий на нефтяных платформах Ixtoc I (1979 г.) и Deepwater Horizon (2010 г.), расположенных в Мексиканском заливе, привели к выбросу в океан около 480000 и 680000 т нефти соответственно [1, 2]. Поскольку Россия является крупным добытчиком, переработчиком и потребителем нефтепродуктов, то подобные происшествия происходят и в РФ. Так, разгерметизация резервуара ТЭЦ-3 в Норильске в мае 2020 года привела к выбросу в окружающую среду более 20000 т дизельного топлива, большая часть из которого оказалась в близлежащих водоемах [3], а в августе 2021 года произошел выброс сырой нефти в Черное море при погрузке танкера на терминале под Новороссийском [4]. В связи с этим, разработка материалов для ликвидации последствий подобных разливов является весьма актуальной.

Одним из видов сорбентов, которые могут быть использованы для удаления жидких нефтепродуктов из воды, являются нетканые материалы, получаемые методом электроформования [5–7]. Волокнистые материалы могут быть получены как из растворов, так и из расплавов полимеров, причем каждый из этих подходов имеет свои достоинства и недостатки. Так, электроформование из растворов является технологически более простым процессом и позволяет получать волокна толщиной от сотен нанометров из большинства существующих полимеров. Однако испаряющийся при этом растворитель (зачастую – токсичный и дорогой) приходится либо выбрасывать в атмосферу, что неэкологично (или вовсе запрещено), либо улавливать, что удорожает и усложняет технологическую цепочку. С другой стороны, формование расплавов не требует растворителя, что упрощает формование большинства крупнотоннажных полимеров (в первую очередь, полиолефинов, чья растворимость крайне ограничена) и их смесей, однако является более энергоемким и технологически сложным, а образующиеся волокна, как правило, имеют больший диаметр.

В процессе электроформования происходит высокоскоростное вытягивание полимерной струи под действием мощного электрического поля. Управляя параметрами проведения процесса, можно весьма гибко регулировать характеристики получаемых материалов как на микроуровне отдельных волокон (изменять диаметр, форму (круглая, лентообразная и т. д.) и морфологию их поверхности (гладкая, пористая, рельефная, см. рис. 1), так и на макроуровне нетканых полотен (получая образцы с различной поверхностной плотностью и плотностью упаковки).

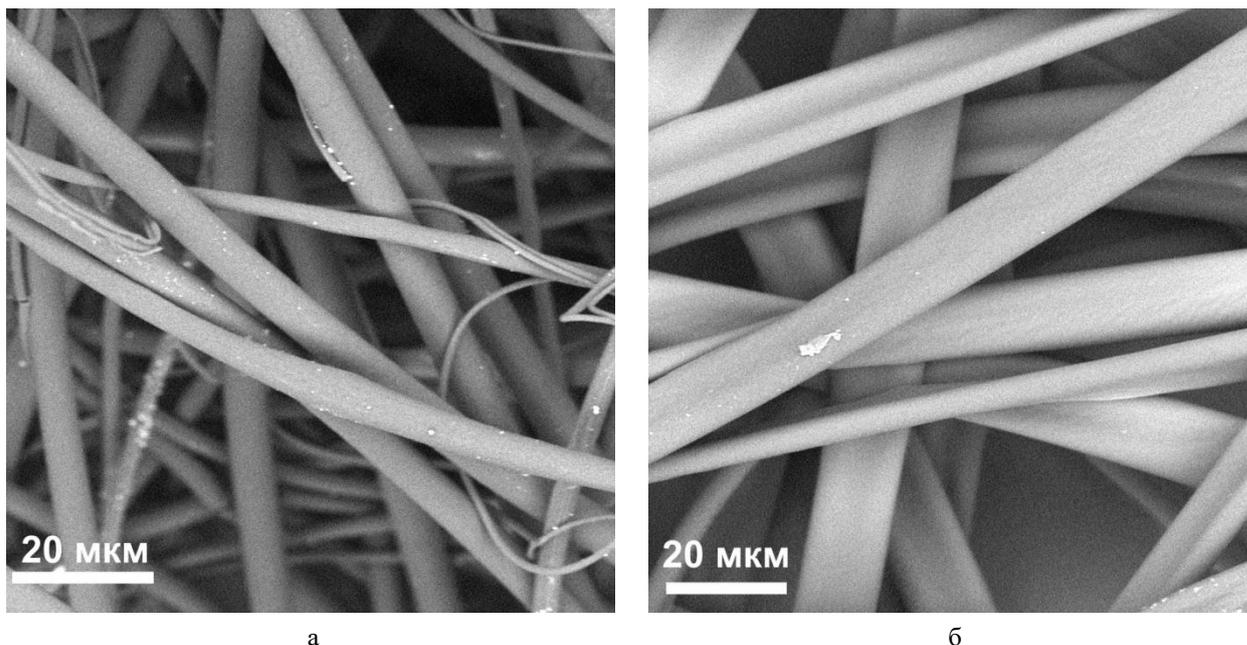


Рис. 1. Микрофотографии нетканых материалов, полученных электроформованием:
а – из расплава полиэтилена; б – из раствора полистирола

Изучение сорбционной способности волокнистых материалов показало (рис. 2), что наиболее важными факторами, определяющими сорбционную емкость нетканого полотна, являются плотность упаковки волокон (в большей степени), диаметр волокна (в меньшей степени).

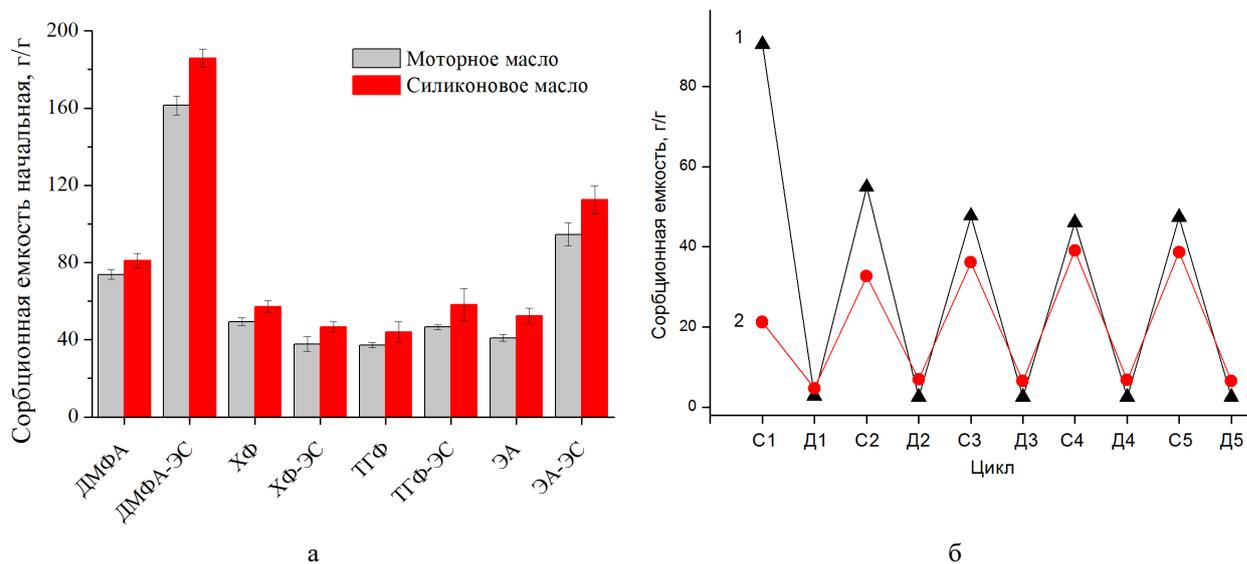


Рис. 2. Сорбционная емкость нетканых материалов:
а – из раствора полистирола в зависимости от использованного растворителя и сорбируемой среды;
б – (адаптировано из [7]) из расплава смеси полипропилена с полистиролом в зависимости от цикла использования (адаптировано из [5])

Так на примере полистирола (см. рис. 2а) показано, что при формовании из растворов в диметилформамиде (DMFA) с добавлением спирта образуются материалы, сочетающие минимальную плотность упаковки и наименьший диаметр волокна, что приводит к максимальной сорбционной емкости среди всех исследованных образцов. Нетканые полотна, полученные

из растворов в этилацетате с добавлением спирта, характеризуются значительно более толстыми волокнами, чем при формовании из растворов в чистом диметилформамиде (средний диаметр около 8 мкм против 2 мкм при формовании из ДМФА), но благодаря низкой плотности упаковки имеют более высокие значения сорбционной емкости. При этом сорбционная способность материала также возрастает с ростом вязкости сорбируемой среды [6, 7].

Важной характеристикой сорбционных материалов является способность к многократному использованию. Проведенные исследования показали, что полученные нетканые полотна возможно использовать многократно, удаляя сорбированные нефтепродукты путем отжима. При этом сорбционная емкость при повторном использовании материала снижается (см. рис. 2б, кривая 1), выходя на величину 50–70% от первоначальной, что связано с увеличением плотности упаковки волокон в полотне при отжиме. С другой стороны, для материалов с очень высокой изначальной плотностью упаковки (например, полученных путем экстракции одного из полимеров в многокомпонентных волокнах) значения сорбционной емкости могут даже немного увеличиваться (см. рис. 2б, кривая 2).

Таким образом, нетканые материалы, получаемые электроформованием, отвечают всем требованиям, предъявляемым к сорбентам: просты в производстве, нетоксичны, характеризуются высокой гидрофобностью и олеофильностью, имеют высокие сорбционные характеристики и допускают многократное использование.

Литература

1. *Eckle P., Burgherr P., Michaux E.* Risk of large oil spills: a statistical analysis in the aftermath of Deepwater Horizon // *Environmental Science & Technology*. 2012. Vol. 46, No. 23. P. 13002–13008. <https://doi.org/10.1021/es3029523>
2. *Griffiths S.K.* Oil release from Macondo well MC252 following the Deepwater Horizon accident // *Environmental Science & Technology*. 2012. Vol. 46, No. 10. P. 5616–5622. <https://doi.org/10.1021/es204569t>
3. *Nemirovskaya I.A., Glyaznetsova Yu.S.* The content and composition of organic compounds in the bottom sediments of the Norilsk-Pyasina water system one year after the accidental spill of diesel fuel // *Marine Pollution Bulletin*. 2024. Vol. 199. P. 115990. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2023.115990>
4. *Костяной А.Г., Лаврова О.Ю., Лупян Е.А.* Нефтяной разлив на морском терминале Каспийского трубопроводного консорциума под Новороссийском 7 августа 2021 г.: первые результаты спутниковых наблюдений // *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*. 2021. Т. 18, № 5. С. 28–43. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2021-18-5-28-43>
5. *Malakhov S.N., Chvalun S.N.* Morphology, structure and properties of nonwoven materials obtained by melt electrospinning of polypropylene-polystyrene blends // *Polymer Engineering & Science*. 2022. Vol. 62, No. 11. P. 3503–3510. <https://doi.org/10.1002/pen.26122>
6. *Малахов С.Н., Малышкина А.М., Чвалун С.Н.* Нетканые материалы на основе полилактида для сорбции углеводородов различной вязкости // *Журнал прикладной химии*. 2022. Т. 95, № 9. С. 1179–1186. <https://doi.org/S00444461822090109>
7. *Malakhov S.N., Kuznetsov N.M., Vdovichenko A.Yu. et. al.* Influence of solvent nature on the morphology and sorption properties of polystyrene nonwoven materials // *Fibre Chemistry*. 2024. Vol. 55, No. 6. P. 391–397. <https://doi.org/10.1007/s10692-024-10498-y>

Синтез биодобавок для получения дизельного топлива с улучшенными экологическими свойствами

Маринец А.Р.*, Еремеева А.М.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
РФ, 199106, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, д. 2

*marinets_ar@mail.ru

Ключевые слова: эфиры жирных кислот, дизельное топливо с улучшенными экологическими свойствами, биодобавка, переэтерификация

Негативное влияние использования нефтяных топлив проявляется в усилении парникового эффекта. При отсутствии принятия должных мер к 2100 году прогнозируется глобальное потепление на 3–4 °С, что может привести к климатическим катастрофам. Одним из решений данной проблемы может служить экологичное, возобновляемое, нетоксичное жидкое биотопливо – биодизельное топливо, получаемое из растительных масел или животных жиров [1]. Оно может использоваться в качестве самостоятельного топлива либо биодобавки к нему. Биотопливо производится посредством реакции переэтерификации триглицеридов с низкомолекулярными спиртами. Необходимым продуктом являются эфиры жирных кислот.

Несмотря на указанные преимущества, основным недостатком биодизельного топлива является его более высокая стоимость по сравнению с ископаемыми топливами. Одним из решений представленной проблемы служит использование отработанных масел в качестве сырья для производства биотоплива, поскольку они обладают меньшей себестоимостью.

Актуальность работы обусловлена ограниченностью запасов ископаемых топлив и необходимостью уменьшения количества выбросов парниковых газов, перехода на углерод-нейтральную энергетику.

Таким образом, цель работы: получение биодобавок к дизельному топливу из пищевого растительного и отработанного масел, а также сравнение характеристик полученных продуктов.

Биодобавки получали с помощью реакции переэтерификации (рис. 1) масел со спиртом, выкипающем при температуре 78 °С, в присутствии кислотного катализатора [2]. Для проведения синтеза использовали круглодонную колбу, снабженную обратным водяным холодильником, термометром и мешалкой. В полученной смеси верхний слой был представлен искомой смесью эфиров.

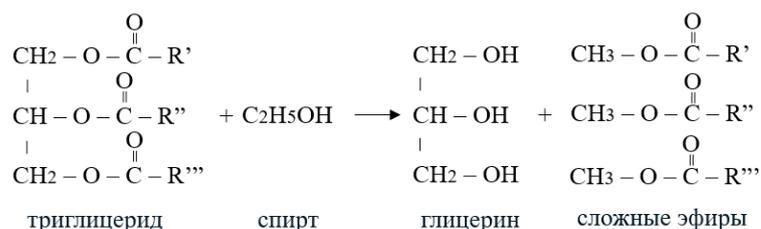


Рис. 1. Схема реакции переэтерификации (материалы автора)

Плотность продуктов определяли с помощью пикнометра на 5 мл по ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности». Кинематическая вязкость измерялась на вискозиметре ВПЖ-2 по ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости». Массовая доля эфиров сложных кислот определялись с помощью газовой хромато-масс-спектрометрии. Коррозию на медной пластинке определяли согласно ГОСТ 32329-2013 «Нефтепродукты. Определение коррозионного воздействия на медную пластинку».

Согласно полученным данным, плотность, кинематическая вязкость и коррозия на медной пластинке входят в допустимый интервал значений, нормируемых документом ГОСТ 53605-2009 «Метилловые эфиры жирных кислот (FAME) для дизельных двигателей». При анализе полученных хроматограмм определили, что в биодобавке, полученной из отработанного масла, содержание эфиров больше на 6,36%, а кислот меньше на 2,08%, чем в добавке, полученной из растительного масла.

Результаты исследований говорят об эффективности использования отработанного сырья, поскольку при равном количестве реагентов получается большее количество продукта, чем при синтезе из растительных масел. Использование отработанных масел может стать достойной альтернативой растительным маслам, что согласуется с проведенными ранее исследованиями [3, 4].

Можно сделать вывод, что отработанные масла – перспективное сырье для получения биотоплива, поскольку обладают меньшей стоимостью и большим выходом целевого продукта по сравнению с пищевыми маслами.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FSRW-2023-0002 «Фундаментальные междисциплинарные исследования недр Земли и процессов комплексного освоения георесурсов»).

Литература

1. Кондрашева Н.К., Еремеева А. М. Производство биодизельного топлива из растительного сырья // Записки горного института. 2023. Т. 260. С. 248–256. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.15>
2. Кондрашева Н. К., Еремеева А.М., Олейник И.Л. Пат. RU 2616297 С1. Способ получения экологически чистого дизельного топлива. № 2015145928; Заявл. 26.10.2015; Опубл. 14.04.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 11. 6 с.
3. Ahmet N. O., Mustafa C., Ali T. et al. Performance and combustion characteristics of a DI diesel engine fueled with waste palm oil and canola oil methyl esters // Fuel. 2009. Vol. 88, No. 4. P. 629–636. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2008.09.023>
4. Hasan Ö., Selime Ç., Gökhan Z. et al. Performance and emission study of biodiesel from leather industry pre-fleshings // Waste Management. 2007. Vol. 27, No. 12. P. 1897–1901. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2006.08.014>

Дистанционная оценка качества атмосферного воздуха в пределах крупнейших месторождений нефти и газа в 2019–2023 гг.

Морозова А.Э.*, Сизов О.С., Миронова М.А., Аковецкий В.Г.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*Morozova-A.E@yandex.ru

Ключевые слова: спектрометр TROPOMI, спутник Sentinel-5, загрязнение воздуха, добыча нефти и газа, парниковые газы

Актуальность работы обусловлена недостатком открытых данных о состоянии атмосферного воздуха для широкого круга лиц, особенно в небольших населенных пунктах и производственных зонах нефтегазовых регионов, где на атмосферный воздух оказывается значительная антропогенная нагрузка на протяжении всего срока реализации проекта, начиная от геологоразведки, заканчивая сбытом углеводородов [1–4]. Практически все технологические объекты и сооружения, используемые в нефтегазовой отрасли, служат источниками загрязнения воздуха. Наибольшее влияние на окружающую среду оказывается непосредственно на территории месторождений, а также вдоль трасс линейных объектов, в особенности магистральных трубопроводов [3]. Выбросы загрязняющих веществ могут происходить от точечных источников, таких как факелы, дымовые и выхлопные трубы, а также от линейных источников, которые распределены по значительной территории. Для обеспечения деятельности месторождений вокруг сложилась разнообразная сеть населенных пунктов нефтегазовой специализации, включая города, поселки городского типа, вахтовые поселки и населенные пункты вдоль магистральных трубопроводов, которые также влияют на загрязнение атмосферного воздуха.

Возможности дистанционных наблюдений за количественным и качественным составом атмосферы существенно расширились за последние два десятилетия. Использование спектрометра TROPOMI (Tropospheric Monitoring Instrument), установленного на спутнике Sentinel-5P является наиболее современным и доступным способом определения фактического уровня загрязняющих веществ в атмосфере в глобальном масштабе для труднодоступных участков земной поверхности независимо от наземных станций мониторинга воздуха и в оперативном режиме [5].

Для исследования качества воздуха выбраны 5 крупнейших участков добычи в пределах лицензионных участков (Республика Коми, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ханты-Мансийский автономный округ, Иркутская область, Республика Якутия) (рис. 1), а также фоновые участки в пределах 0,2 градуса (около 19–22 км).

Для оценки качества воздуха в границах месторождений был использован спектрометр TROPOMI, основные аналитические операции выполнялись с помощью API облачной платформы Google Earth Engine (GEE). Данные TROPOMI в GEE представлены в виде тематических наборов, соответствующих отдельным химическим соединениям [6], для оценки были выбраны следующие вещества: диоксид серы (SO₂), диоксид азота (NO₂), метан (CH₄), формальдегид (HCHO) и оксид углерода (CO).

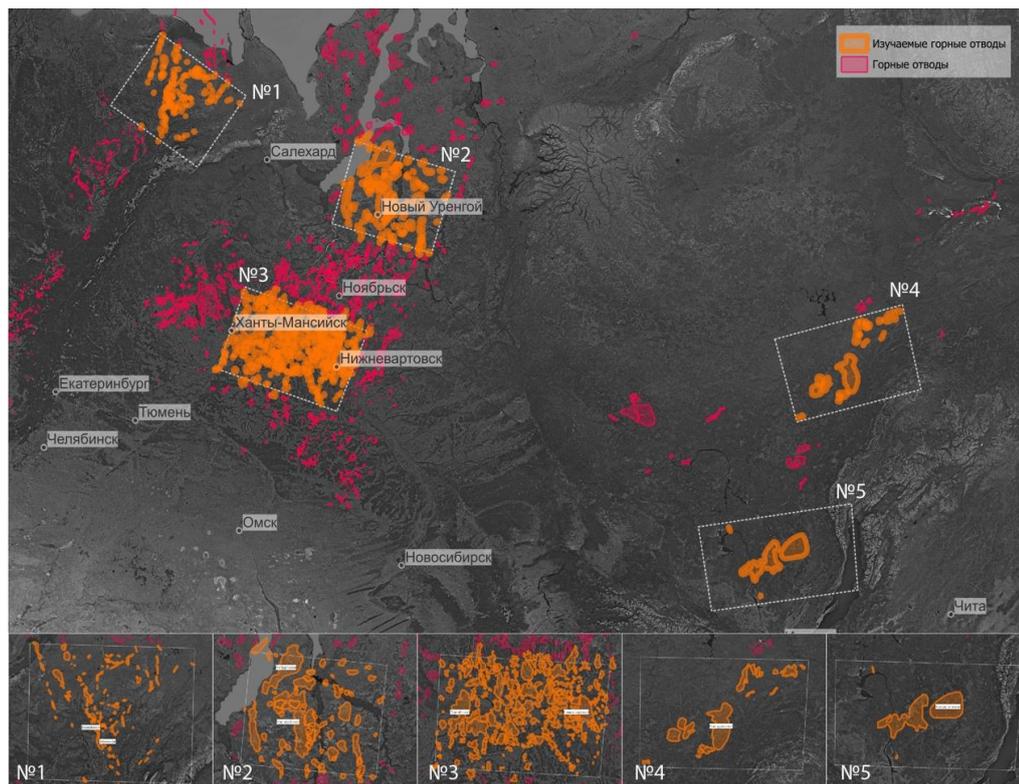


Рис. 1. Исследуемые участки в границах горных отводов

Описание выбранных участков исследования

Участок № 1. Территория затрагивает Республику Коми и Ненецкий автономный округ, целевые нефтяные месторождения – это Усинское и Возейское. В экстенст попадают крупные города: Усинск, Усть-Уса.

Участок № 2. Территория находится в Ямало-Ненецком автономном округе, целевые нефтегазоконденсатные месторождения – Медвежье и Ямбургское, а также Уренгойское газовое месторождение. Крупные населенные пункты в изучаемом экстенсте: Пангоды, Новый Уренгой, Уренгой, Ямбург.

Участок № 3. Территория находится в Ханты-Мансийском автономном округе, затрагивает некоторые участки Тюменской области, целевые нефтяные месторождения – это Приобское, Самотлорское, Мамонтовское и Тевлинско-Русскинское, Салымская группа нефтяных месторождений. В экстенсте расположены многочисленные добычные предприятия и приуроченные к ним населенные пункты: Ханты-Мансийск, Нефтеюганск, Пыть-Ях, Сургут, Федоровский, Лангепас, Покачи и Нижневартовск.

Участок № 4. Участок расположен на границе Иркутской области и Республики Якутия, а ключевые месторождения – Чаяндинское газовое и Верхнечонское нефтяное месторождение. Крупные населенные пункты вокруг месторождений еще не сформировались. В пределах экстенста расположены населенные пункты Ленск и Витим.

Участок № 5. Участок расположен западнее озера Байкал в Иркутской области. Ключевое месторождение – это Ковыктинское газоконденсатное месторождение. Крупные населенные пункты: Братск и Северобайкальск.

В результате исследования качества атмосферного воздуха на участках месторождений в границах горных отводов получены следующие выводы:

1. Максимальные уровни загрязнения воздуха по *диоксиду азота* (NO_2) большинства участков ассоциированы с крупными городами (Ноябрьск, Новый Уренгой, Пангоды, Сургут, Нижневартовск, Ханты-Мансийск, Братск, Зима) (рис. 2). Для Усинского и Чаяндинского месторождений основной вклад в загрязнения дает добыча, переработка и транспортировка нефти и газа. По отношению к фону для всех участков зафиксировано превышение в среднем на 3,5%, это связано с вкладом добычи и влияния крупных городов, кроме Ковыктинского месторождения, где фон, наоборот, оказался грязнее на 3,5% из-за промышленного окружения (табл. 1). По всем участкам фиксируются примерно одинаковые содержания NO_2 в тропосфере, однако, значительный отрыв зафиксирован для Самотлорского/Приобского месторождения.

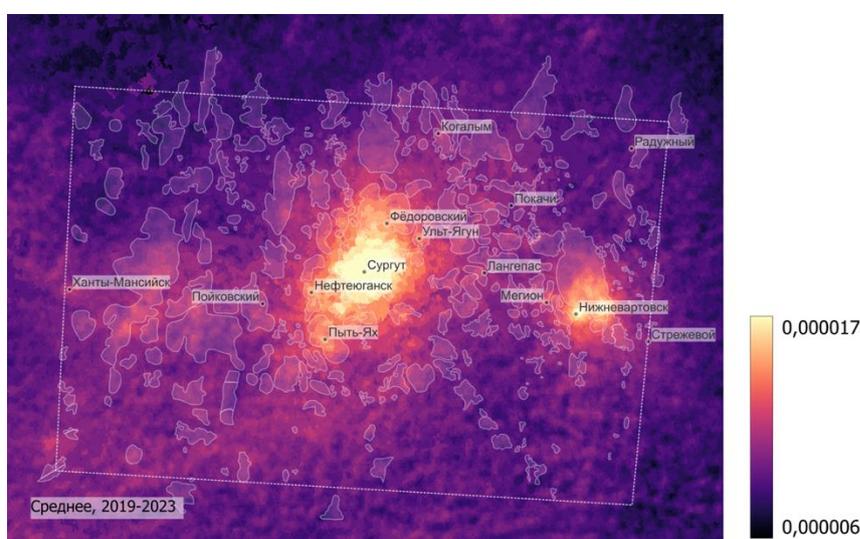


Рис. 2. Среднее содержание NO_2 (моль/ m^3) в границах горных отводов в период 2019–2023 гг.

Таблица 1. Отношение загрязнения столба тропосферы в границах месторождений к фоновому содержанию

Месторождения	Газы				
	CH_4	CO	$HCHO$	NO_2	SO_2
Ковыктинское	0,1%	-1,4%	-2,0%	-3,1%	-17,7%
Чаяндинское	0,2%	-0,9%	1,8%	2,9%	7,3%
Самотлорское/Приобское	0,1%	-1,9%	-1,4%	5,0%	4,3%
Усинское/Возейское	0,0%	2,0%	2,2%	1,6%	6,9%
Уренгойское/Ямбургское	0,1%	-2,3%	-0,6%	4,6%	0,9%

2. Загрязнение *оксидом углерода* (CO) имеет природный характер, на изучаемых месторождениях содержание CO в столбе тропосферы в среднем ниже, чем в буферной зоне (см. табл. 1). Однако отмечено, что на всех участках в 2022 г. произошел резкий спад содержания CO , затем значения вернулись на допандемийный уровень.

3. Фиксируется значительный рост содержания *метана* (CH_4) за период 2019–2023 гг. в среднем на 49 млрд^{-1} , что связано с процессами глобального потепления климата. Пики

загрязнения фиксируются в крупных городах, в дельтах рек и на водно-болотных угодьях, с добычей нефти и газа ассоциировано в меньшей степени.

4. По уровню содержания *формальдегида (НСНО)* выделяются Самотлорское/Приобское месторождение, а также Чайдинское месторождение. На всех месторождениях фиксируется более высокое фоновое содержание, чем в границах отводов, кроме Чайдинского месторождения, где зафиксировано увеличение содержания формальдегида на 1,8% к фону с пиком в 2022 году (см. табл. 1).

5. По содержанию *диоксида серы (SO₂)* на всех участках зафиксирован тренд на спад уровня загрязнения в пандемийный 2020 год, который до сих пор не восстановился. Значительное влияние на качество атмосферного воздуха, то есть на фоновое содержание, оказывают пожары. Фоновое содержание в среднем на 4,9% выше, кроме Ковыктинского месторождения, где зафиксировано увеличение содержания SO₂ в границах месторождения на 17,7% (см. табл. 1).

6. Данные TROPOMI и государственные отчеты 2-ТП воздух показывают довольно сильную сходимость по годам, что подтверждает возможность такого вида мониторинга в глобальном масштабе.

Литература

1. Адушкин В.В., Кудрявцев В.П. Об эмиссии метана в Арктическом регионе // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 4(23). С. 64. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art64>
2. Березняков А.И., Смоллов Г.К., Попов А.П. и др. Комплексный мониторинг природно-технических систем как технология управления надежностью инженерных сооружений // Проблемы экологии в газовой промышленности: Научно-технический сборник. № 3. М.: ИПЦ Газпром, 2002. С. 19–31.
3. Ермилов О.М., Грива Г.И., Москвин В.И. Воздействие объектов газовой промышленности на северные экосистемы и экологическая стабильность геотехнических комплексов в криолитозоне. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. 148 с.
4. Поршакова А.Н., Старостин С.В., Котельников Г.А. Экологический мониторинг районов нефтяных и газовых месторождений: проблемы и перспективы // Современные проблемы науки и образования. 2014. № 3. С. 325. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=13090> (дата обращения: 15.09.2024).
5. Veefkind J.P., Aben I., McMullan K. et al. TROPOMI on the ESA Sentinel-5 Precursor: A GMES mission for global observations of the atmospheric composition for climate, air quality and ozone layer applications // Remote Sensing of Environment. 2012. Vol. 120. P. 70–83. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2011.09.027>
6. Gorelick N., Hancher M., Dixon M. et al. Google Earth Engine: Planetary-scale geospatial analysis for everyone // Remote Sensing of Environment. 2017. Vol. 202. P. 18–27. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2017.06.031>

Разработка комплексной технологии утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и переработки биомассы микроводорослей в бионефть

Муфахарова А.Д.*, Волков Д.А.**

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ. 109028, г. Москва, Покровский б-р, д. 3, стр. 1

*Alena.Mufakharova@lukoil.com, **Dmitry.Volkov@lukoil.com

Ключевые слова: утилизация CO₂, микроводоросли, бионефть

Актуальность работы заключается в разработке комплексной технологии по переработке дымовых газов при помощи микроводорослей, а также технологии переработки полученной биомассы в бионефть [1–5].

Целью исследования является обоснование эффективной технологии утилизации CO₂ из дымовых газов на основе использования микроводорослей и переработки биомассы в бионефть.

Задачи декарбонизации диктуют необходимость поиска способов сокращения выбросов парниковых газов в окружающую среду и утилизации углекислого газа, образующегося на производственных объектах и энергетических установках. Перспективным способом считается поглощение CO₂ биотической системой, причем не только наземными растениями, но и водными организмами, в том числе специально выращиваемыми микроводорослями [6] (рис. 1).

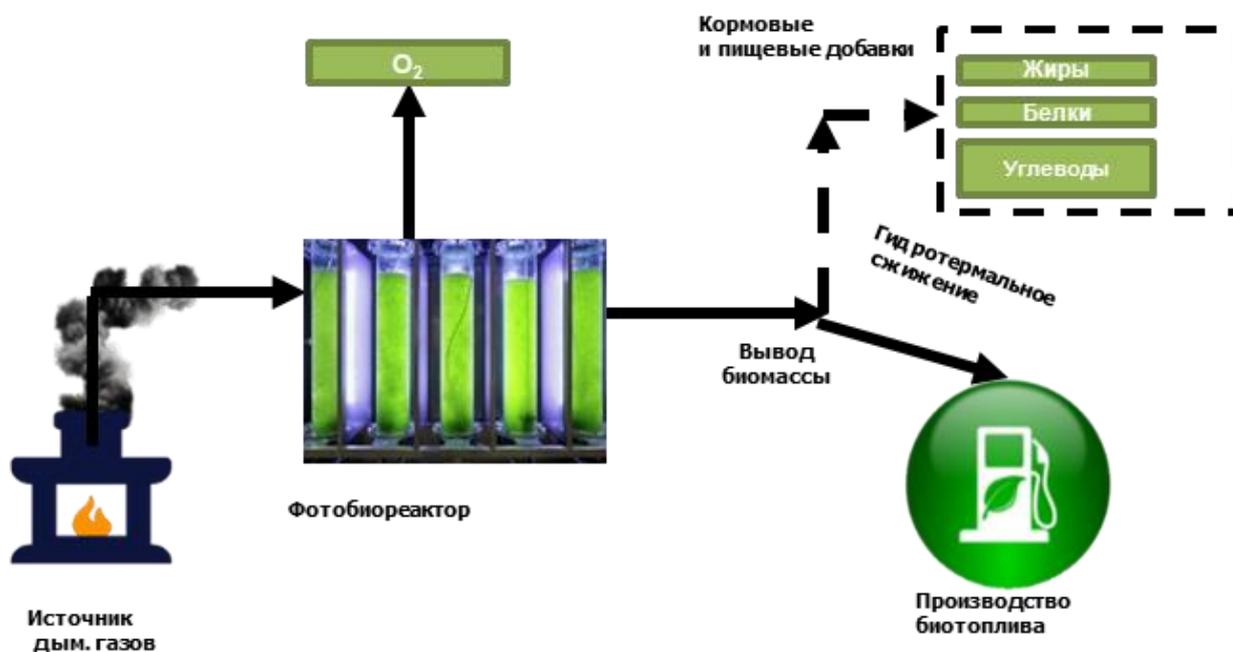


Рис. 1. Принципиальная схема реализации технологии

Для реализации процесса утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей разрабатываются специальные фотобиореакторы с контролируемым содержанием углекислого

газа на входе и на выходе. В фотобиореакторах углекислый газ из дымовых газов поглощается биомассой микроводорослей под воздействием светового излучения и процесса фотосинтеза. Проводя лабораторные исследования, было выявлено, что самое оптимально время обогащения микроводорослей углекислым газом занимает приблизительно 15 суток [7].

После достижения необходимого уровня биомасса собирается и отделяется от воды с помощью сита или центрифуги. Каким способом будет производиться отделение биомассы от воды зависит от выбранного ранее штамма микроводорослей, на которых производится эксперимент. Далее собранная биомасса подвергается процессу гидротермального сжижения для получения бионефти. Гидротермальное сжижение – это термохимический метод конверсии влажной биомассы в бионефть при давлении 5–25 МПа и температуре 200–400 °С [8].

Основные преимущества гидротермального сжижения:

- комплексная переработка всей биомассы водорослей (липидов, белков и углеводов);
- отсутствует стадия сушки;
- высокая энергоэффективность.

Процесс гидротермального сжижения длится приблизительно около двух часов при температуре 330 °С и давлении 140 Па (ранее указывались интервалы по давлению и температуре). На процессе гидротермального сжижения из биомассы получается бионефть в соотношении ориентировочно 1:3.

Также следует отметить, что экономический эффект может быть достигнут при реализации биомассы, полученной из микроводорослей, в качестве кормовых или пищевых добавок.

Основными преимуществами данной разработки являются:

- снижение выбросов CO₂ в атмосферу;
- бионефть может выступать устойчивой альтернативой традиционным углеводородным топливам.

Следует выделить, что данная разработка обладает высоким потенциалом как устойчивое решение в сфере биоэнергетики, но требует дальнейших исследований и оптимизаций для масштабного внедрения.

Литература

1. *Nigam H., Malik A., Singh V.* A novel nanoemulsion-based microalgal growth medium for enhanced biomass production // *Biotechnology for Biofuels*. 2021. Vol. 14, No. 1. P. 111. <https://doi.org/10.1186/s13068-021-01960-8>
2. *Yahya L., Harun R., Abdullah L.C.* Screening of native microalgae species for carbon fixation at the vicinity of Malaysian coal-fired power plant // *Scientific Reports*. 2020. Vol. 10, No. 1. P. 22355. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-79316-9>
3. *Molitor H.R., Schnoor J.L.* Using simulated flue gas to rapidly grow nutritious microalgae with enhanced settleability // *ACS Omega*. 2020. Vol. 5, No. 42. P. 27269–27277. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c03492>
4. *Zuñiga C., Li T., Guarnieri M.T.* et al. Synthetic microbial communities of heterotrophs and phototrophs facilitate sustainable growth // *Nature Communications*. 2020. Vol. 11, No. 1. P. 3803. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-17612-8>

5. *Zhang B., Li W., Guo Y.* et al. Microalgal-bacterial consortia: From interspecies interactions to biotechnological applications // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 118. P. 109563. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109563>

6. *Cheah W.Y., Show P.L., Chang J.-S.* et al. Biosequestration of atmospheric CO₂ and flue gas-containing CO₂ by microalgae // *Bioresource Technology*. 2015. Vol. 184. P. 190–201. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.11.026>

7. *Zhao B., Su Y.* Process effect of microalgal-carbon dioxide fixation and biomass production: A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 31. P. 121–132. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.054>

8. *Hempel N., Petrick I., Behrendt F.* Biomass productivity and productivity of fatty acids and amino acids of microalgae strains as key characteristics of suitability for biodiesel production // *Journal of Applied Phycology*. 2012. Vol. 24, No. 6. P. 1407–1418. <https://doi.org/10.1007/s10811-012-9795-3>

Оценка количественных показателей бактерий, участвующих в процессах круговорота азота, выделенных из почв г. Балаково (Саратовская область)

Овечкина А.А.*, Голубев Д.М.**, Брызгун В.Е.***, Глинская Е.В.****

Саратовский национальный исследовательский государственный университет

имени Н.Г. Чернышевского, РФ, 410012, г. Саратов, ул. Астраханская, д. 83

*ovechkinaanastassia@yandex.ru, **dimagolubev2018@yandex.ru, ***gun1002001@gmail.com,

****elenavg-2007@yandex.ru

Ключевые слова: азотный цикл, микроорганизмы, почвы

Городские почвы представляют собой сложный биоценоз, антропогенная нагрузка на который становится все более значимой проблемой. Возрастающее давление со стороны процессов урбанизации и индустриализации приводит к нарушению баланса микро- и макроэлементов, что сказывается не только на геохимических и биогеохимических круговоротах, но и разнообразии микроорганизмов.

Азот и его соединения играют ключевую роль в функционировании организмов. Фиксация этого макроэлемента является лимитирующим этапом всего азотного цикла. Изучение количественных показателей и видового разнообразия бактерий, участвующих в круговороте азота, помогает оценить интенсивность антропогенного воздействия на почвы и уровень доступности азота для организмов, не способных самостоятельно усваивать его [1, 2]

Целью исследования являлась оценка количественных показателей бактерий, участвующих в процессах круговорота азота, выделенных из почв г. Балаково (Саратовская область).

Город Балаково – крупный промышленный центр Саратовской области, с населением 184,5 тыс. человек. В городе и его пригородах находятся энергетические предприятия – Саратовская ГЭС, Балаковская АЭС, Балаковская ТЭЦ-4, предприятия машиностроительной отрасли – АО «Вагоностроительный завод», ЗАО «Завод электромонтажных конструкций «Гидроэлектромонтаж», АО «Волжский дизель имени Маминых», ООО «Фойт Гидро», ООО «Балаковский судоремонтный завод»; химической – АО «Балаковорезинотехника», ООО «Балаково Карбон Продакшн», завод «Аргон», Балаковский филиал АО «Апатит»; металлургической – металлургический завод «Балаково». Кроме того, функционирует ряд предприятий других профилей (транспортной, строительной, пищевой, легкой и пр.). Некоторые крупные предприятия прекратили свою работу (завод волоконных материалов, деревообрабатывающий завод, ЖБИ-3, кирпичный завод и др.).

Поступление поллютантов в почвы происходит в основном аэрогенным путем. По данным Саратовского ЦГМС, ежегодные выбросы пыли в атмосферный воздух г. Балаково в течение 2018–2022 гг. составляли около 2,7 млн т/год.

Территория г. Балаково характеризуется распространенным глинистым и тяжелосуглинистым механическим составом черноземов южных остаточно-луговых с участием в комплексе лугово-каштановых почв до 10–25%, а также наличием аллювиальных дерновых насыщенных, темно-каштановых почв, черноземов южных и комплексом почв –

черноземов с солонцами (>50%), каштановых с солонцами (25–50%). По направлению преобладают ветры юго-западной и западной ориентации [3].

Объектами исследования послужили образцы антропогенно нарушенных почв, отобранные в черте г. Балаково в летний период 2023 г. Всего исследовано 34 пробы, взятые по стандартной методике методом конверта из органогенного почвенного горизонта А на глубине 20 см, где сосредоточена основная масса загрязнителей. Площадками опробования были урбаноземы, индустриоземы, культуроземы и природные почвы.

Для выделения свободноживущих азотфиксирующих, аммонифицирующих, нитрифицирующих и денитрифицирующих микроорганизмов использовали метод последовательного разведения и высева на агаризованные питательные среды Эшби (глюкоза – 20 г; K_2HPO_4 – 0,2 г; $MgSO_4$ – 0,2 г; NaCl – 0,2 г; K_2SO_4 – 0,2 г; $CaCO_3$ – 5,0 г; голодный агар – 20,0 г), пептонный агар (пептон – 10,0 г; голодный агар – 20,0 г), Виноградского (KNO_3 – 10,0 г; K_2HPO_4 – 5,0 г; $MgSO_4$ – 2,5 г; NaCl – 2,5 г; $FeSO_4$ – 0,05 г; голодный агар – 20,0 г), ГРМ-агар (ФБУН ГНЦ ПМБ, Оболенск, Россия) с добавлением 0,1% KNO_3 соответственно. Посевы инкубировали в термостате при температуре +28 °С в течение 3–5 суток, посевы со средой ГРМ-агар с добавлением 0,1% KNO_3 культивировали в эксикаторе в микроаэрофильных условиях в течение 3 суток [4].

Анализ полученных результатов показал, что в пробах, отобранных на территории г. Балаково, численность азотфиксирующих бактерий варьировала от 5,3 до 7,3 lg КОЕ/г, нитрифицирующих – от 5,0 до 6,3 lg КОЕ/г (рис. 1), денитрифицирующих – от 5,0 до 7,0 lg КОЕ/г, аммонифицирующих – от 6,2 до 10,0 lg КОЕ/г (рис. 2).

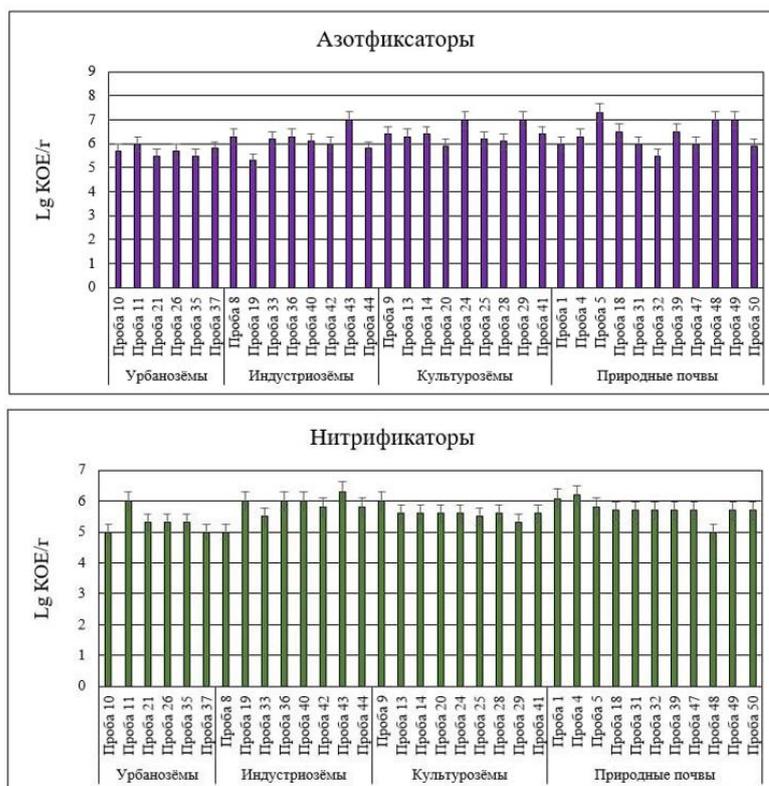


Рис. 1. Количественные показатели азотфиксирующих и нитрифицирующих бактерий, выделенных из почв г. Балаково

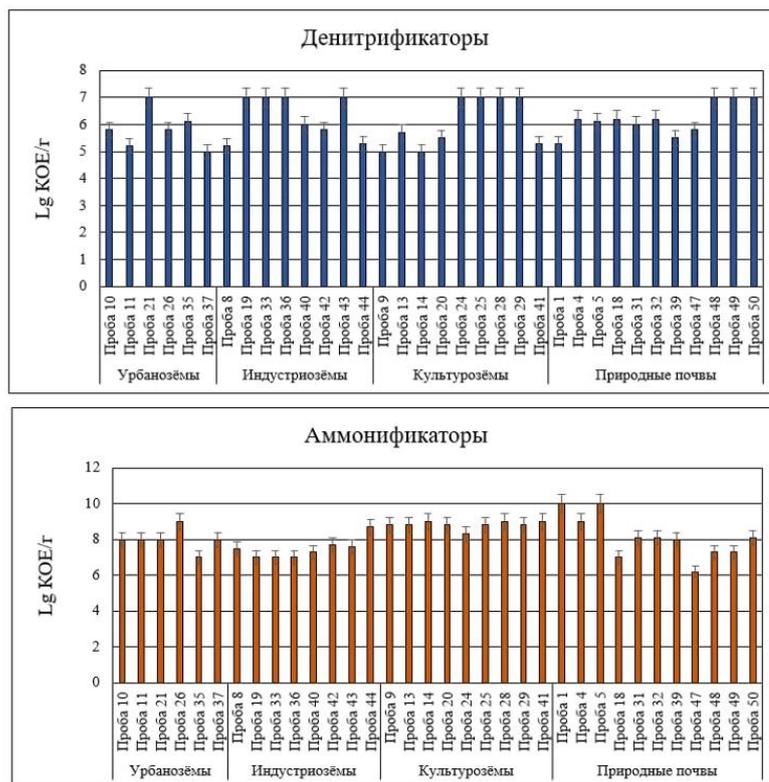


Рис. 2. Количественные показатели денитрифицирующих и аммонифицирующих бактерий, выделенных из почв г. Балаково

В ходе исследования было выявлено, что количественные показатели физиологических групп микроорганизмов, ответственных за трансформацию азота в почве, были больше в образцах, взятых из зон с наименьшим антропогенным воздействием: максимальное количество бактерий каждой группы было зафиксировано в пробах природных почв и культуроземов, а пробы, взятые с территории промышленной зоны города, характеризовались минимальной численностью бактерий. Вероятно, именно антропогенное влияние обуславливало низкие численные показатели бактерий-участников цикла азота в местных почвах.

Литература:

1. *Калинкина В.Е.* К вопросу о биоремедиации урбанизированных почв аридной зоны России: Микробиологические показатели и индикаторные биообъекты // Научный журнал Российского НИИ проблем мелиорации. 2015. № 1. С. 26–40.
2. *Семенова Е.М., Ершов А.П., Соколова Д.Ш.* и др. Разнообразие и биотехнологический потенциал нитратредуцирующих бактерий из месторождений тяжелой нефти (Россия) // Микробиология. 2020. Т. 89, № 6. С. 675–687. <https://doi.org/10.31857/S0026365620060166>
3. Обзор состояния и загрязнения окружающей среды на территории деятельности Саратовского ЦГМС – филиала ФГБУ «Приволжское УГМС» за 2022 г. Саратов: Саратовский ЦГМС, 2023. 80 с.
4. *Нетрусов А.И., Егорова М.А., Захарчук Л.М.* и др. Практикум по микробиологии: Учебное пособие / Под. ред. А.И. Нетрусова. М.: Академия, 2005. 608 с.

Влияние фрекинга на подземные воды: экологические риски и меры предосторожности

Петрова В.А.

Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, РФ, 117198, г. Москва,
ул. Миклухо-Маклая, д. 6
MihkaBarni@yandex.ru

Ключевые слова: фрекинг, подземные воды, загрязнение, экологические риски

Актуальность работы обусловлена тем, что гидравлический разрыв пласта (ГРП) или фрекинг в последние годы стал одним из основных методов добычи углеводородов, что привело к значительному увеличению объемов добычи нефти и газа. Однако с ростом популярности этой технологии возникло множество экологических проблем, особенно в отношении воздействия ГРП на грунтовые воды [1].

Фрекинг (гидравлический разрыв пласта) – это технология, используемая для добычи углеводородов из глубоких слоев земной коры. Несмотря на экономические преимущества этой технологии, она вызывает серьезные опасения с экологической точки зрения, особенно в отношении грунтовых вод. В работе анализируются основные риски, связанные с гидроразрывом пласта, и предлагаются новые подходы к минимизации негативного воздействия на экосистему [2].

Фрекинг подразумевает закачивание под высоким давлением смеси воды, песка и химических добавок в геологические пласты для создания трещин, способствующих высвобождению углеводородов. Этот процесс сопровождается возможными утечками химикатов и углеводородов, которые могут загрязнить грунтовые воды.

Жидкости содержат различные химические вещества, многие из которых являются токсичными. Даже небольшие концентрации некоторых из этих веществ могут оказывать негативное воздействие на здоровье человека и состояние экосистем.

Утечка жидкости для гидроразрыва может происходить как на этапе закачки, так и во время транспортировки и хранения. Если такие утечки происходят вблизи водоносных горизонтов, это может серьезно повлиять на качество воды [3].

Геологические условия также играют важную роль в оценке рисков гидроразрыва пласта. Наличие трещиноватых пород и подземных резервуаров может способствовать распространению загрязняющих веществ. Поэтому важно провести детальные геологические исследования до начала работ по гидроразрыву.

В связи с экологическими рисками, связанными с традиционным гидроразрывом пласта, в настоящее время изучаются альтернативные технологии добычи углеводородов. Например, методы, основанные на использовании меньших объемов воды, или безводные технологии могут снизить вероятность загрязнения грунтовых вод [4].

Кроме того, гидроразрыв пласта может вызвать сейсмическую активность. Исследования показали, что закачка сточных вод в глубокие скважины может вызвать землетрясения. Это

создает дополнительный риск для грунтовых вод, поскольку гидроразрыв пласта может стать каналом для миграции загрязняющих веществ [5].

Чтобы повысить эффективность мониторинга, необходимо рассмотреть несколько ключевых направлений.

Во-первых, создание широкой сети станций мониторинга вблизи зон гидроразрыва, что позволит непрерывно отслеживать качество подземных вод. Эти станции должны быть оснащены высокочувствительными датчиками, способными определять изменения химического состава воды, в том числе концентрацию метана, тяжелых металлов и различных органических соединений, связанных с процессом гидроразрыва. Регулярный отбор проб и их анализ в лабораториях с аккредитованными методами исследования гарантируют достоверность полученных данных.

Во-вторых, использование технологий дистанционного зондирования может значительно повысить эффективность мониторинга. Спутниковые снимки и данные с камер наблюдения помогут выявить изменения в ландшафте и возможные утечки из скважин, а также оценить воздействие на экосистему. Эти данные могут быть интегрированы в географические информационные системы, что позволит проводить пространственный анализ и моделирование потенциального загрязнения.

В-третьих, внедрение систем раннего предупреждения, основанных на анализе данных в режиме реального времени, станет важным шагом на пути к предотвращению загрязнения подземных вод. Такие системы могут использовать алгоритмы машинного обучения для выявления аномалий в данных и оперативного реагирования на потенциальные угрозы.

Кроме того, необходимо развивать сотрудничество с научными учреждениями и независимыми экспертами для проведения регулярных исследований и оценки воздействия гидроразрыва пласта на подземные воды. Такое сотрудничество обеспечит прозрачность процесса мониторинга и повысит доверие местного населения.

Следует также учитывать необходимость стандартизации методов мониторинга. Разработка общих протоколов и стандартов для всех компаний, занимающихся гидроразрывом, обеспечит сопоставимость данных и повысит общую эффективность мониторинга подземных вод.

Не менее важным является привлечение местных сообществ к процессу мониторинга. Обучение жителей основам мониторинга качества воды и информирование их о потенциальных рисках создаст дополнительный уровень контроля и ответственности для компаний.

Технологические инновации также могут сыграть важную роль в снижении экологических рисков. Например, использование альтернативных материалов, таких как углекислый газ или солевые растворы, может значительно снизить токсичность процесса гидроразрыва пласта.

ГРП – сложный процесс, сопряженный с многочисленными экологическими рисками, связанными с загрязнением подземных вод. Однако благодаря современным технологиям мониторинга, улучшенному составу жидкости для гидроразрыва и активному участию общественности негативное воздействие этой технологии на окружающую среду может быть значительно снижено. Необходимость дальнейших исследований и разработки новых подходов к управлению ресурсами становится актуальной задачей для ученых и исследователей–практиков в области экологии и геологии.

Литература

1. *Соловьянов А.А.* Освоение месторождений сланцевого газа: экологические проблемы на примере США // НефтеГазоХимия. 2014. С. 28–34.
2. *Маковецкий А.С., Вишняков Я.Д., Киселева С.П.* Эколога-экономические и технологические аспекты добычи сланцевого газа в Российской Федерации и за рубежом // Интернет-журнал «Науковедение». 2015. Т. 7, № 6(31). С. 62. URL: <https://naukovedenie.ru/PDF/139EVN615.pdf> (дата обращения: 23.09.2024).
3. *Бочейко А.Н., Щерба В.А.* Пропановый фрекинг, как один из путей решения экологических проблем при освоении месторождений сланцевого газа // Новые идеи в науках о земле: Материалы XIV Международной научно-практической конференции. Т. 3. Старый Оскол: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (филиал), 2019. С. 276–277.
4. *Мустафина С.А., Мустафин Р.Ф., Лейба И.П.* Необходимость фрекинга и его закрепления в отечественном праве // Аграрное и земельное право. 2019. № 6(174). С. 121–123.
5. *Блам И.Ю., Ковалев С.Ю.* Экологические последствия добычи сланцевых углеводородов // Регион: экономика и социология. 2015. № 4(88). С. 220–236. <https://doi.org/10.15372/REG20151212>

Применение вторичного сырья, как решение экологических проблем переработки полимеров

Подзорова М.В.

Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова, РФ, 115054, г. Москва,
Стремянный пер., д.36
mariapdz@mail.ru

Ключевые слова: экология, переработка отходов, полимеры, вторичное сырье

Актуальность работы обусловлена современной ситуацией в области переработки отходов. Одной из проблем является переработка полимерных материалов. Полимеры являются результатом нефтехимического синтеза. За счет большой молекулярной массы и особенностей эксплуатационных свойств только около 5% полимерных материалов подвергаются вторичной переработке. В связи с этим серьезной проблемой современности является загрязнения экосистем полимерными отходами. На сегодняшний день ведется активная работа по усовершенствованию технологий сортировки и переработки полимерных материалов для получения вторичных ресурсов и решения экологических проблем переработки высокомолекулярных соединений.

Несмотря на обширное производство полимеров, в общей массе твердых бытовых отходов (ТБО) они занимают около 8–11%, но именно эта составляющая ТБО в меньшей степени подвергается рециклингу. Большая молекулярная масса полимерной цепи приводит к затруднению в процессе биodeградации в окружающей среде и увеличению загрязнения экосистемы. Вторичное использование полимеров и полимерных материалов является одной из стратегий уменьшения его вреда для планеты. Материалы, изготовленные из вторичного пластика, могут обладать другими эксплуатационными характеристиками, при этом не теряя своих основных свойств. Но не все полимеры и полимерные материалы возможно легко подвергнуть переработке [1, 2].

Одним из наиболее часто вторично перерабатываемых полимеров является полиэтилентерефталат (ПЭТФ). В связи с тем, что ПЭТ-бутылки легче всего подвергаются идентификации в общем объеме ТБО, в сегменте вторичного ПЭТФ имеет место высокий спрос как на ПЭТ-бутылку, так и на первичный ПЭТФ. Говоря о ценообразовании на рынке вторичных полимеров, можно сказать, что цены на отходы и продукты их переработки заметно различаются в зависимости от качества исходного сырья, его видового/марочного состава, степени переработки. Не меньший интерес представляют отходы полиэтилена и полипропилена. Основная проблема – это сортировка данных полимеров из общей массы ТБО. Большинство методов сортировки основано или на разности плотности, или на электропроводности, или на других характеристиках.

Рассматривая различные направления переработки, одним из перспективных является добавка вторичного сырья в материалы. Например, введение вторичного полиэтилена во внутренние слои многослойных изделий позволяет существенно снизить расход первичного дорогостоящего сырья, около 1 т вторичного материала экономит 0,7 первичного сырья [3].

Целью работы является изучение свойств композиционных материалов при добавлении вторичного полиэтилена. Именно из-за нестабильности свойств вторичных полимеров производителям сложно предоставлять соответствующие характеристики.

Смеси полимеров получали на лабораторных смесительных вальцах (марка UBL-6175-BL) при температуре 160 °С. Пленочные образцы толщиной 100–110 мкм изготавливали на прессе Violent при температуре 160–165 °С.

Исследование влияния свойств вторичных полимеров проводилось на полиэтилене низкой плотности (ПЭНПвт), полученном в промышленности. В качестве биоразлагаемой добавки использовался полилактид (ПЛА) (марка 4043D). Пленочный материал для исследования содержал не менее 30 масс.% ПЛА и 30 масс.% ПЭНПвт. Основной полимерной матрицей в смеси является полиэтилен низкой плотности (марка 15803 – 020).

Известно, что нефтеполимеры разрушаются в природных условиях более ста лет. Введение в матрицу полиэтилена биоразлагаемых полимеров, модифицирующих добавок позволяет получить композиционный материал с прогнозируемым сроком эксплуатации [4, 5].

При добавлении в полимерный материал вторичного полиэтилена происходит изменение теплофизических характеристик компонентов смеси. Добавка ПЭНПвт до 30 масс.% снижает механические характеристики: относительное удлинение на 10%, прочность при растяжении на 3 МПа. Важно отметить, что по эксплуатационным характеристикам материал сохраняет свои основные свойства. Добавка ПЭНПвт изменяет ИК-спектры смесей: области 3500–2700 см⁻¹ и 1600–1500 см⁻¹ становятся более выраженными.

Выводы

Уменьшение вреда пластика в окружающей среде является одной из первоочередных задач. Одним из современных способов решения данной проблемы считается рециклинг полимерных материалов и разработка новых смесей с использованием вторичного сырья. Анализ влияния добавки вторичного полиэтилена до 30 масс.% показал снижение механических характеристик с сохранением основных эксплуатационных свойств. Происходит изменение теплофизических характеристик материала и ИК-спектров, что в дальнейшем может благотворно сказаться на деструкции материала в окружающей среде после эксплуатации.

Работа выполнена при финансовой поддержке РЭУ им. Г.В. Плеханова.

Литература

1. Тертышина Ю.В., Подзорова М.В., Попов А.А. Вторичное использование полимерных материалов: смеси полиэтилен – полилактид // Экология и промышленность России. 2016. Т. 20, № 7. С. 22–25. <https://doi.org/10.18412/1816-0395-2016-7-22-25>
2. Аниваев А.К., Овчинников И.Г. Применение материалов из полимеров вторичного производства в мостостроении // Транспорт. Транспортные сооружения. Экология. 2022. № 3. С. 88–100. <https://doi.org/10.15593/24111678/2022.03.10>
3. Касьянова О.В. Эксплуатационные свойства композиций на основе вторичного полиэтилена // Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2014: Материалы XV международной научно-практической конференции. Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 2014. С. 77.

4. Подзорова М.В., Тertyшина Ю.В. Анализ подверженности биodeградации материалов на основе полимолочной кислоты // Все материалы. Энциклопедический справочник. 2024. № 4. С. 15–20. <https://doi.org/10.31044/1994-6260-2024-0-4-15-20>

5. Sutivisedsak N., Cheng H.N., Dowd M.K. et al. Evaluation of cotton byproducts as fillers for poly(lactic acid) and low density polyethylene // Industrial Crops and Products. 2012. Vol. 36, No. 1. P. 127–134. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2011.08.016>

Технологии CCUS/EOR как способ снижения концентрации CO₂ в атмосфере

Шабельникова М.С.

Институт экологии РУДН имени Патриса Лумумбы, РФ, 115093, г. Москва, Подольское ш., д. 8, корп. 5

k.milena001@mail.ru

Ключевые слова: парниковые газы, технологии Carbon Capture, Utilization and Storage, нефтеотдача, диоксид углерода, моделирование

Нефтегазовая промышленность является одним из источников выделения в атмосферу парниковых газов (CO₂, CH₄ и др.), способствующих парниковому эффекту и глобальному изменению климата. Все более острой становится потребность в актуализации данных по концентрациям парниковых газов. На рис. 1 представлены рассчитанные среднегодовые глобальные показатели выбросов и концентраций CO₂ (получены в рамках Глобального углеродного проекта ГУП, Бюллетень по парниковым газам) [1].

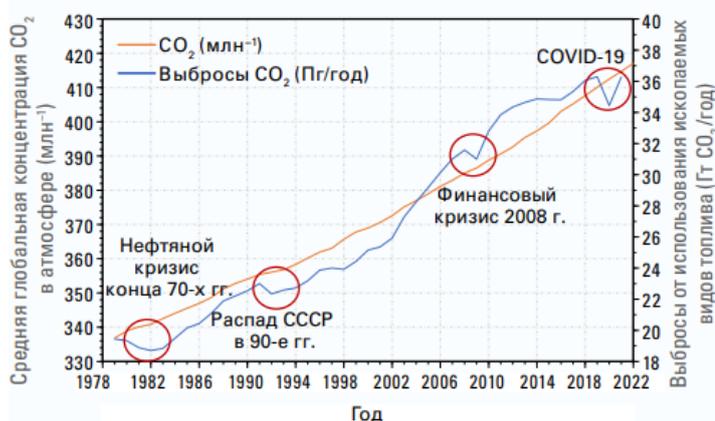


Рис. 1. Среднегодовые глобальные показатели выбросов CO₂ [1]

Для значительного сокращения выбросов парниковых газов нефтегазовая промышленность нуждается в экологизации производства, то есть во внедрении комплекса новых технологий, направленных на улавливание парниковых газов в выбросах при работе предприятий. Технологии CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) становятся все более востребованы при обостряющейся экологической ситуации в мире. CCUS включает в себя целую технологическую цепочку, состоящую из выявления и улавливания парникового газа, его очистки, сжатия, транспортировки для хранения или полезного использования. Одним из перспективных и экономически целесообразных путей снижения концентрации парникового газа в атмосфере считается направление EOR (Enhanced Oil Recovery), метод увеличения нефтеотдачи пластов путем закачивания в них CO₂. Выбор использования углекислого газа для закачки объясняется его утилизацией таким образом из выбросов крупных предприятий и соответственно из атмосферы, а также лучшим растворением CO₂ в нефти по сравнению с водой и другими газами [2].

CO₂, растворяясь в нефти, увеличивает ее объем, уменьшает плотность, вязкость и поверхностное натяжение, что способствует вытеснению остаточной нефти. Углекислый газ является одним из наиболее подходящих газов по создаваемым термобарическим условиям транспортировки и закачки для данной технологии и требует меньше затрат [3].

Улавливание углекислого газа происходит за счет процессов адсорбции, абсорбции, криогенного разделения, кислородного сжигания, регенеративного кальциевого цикла, прямого улавливания из воздуха или использования мембран. На следующей стадии углекислый газ проходит очистку, осушку, сжатие до жидкого или сверхкритического состояния, при котором проявляются свойства флюида – сочетание высокой плотности жидкости и низкой вязкости газа, и транспортируется с помощью трубопроводов либо герметичных цистерн в зависимости от удаленности подходящих скважин [3].

CO₂ может закачиваться в чистом виде, так как имеет минимальное давление смесимости и лучше смешивается с нефтью, а при сжижении без осложнений закачивается в пласты без необходимости удаления газов, однако при содержании большого количества легких углеводородных и инертных газов в смеси нагнетание ее возможно только в газообразном состоянии. Также хорошо используются методы нагнетания карбонизированной воды или чередующимися оторочками углекислого газа и воды. Эти способы закачки считаются более экономически выгодными [4].

Для успешного закачивания углекислого газа в нефтесодержащий пласт и реализации в дальнейшем эффективной нефтедобычи необходимо поддерживать определенные термобарические условия, учитывать возможные реакции при контакте с породой и образование новых соединений, а также проводить предупредительные мероприятия для снижения рисков утечек CO₂ на всех этапах технологической цепочки, нарушения работы оборудования во время эксплуатации из-за возникновения коррозии и образования твердых веществ, затрудняющих прохождение газа либо вытеснение нефти [4].

Моделирование позволяет прогнозировать реакции CO₂ с водой, нефтью и породой, возможность выпадения солей или образования гидратов, выпадения асфальтенов и парафинов. Применение гидрогеохимических и гидродинамических симуляторов, таких как PHREEQC и tNavigator, дает возможность оценить происходящие процессы в пласте при нагнетании CO₂ и дать соответствующие рекомендации. Пример выполненного автором расчета во PHREEQC взаимодействия CO₂ с пластовой водой и породой коллектора приведен в табл. 1.

Таблица 1. Пример результатов расчета изменения состава воды на всех этапах взаимодействия

Компонент	Пластовая вода, мг/л	Вода + CO ₂ , мг/л	Вода + CO ₂ + минералы, мг/л
HCO ₃	108,58	28 079,56	34 022,52
Ca ²⁺	10 891,74	10 893,20	14 095,43
Cl ⁻	160 910,10	160 921,17	241 328,57
Железо общее, мг/дм ³	1,23	1,23	13,26
Na ⁺ +K ⁺	88 337,30	88 324,81	142 114,24
Mg ²⁺	3 642,00	3 640,89	4 041,92
SO ₄ ²⁻	379,35	379,35	390,11
pH	6,02	2,89	4,25

Предложенная в работе [4] поэтапная методика моделирования взаимодействия пластовой воды, CO₂ и породы с применением гидрогеохимического симулятора PHREEQC позволяет с хорошей точностью воспроизводить экспериментальные результаты и анализировать соответствующие им физико-химические явления.

Таким образом, технологии улавливания, хранения и использования диоксида углерода (CCUS) в сочетании с методами повышения извлечения нефти (EOR) представляют собой эффективные инструменты для снижения концентрации углекислого газа в атмосфере. Эти технологии не только способствуют уменьшению выбросов CO₂, но и позволяют извлекать дополнительные ресурсы из истощенных нефтяных пластов, что делает их экономически привлекательными. Внедрение CCUS/EOR технологий может сыграть ключевую роль в достижении глобальных климатических целей, таких как контроль климата планеты и переход к углеродно-нейтральной экономике. Проведение моделирования сопутствующих гидродинамических и геохимических процессов позволяет оценивать потенциальные риски при эксплуатации оборудования.

Литература

1. Greenhouse Gas Bulletin No. 19: The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2022, 15 November 2023 // World Meteorological Organization. URL: <https://library.wmo.int/idurl/4/68532> (дата обращения: 19.09.2024).
2. The Global Status of CCS Report, 2021 // Global CSS Institute. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2021/> (дата обращения: 19.09.2024).
3. Улавливание, использование и хранение углерода (CCUS): Технологический обзор, 2021 // United Nations Economic Commission for Europe. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf (дата обращения: 19.09.2024).
4. *Климов Д.С., Индрупский И.М., Гарифуллина Ч.А. и др.* Моделирование гидрогеохимических процессов взаимодействия диоксида углерода с пластовой водой и минералами породы при повышении нефтеотдачи и подземном захоронении // Георесурсы. 2024. Т. 26, № 2. С. 114–123. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.10>

Геоэкологический подход в системе обращения ТКО в условиях Крайнего Севера

Юдаева В.В.*, **Ильченко А.А.****

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65,
корп. 1

*iudaeva.v@gubkin.ru, **anjela-husainova@rambler.ru

Ключевые слова: геоэкологический мониторинг, Крайний Север, модель загрязнения окружающей природной среды, мониторинг загрязнения, негативное воздействие на окружающую среду

Уникальные климатические условия Крайнего Севера требуют особого внимания к проблемам управления отходами, соблюдения правил и стандартов охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития в регионе. Необходимы строгое соблюдение требований к мониторингу, контролю и предотвращению загрязнения окружающей среды в процессе обращения с твердыми коммунальными отходами (ТКО) и разработка стратегий и планов действий, направленных на минимизацию воздействия антропогенной деятельности на экосистемы [1].

Для построения модели возможного распространения загрязняющих веществ используется программное обеспечение QGIS и Vector Map. На начальном этапе осуществляется геопривязка топографической карты района полигона ТКО в программе QGIS. Выделяется интересующая область, на которой определяются горизонталы для последующей привязки. Далее в программе OpenStreetMap осуществляется наложение двух карт для определения точного местоположения полигона (рис. 1). На следующем этапе выполняется создание Цифровой Модели Рельефа с использованием программы Vector Map. Завершающий этап заключается в разработке модели ландшафта, включающей возможный расчет разлива, происходящего из центральной точки полигона (рис. 2).

Геоинформационное моделирование потенциального распространения загрязняющих веществ с полигона твердых коммунальных отходов в окружающую природную среду (см. рис. 2) является важным инструментом для углубленного изучения, планирования и оптимизации работы полигона ТКО с учетом физико-географических особенностей Крайнего Севера, обусловленными его сложными климатической обстановкой, геоморфологией, а также наличием вечной мерзлоты [2].

Моделирование распространения загрязняющих веществ на полигонах ТКО способствует решению ряда практических задач: позволяет оценить миграцию химических элементов, опасных для здоровья человека и экосистем, а также усовершенствовать систему обращения с отходами, включая грамотный выбор расположения и конструкции полигонов [3]. На основании построенной модели были разработаны рекомендации для оптимизации работы полигонов ТКО, находящихся на Крайнем Севере, с учетом геоэкологических аспектов.

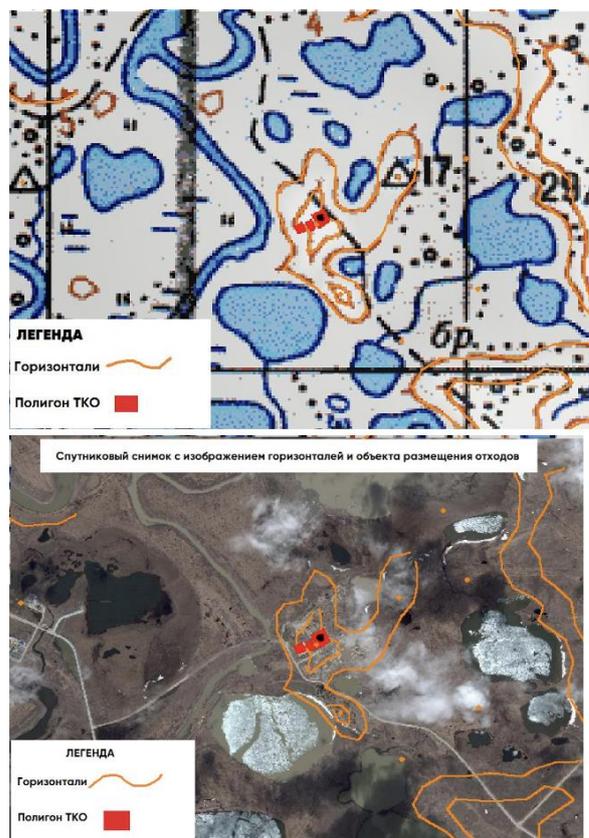


Рис. 1. Топографическая карта и спутниковый снимок местности со схематичным изображением полигона ТКО

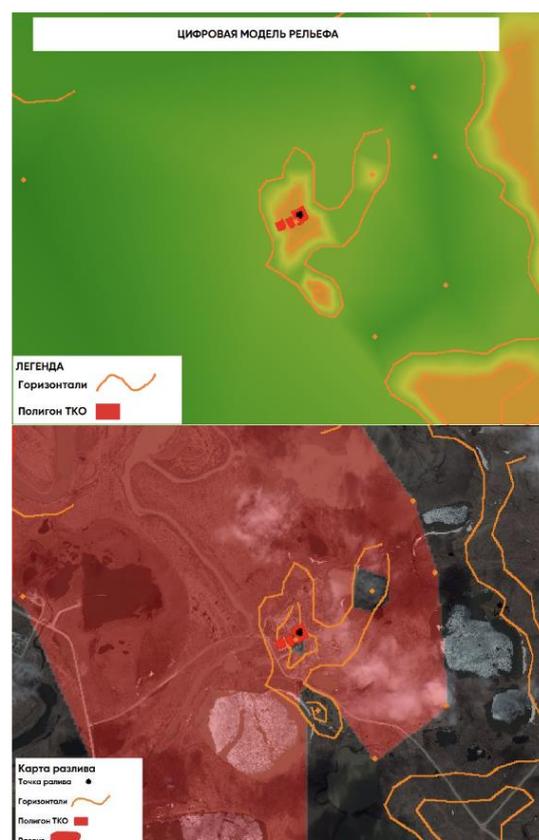


Рис. 2. Модель распространения загрязняющих веществ с полигона твердых коммунальных отходов в окружающую природную среду

На основании проведенного исследования можно сделать вывод, что геоэкологический мониторинг состояния полигонов ТКО в условиях Крайнего Севера играет важную роль в оценке и контроле воздействия полигонов на окружающую среду. Одним из методов оценки негативного воздействия вследствие деятельности полигонов твердых коммунальных отходов можно рассматривать исследование с помощью систем дистанционного зондирования Земли [4, 5]. Учитывая территориальные особенности региона, включая суровый климат, уязвимые экосистемы и уникальные природные ресурсы, геоэкологический мониторинг полигонов ТКО является неотъемлемой частью обеспечения их безопасной эксплуатации.

Литература

1. Майорова О.В. Влияние полигонов ТБО на окружающую среду // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. 2012. № 1. С. 71–74.
2. Андреева Т.С., Майстренко Е.В., Ибрагимова Н.И. Пути решения проблем утилизации твердых отходов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры // Отходы и ресурсы. 2019. Т. 6, № 3. С. 4. <https://doi.org/10.15862/05ECOR319>

3. *Алёшина Т.А.* Геоэкологическое моделирование воздействий биогаза полигонов твердых бытовых отходов на окружающую среду: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2011. 25 с.
4. *Вайсман Я.И., Кортаев В.Н., Слюсарь Н.Н., Григорьев В.Н.* Управление отходами. Сбор, транспортирование, прессование, сортировка твердых бытовых отходов. Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2012. 236 с.
5. *Кукушкин С.Ю., Опекунов А.Ю., Опекунова М.Г.* Экологический мониторинг воздействия полигона твердых отходов строительных материалов и конструкций на окружающую среду в Ямало-Ненецком автономном округе // Сергеевские чтения: геоэкологические аспекты реализации национального проекта «Экология». Диалог поколений: Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии. М.: Российский университет дружбы народов, 2020. С. 132–136.

СЕКЦИЯ 5.

**Вопросы цифровизации, управления и экономики
нефтегазового комплекса**

Разработанная надежная модель и методы искусственного интеллекта для прогнозирования плотности бурового раствора и эквивалентной плотности циркуляции в режиме реального времени

Аль-Шаргаби Мохаммед

Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела

Томского политехнического университета, РФ, 634034, г. Томск, ул. Усова, д. 4А

al_shargabi@tpu.ru

Ключевые слова: эквивалентная циркулирующая плотность, плотность бурового раствора, искусственный интеллект, эффективность бурения, машина опорных векторов, искусственная нейронная сеть, дерево решений

При бурении глубоких скважин важно регулировать пластовое давление и предотвращать удары [1–2]. Это достигается путем контроля эквивалентной плотности циркуляции (ECD), которая приобретает решающее значение в скважинах с высоким давлением и высокой температурой [2–3]. ECD особенно важна в пластах, где поровое давление и давление разрыва породы близки друг к другу (узкое окно давлений). Однако существующие методы измерения ECD с помощью скважинных датчиков могут быть дорогостоящими и ограниченными эксплуатационными условиями, такими как высокое давление и температура [3–4]. Для решения этой проблемы были разработаны две новые модели – ECD_{effc.m} и MW_{effc.m} – для прогнозирования ECD и плотности раствора (MW) по параметрам бурения на поверхности, включая давление в колонне, скорость проходки, вращение бурильной колонны и свойства раствора. Кроме того, с помощью искусственной нейронной сети (ANN) и машины опорных векторов (SVM) ECD была оценена с коэффициентом корреляции 0,9947 и средней абсолютной процентной ошибкой 0,23%. Одновременно для оценки MW использовалось дерево решений (DT), которое показало коэффициент корреляции 0,9353 и среднюю абсолютную ошибку в процентах – 1,66%.

Для оценки разработанных моделей две новые модели сравнивались с методами искусственного интеллекта (ANN). Результаты показали, что две новые модели были более точными по отношению к значениям, полученным с помощью бурового инструмента (PWD). Эти модели можно использовать при проектировании скважин и во время буровых работ для оценки и контроля соответствующей плотности бурового раствора и эквивалентной плотности циркуляции, что позволит сэкономить время и деньги за счет отсутствия необходимости использования дорогостоящего скважинного оборудования и коммерческого программного обеспечения. Для того чтобы максимально повысить эффективность бурения на промысле, данный раздел позволяет прогнозировать в реальном времени две вышеуказанные новые модели для ECD_{effc.m} и MW_{effc.m} в процессе бурения, сочетая ANN и предложенную автоматизацию управления бурением. Метод предлагает точные и своевременные прогнозы, позволяющие вносить оптимальные изменения в процессе бурения. С помощью этой технологии буровые бригады могут повысить эффективность работы и сократить время простоя, что в конечном итоге приведет к экономии средств и повышению эффективности бурения.

Применение новых моделей $ECD_{eff.m}$ и $MW_{eff.m}$ для максимизации эффективности бурения было доказано на практике. Эти модели позволяют буровым бригадам принимать обоснованные решения и вносить изменения в буровые операции в режиме реального времени, поскольку они обеспечивают точную и быструю оценку $ECD_{eff.m}$ и $MW_{eff.m}$. В итоге повышается безопасность, сокращается время простоя и повышается эффективность, что в конечном итоге способствует повышению эффективности бурения, добычи нефти и газа и снижению затрат.

Эффективное использование этих моделей в полевых условиях демонстрирует их потенциал в качестве полезных инструментов для повышения эффективности буровых работ и отрасли в целом. На рис. 1а показано, что модель $ECD_{eff.m}$ спрогнозировала ECD в 69,8 PCF в скв. А на глубине X3000 футов, но на самом деле ECD_{PWD} был измерен на уровне 68 PCF. Тем не менее, модель продемонстрировала замечательную точность при прогнозировании ECD на глубинах от X3296 до X4200 футов. Аналогичные значения ECD были предсказаны моделью $ECD_{eff.m}$ (рис. 1b и рис. 1c), что еще раз доказывает ее применимость и точность. Эти результаты проливают свет на эффективность инновационной модели $ECD_{eff.m}$ и ее потенциал для повышения точности прогнозов ECD , сделанных во время буровых работ. Кроме того, в табл. 1 показано, что средние статистические показатели точности для новой модели $ECD_{eff.m}$ составили 0,06% и 0,29% для MAE и MSE соответственно.

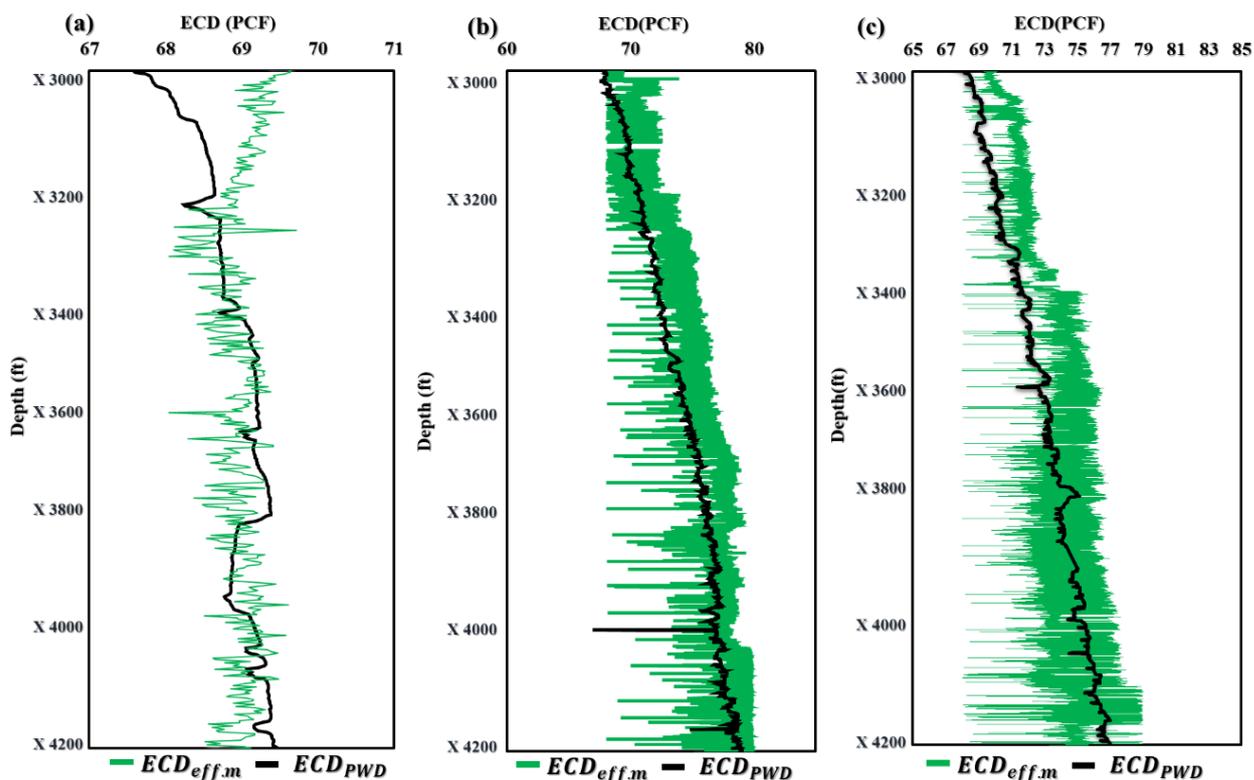


Рис. 1. Применение $ECD_{eff.m}$ в морской газовой отклоненной скв. А (а), морской нефтяной отклоненной скв. В (b) и горизонтальной нефтяной скв. С (c)

Таблица 1. Статистические показатели точности для новых моделей $MW_{eff.m}$ и $ECDeff.m$

Скв.	Размер скважин	Тип профиля	MAE ($MBT_{eff.m}$) (%)	MSE ($MBT_{eff.m}$) (%)	MAE ($ECDeff.m$) (%)	MSE ($ECDeff.m$) (%)
А	12	Отклонение	0,09	0,04	0,05	0,09
В	12	Отклонение	0,18	0,15	0,07	0,50
С	8 1/2	Горизонтальный	0,06	0,04	0,06	0,27
AVE			0,11	0,08	0,06	0,29

На рис. 2 показано применение новой модели $MW_{eff.m}$ в трех скважинах с различными профилями и буровыми растворами. На рис. 2а представлено, что новая модель $MW_{eff.m}$ дала схожие результаты, за исключением глубин от X3400 до X3669 футов и от X3931 до X3996 футов, которые показали меньшую точность. Однако для скв. В и С модель $MW_{eff.m}$ показала практически идентичные результаты (рис. 2b, рис. 2c). Эти результаты свидетельствуют о том, что модель $MW_{eff.m}$ может стать ценным инструментом для прогнозирования MW в буровых операциях в режиме реального времени, повышая эффективность и безопасность, сокращая время простоя и затраты. Дальнейшие исследования и доработка модели могут привести к еще большей точности и достоверности прогнозирования MW, что в конечном итоге повысит эффективность работы в нефтегазовой отрасли. Кроме того, как видно из табл. 1, средние статистические показатели точности для новой модели $MW_{eff.m}$ составили 0,11% и 0,08% для MAE и MSE соответственно.

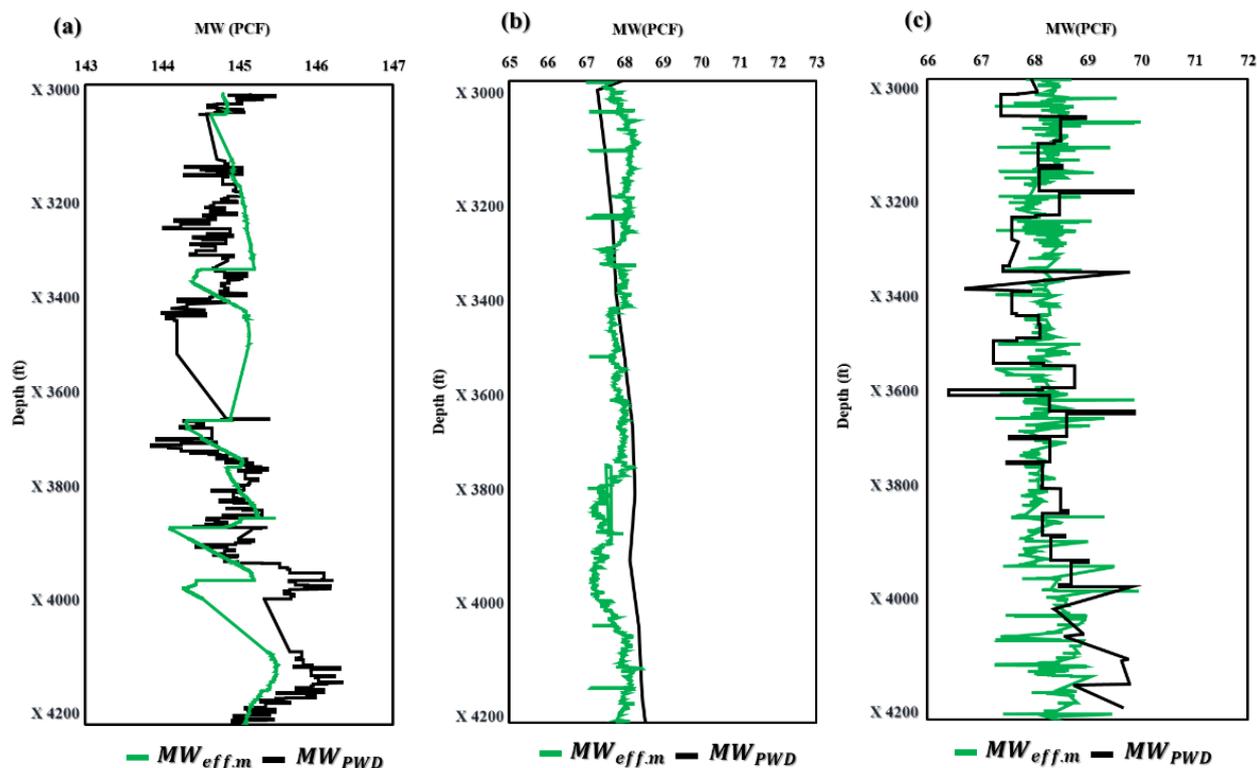


Рис. 2. Применение $MW_{eff.m}$ в морской газовой отклоненной скв. А (а), морской нефтяной отклоненной скв. В (b) и горизонтальной нефтяной скв. С (c)

В работе были разработаны новые модели $ECDeffc_m$ и $MWeffc_m$, учитывающие различные параметры бурения в реальном времени для оптимизации эффективности бурения. Эти модели обеспечивают точную оценку условий бурения, выявляют потенциальные проблемы в режиме реального времени и помогают предотвратить такие осложнения, как продувки и прихваты труб. Методология двух новых моделей и приложение искусственного интеллекта, используемые в данной работе, могут быть использованы для оптимизации буровых работ, минимизации рисков, связанных с бурением, и максимизации эффективности бурения. Промысловые испытания и валидация двух новых моделей – $ECDeffc_m$ и $MWeffc_m$, – продемонстрировали их эффективность в повышении эффективности бурения скважин. Результаты подтверждают, что использование этих моделей может значительно улучшить практику бурения и снизить риск возникновения проблем, вызванных неэффективной работой буровой. Более того, автоматизация этих моделей может еще больше повысить их точность и эффективность, оптимизировать буровые операции и повысить безопасность. Кроме того, средние статистические показатели точности для новой модели $ECDeffc_m$ составили 0,06% и 0,29% для MAE и MSE соответственно, а для модели $MWeffc_m$ MAE и MSE – 0,11% и 0,08% соответственно.

Литература

1. *Аль-Шаргаби М.А., Альмусаи А.Х., Вазеа А.А.* Стадии и механизм набухания глин при бурении скважин // Научное сообщество студентов XXI столетия. Естественные науки: Сб. статей по материалам LXX студенческой международной научно-практической конференции. Новосибирск: Сибирская академическая книга, 2018. С. 47–52.
2. *Al-Shargabi M.A., Al-Musai A.H.* Review of application of materials for controlling and preventing lose circulation on water-based muds MATS // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2021. С. 147–150.
3. *Полозов М.Б., Аль-Хамати А.Х.М.А., Аль-Шаргаби М.А.Т.С.* Анализ причин снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта // Материалы 45-й Международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. Т. 1. Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. С. 158–161.
4. *Al-Shargabi M.A.T.S., Al-Musai A.H.A.* Comparative analysis of programs for assessing the risk of stuck drill pipes in an oil and gas well // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета. Т. 2. Томск: Томский политехнический университет, 2021. С. 502–504.
5. *Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D. et al.* A novel efficient borehole cleaning model for optimizing drilling performance in real time // Applied Sciences (Switzerland). 2023. Vol. 13, No. 13. P. 7751. <https://doi.org/10.3390/app13137751>
6. *Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Aldahlawi B. et al.* A developed robust model and artificial intelligence techniques to predict drilling fluid density and equivalent circulation density in real time // Sensors. 2023. Vol. 23, No. 14. P. 6594. <https://doi.org/10.3390/s23146594>
7. *Al-Rubaii M., Al-Shargabi M., Al-Shehri D.* A novel model for the real-time evaluation of hole-cleaning conditions with case studies // Energies. 2023. Vol. 16, No. 13. P. 4934. <https://doi.org/10.3390/en16134934>

Применение методов дистанционного зондирования Земли при полевых исследованиях процесса дегазации верхней части разреза в арктическом регионе

Богоявленский И.В.*, Никонов Р.А.**

Институт проблем нефти и газа РАН, РФ, 119333, г. Москва, ул. Губкина, д. 3

*ivb@ipng.ru, **nikonovroman@gmail.com

Ключевые слова: дистанционное зондирование, космические снимки, беспилотники, цифровые модели, виртуальная реальность, Арктика

Аннотация

Сотрудники ИПНГ РАН больше 10 лет проводят полевые научно-исследовательские работы в различных регионах России и зарубежья – Кавказ, Краснодарский край, Саратовская, Тульская и Нижегородская области, республика Татарстан, Ямало-Ненецкий автономный округ, республика Азербайджан. На данный момент проведено более 30 полевых экспедиционных исследований. Большинство экспедиций посвящено изучению проявлений природной и техногенной дегазации. Целью полевых исследований является сбор фактического материала, анализ которого позволит выработать единый комплекс мер по анализу природных и техногенных процессов, связанных с дегазацией Земли, в целях ликвидации последствий произошедших аварий и катастроф, а также предотвращения новых.

Исследования включают не только экспедиции, но и анализ данных дистанционного зондирования с космических и беспилотных летательных аппаратов, а также исследования в виртуальной реальности.

Методы и теория

В качестве беспилотного летательного объекта (БПЛА) применяется дрон DJI Mavic Pro. Для обработки данных с БПЛА используется специализированное фотограмметрическое, картографическое и VR программное обеспечение – Agisoft Metashape Professional (Geoscan, Россия), ArcGIS (США) и Unity-VR (США).

Благодаря фотограмметрической обработке аэрофотоснимков строятся ортофотопланы, цифровые модели рельефа и 3D-поверхности.

Для переноса модели в виртуальную реальность в Agisoft Metashape необходимо создать полигональную модель с текстурой высокого разрешения и выгрузить ее в специально подготовленный проект, сделанный в кроссплатформенной среде разработки трехмерных и VR приложений Unity.

Agisoft Metashape позволяет также выгружать цифровые модели рельефа и поверхности в виде изолиний в шейп-файлы формата .shp, необходимые для работы с цифровыми моделями в ArcGIS.

В качестве базовых слоев для увязки и наложения данных с БПЛА применяются топокарты и космические снимки, находящиеся в открытом доступе. Например, базовый слой imagery из внутренней базы данных ArcGIS, снимки со спутников Sentinel и Landsat, получаемые через

геопортал Европейского космического агентства ESA и Google Earth Engine. Также используются снимки с отечественных спутников Канокус-В. В качестве базовой ЦМР применяется ArcticDEM с разрешением 2 м.

В начале все высоты привязываются к имеющимся топокартам, далее по данным БПЛА строится поверхность с рельефом исследуемого объекта и путем наложения интегрируется в имеющуюся ЦМР ArcticDEM. Таким образом мы получаем непрерывную поверхность вокруг исследуемого объекта и можем оценить его влияние на окружающий рельеф [1–3].

Съемка Бованенковского кратера С17 (рис. 1) проводилась в 2 этапа [2, 3]. Во время первого этапа с высоты 60 м была снята поверхностная часть кратера с прилегающей территорией, на втором этапе с глубины 10–15 м была снята подземная часть кратера. В сумме было сделано 133 аэрофотоснимка, по результатам фотограмметрической обработки которых было установлено, что подземная полость на Бованенковском объекте С17 образовалась внутри массива вечной мерзлоты мощностью как минимум 40 м. Согласно построенной 3D-модели кратера был уточнен его диаметр на поверхности земли (24×25 м), внутренний размер жерла (15–18 м), глубина кратера (с учетом уклона рельефа от 28 до 32 м), примерный объем подземного пространства (около 10 тыс. м³, из которых около 7,5 тыс. м³ в ледовом массиве).

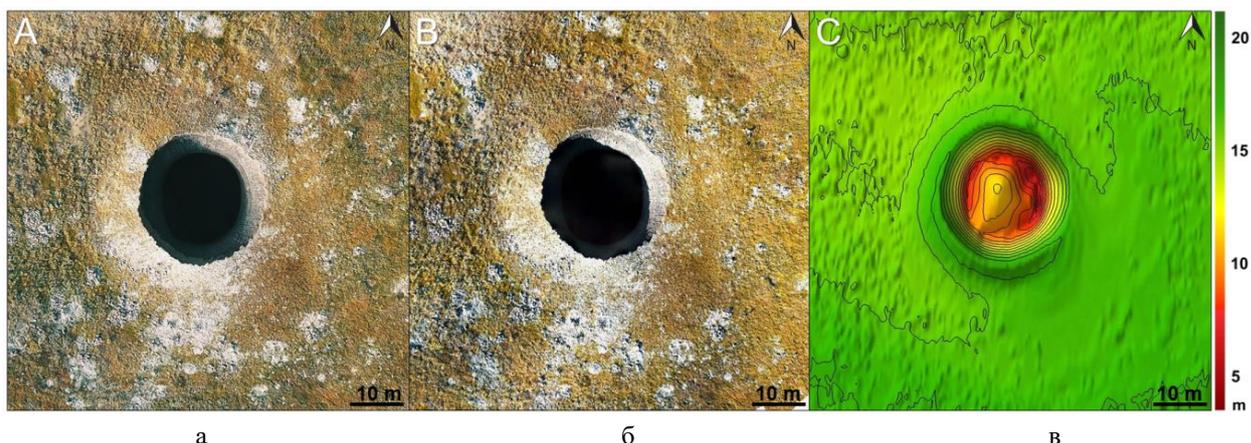


Рис. 1. Бованенковский кратер С17:
аэрофотоснимок с БПЛА (а), ортофотоплан (б), ЦМР (в), 2020 г. [2]

Получены особо важные результаты – был построен высокоточный цифровой двойник подземной полости и кратера выброса, позволяющий проводить обследование подземного пространства в виртуальной реальности.

Для получения данных высоких результатов на протяжении нескольких лет проводились дополнительные опытные исследовательские работы на полигонах в Тульской области и территории грязевых вулканов в Азербайджане. В Тульской области был исследован с момента возникновения карстовый провал в селе Дедилово, проведена работа с архивными данными и были выявлены важные свидетельства того, что в некоторых случаях процесс образования карстовых провалов сопровождается мощной дегазацией. В Азербайджане был исследован грязевой вулкан Малый Бахар. Данные регионы были выбраны в качестве полигонов для опытных работ перед началом исследований в Арктике в силу своего близкого расположения к месту

основной работы и проживания, а также как регионы, на территории которых происходит процесс дегазации недр.

Съемка карстового провала (рис. 2) была выполнена через 10 дней после его возникновения с высоты 50 м [4, 5], было сделано 276 фото, из которых для построения цифровой модели было выбрано 69. 207 фотографий были отсеяны по причине несоответствия техническим и визуальным требованиям, одним из которых является наименьшая площадь затененных участков снимаемого объекта. По результатам анализа построенной цифровой модели карстового провала были установлены его площадь (407 м^2) и объем (2700 м^3). Территория карстового провала и он сам стали первым объектом, который был выгружен в виртуальную реальность для проведения дальнейших исследований в лаборатории. Мониторинг развития карстового провала ведется вплоть до настоящего времени с интервалом в несколько месяцев.

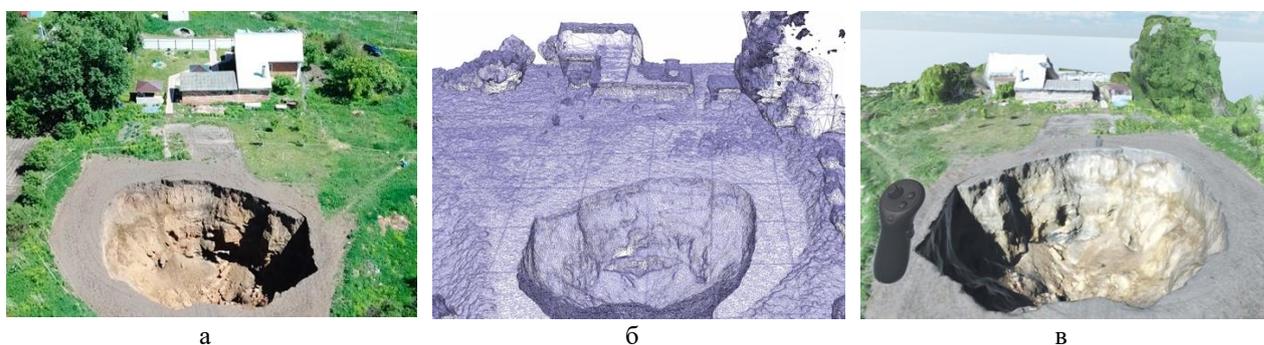


Рис. 2. Карстовый провал в Тульской области 18.05.2019
а – фото провала, б – полигональная модель провала, в – VR-фрагмент провала [4]

Съемка территории грязевого вулкана (рис. 3) проводилась 16 октября 2019 года с высоты 57 м [6]. Было сделано более 400 фотографий, общая площадь отснятой территории составила около 78 тыс. м^2 . По результатам анализа построенной цифровой модели были установлены площадь и объем кратера грязевого вулкана, которые составили около 4800 м^2 и 22850 м^3 соответственно.

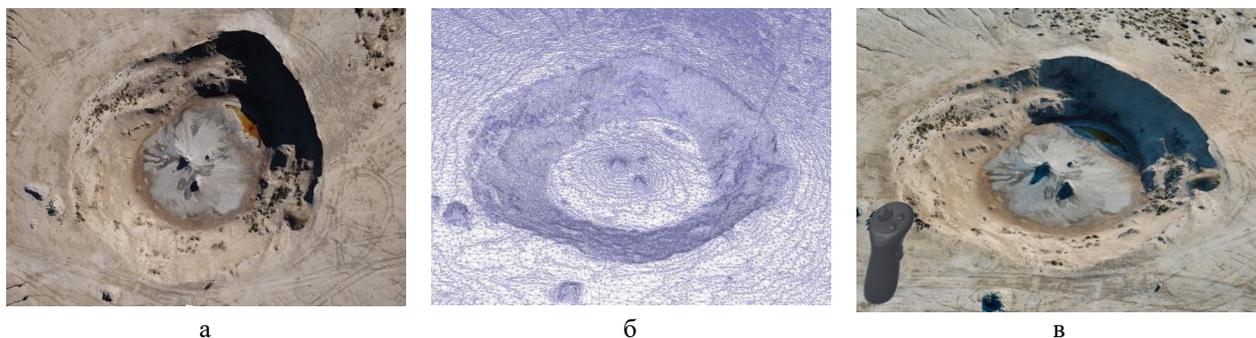


Рис. 3. Грязевой вулкан Малый Бахар (Bala Bahar), Азербайджан 16.10.2019,
а – фото вулкана, б – полигональная модель вулкана, в – VR-фрагмент вулкана [6]

Дополнительную и уточняющую информацию об объектах (на примере рис. 2в и рис. 3в) можно получить посредством выгрузки цифровых моделей объектов в виртуальную реальность.

При помощи цифровых моделей в виртуальной реальности можно понять реальные масштабы объекта, не находясь на нем физически. Можно проще, быстрее и точнее, без риска для жизни и здоровья проводить замеры физических параметров изучаемого объекта.

Выводы

На основе личного опыта в исследованиях трех различных объектов показана и доказана польза применения метода анализа данных дистанционного зондирования. Комплексирование с имеющимися данными космической съемки и глобальными цифровыми моделями рельефа позволяет оценить воздействие изучаемых объектов на общее состояние рельефа территории, а также выявлять новые перспективные объекты для детального исследования.

Использование в исследованиях такого комплекса методов, как анализ космических снимков, снимков, получаемых с БПЛА, и изучения объектов в виртуальной реальности, повышает точность и качество научных выводов и технологических решений.

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

Литература

1. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н., Никонов Р.А.* Цифровые технологии дистанционного выявления и мониторинга развития бугров пучения и кратеров катастрофических выбросов газа в Арктике // Арктика: экология и экономика. 2020. № 4(40). С. 90–105. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2020-4-90-105>
2. *Bogoyavlensky V., Bogoyavlensky I., Nikonov R. et. al.* New catastrophic gas blowout and giant crater on the Yamal Peninsula in 2020: Results of the expedition and data processing // Geosciences (Switzerland). 2021. Vol. 11, No. 2. P. 71. <https://doi.org/10.3390/geosciences11020071>
3. *Bogoyavlensky I.V.* Digital remote sensing technologies for studying objects of powerful gas blowouts on the Yamal Peninsula using unmanned aerial vehicles [Цифровые дистанционные технологии исследования объектов мощных выбросов газа на полуострове Ямал с применением беспилотных летательных аппаратов] // Geomodel 2021 – 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 6–10 September 2021. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157120>
4. *Bogoyavlensky I.V.* Results of monitoring changes in the karst failure in the Tula region based on remote sensing from an UAV // Geomodel 2020 – 22nd Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, Gelendzhik, Russia, 7–11 September 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202050100>
5. *Богоявленский И.В.* Мониторинговые исследования геологических объектов с применением беспилотных летательных аппаратов // Молодые – Научкам о Земле: Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. Т. 3. М.: Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, 2022. С. 107–111.
6. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В.* Специфика грязевулканической дегазации Земли с катастрофическими последствиями // Безопасность труда в промышленности. 2022. № 12. С. 20–28. <https://doi.org/10.24000/0409-2961-2022-12-20-28>

Кибербезопасность объектов топливно-энергетического комплекса в условиях импортозамещения: возможности и вызовы

Гришанова Е.С.*, **Чабан Д.В.****

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, ул. Ленинский пр-т, д. 65

*elizavetagrishanova28@gmail.com, **chabn.dmitrij2010@gmail.com

Ключевые слова: кибербезопасность, топливно-энергетический комплекс, киберугрозы, импортозамещение, экономическая оценка

Актуальность работы обусловлена предотвращением или минимизацией рисков кибербезопасности на объектах топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в условиях санкций и импортозамещения. Вопрос импортозамещения в сфере кибербезопасности является одной из ключевых задач технологической независимости и безопасности объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ) РФ.

В первом квартале 2024 г., согласно отчету АО «Лаборатория Касперского», о наличии жертв инцидентов промышленной кибербезопасности, работающих на объектах КИИ, информация не предоставлялась [1]. Однако в третьем квартале 2023 г., согласно исследованиям Positive Technologies, 91% промышленных систем управления (ICS) имеют уязвимости, которые могут быть использованы злоумышленниками [2]. Также стоит отметить, что в 2020 г. количество кибератак на объекты ТЭК увеличилось на 50% по сравнению с предыдущим годом [3].

Импортозамещение является серьезным вызовом для специалистов в сфере кибербезопасности, поскольку большая часть отечественных предприятий нефтегазового сектора использует зарубежное программное обеспечение (ПО) в системах управления предприятиями (АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом, ПАК (программно-аппаратный комплекс) – комплекс из ПО и оборудования) и системах защиты информации. В секторе нефтегазовой промышленности задействованы сложные и трудоемкие процессы. На высоком уровне все процессы можно разделить на три типа: Up-stream, Mid-stream, Down-stream. Процессы нефтегазового сектора включают в себя: разведку, сбор, добычу, переработку, хранение и транспортировку нефти и природного газа. Важно подчеркнуть, что должное функционирование указанных процессов напрямую зависит от текущего состояния АСУ ТП [4]. Для определения состояния АСУ ТП в условиях неопределенности, вызванной импортозамещением, проведен анализ последствий возникновения инцидентов кибербезопасности на объектах нефтегазовой промышленности. Результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1. **Последствия инцидентов кибербезопасности на объектах нефтегазовой промышленности**

Вид деятельности	Наименование работ	Вид атаки	Компонент воздействия	Последствия
1	2	3	4	5
Up-stream	Буровые работы Добыча углеводородов	Фишинг, вредоносное ПО	АСУ ТП (датчик уровня добычи; системы контроля скважин)	Нарушение процесса добычи, снижение эффективности

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Mid-stream	Хранение Сбор Транспортировка	DDoS-атаки, атаки на цепочку поставок	Несанкционированная модификация трубопроводных систем	Утечка углеводородов, экологические катастрофы
Down-stream	Переработка нефти Доставка до потребителя Смешивание продуктов	Вредоносное ПО, атаки на веб- приложения	АСУ ТП (насосы, приводы, сепарационное оборудование), ПО	Нарушение технологического процесса, снижение качества продукции

В целях импортозамещения необходимо учитывать:

- совместимость и возможность интеграции вводимых в эксплуатацию технологических средств с существующими системами;
- соответствие требованиям, предъявляемым к техническим средствам, согласно стандартам ФСТЭК и ФСБ РФ;
- возможность обеспечения непрерывной работы в условиях максимальной нагрузки;
- своевременную техническую поддержку и устранение уязвимостей;
- повышение квалификации персонала и осведомленности о киберугрозах;
- защиту от современных киберугроз, включая атаки на промышленные системы управления, кражу данных и саботаж.

Для достижения целей импортозамещения в работе решались следующие задачи:

1. Анализ текущего состояния АСУ ТП в части кибербезопасности на объектах нефтегазовой промышленности.
2. Приведение методологии экономической оценки импортозамещения средств кибербезопасности на предприятиях нефтегазовой промышленности.

Для предотвращения или минимизации возникновения угроз кибербезопасности необходимо учитывать различные аспекты, включая миграцию на отечественное ПО, обеспечение непрерывности работы и повышение квалификации персонала [5]. В этом контексте важно рассмотреть конкретные программные решения, которые могут быть использованы в нефтегазовой промышленности. В табл. 2 приведен перечень отечественного ПО.

В 2023 г. нефтегазовые предприятия инвестировали в среднем около 10–20% от общего бюджета ИТ отдела на импортозамещение средств кибербезопасности. Основные направления затрат включали в себя:

- разработку и внедрение отечественных систем управления производством и безопасности;
- создание и адаптацию специализированного ПО для защиты критической инфраструктуры;
- укрепление кибербезопасности через развитие внутренних технологических платформ и цифровой инфраструктуры.

В Российской практике не существует единой методики экономической оценки проведения мероприятий по импортозамещению средств кибербезопасности. На сегодняшний день можно выделить несколько подходов оценки выделяемого бюджета на средства кибербезопасности:

- определение бюджета аналогично примеру коллег/конкурентов;
- фиксированный процент от бюджета ИТ отдела;
- сопоставление отдельных направлений уязвимостей и риск их возникновения.

Таблица 2. Отечественные аналоги ПО, сертифицированные ФСТЭК России

Название ПО	Характеристики	Плюсы	Минусы	Сертификаты
ГеоМодель	геологическое моделирование	высокая точность, интеграция с другими системами	ограниченная функциональность	Сертификат ФСТЭК России №1234
БурСервис	управление бурением и добычей	широкий функционал, поддержка различных процессов	ограниченная функциональность	Сертификат ФСТЭК России №5678
АвтоПроцесс	автоматизация и управление	высокая надежность, гибкость	ограниченная функциональность	Сертификат ФСТЭК России №3141
АКСИОК	автоматизация и диспетчеризация процессов	высокая надежность, интеграция с различными устройствами	ограниченная функциональность	Сертификат ФСТЭК России №5161
РЕД ОС	операционная система для критически важных систем	высокая безопасность, поддержка отечественного ПО	ограниченная совместимость с зарубежным ПО	Сертификат ФСТЭК России №7181
ViPNet Coordinator	защита сетевого трафика и VPN	высокий уровень защиты, простота настройки	высокая стоимость, необходимость обновлений	Сертификат ФСТЭК России №9201

В работе предложена методология экономической оценки мероприятий по импортозамещению средств кибербезопасности, включающая в себя такие разделы как:

- определение целей и задач к проведению экономической оценки импортозамещения средств кибербезопасности;
- сбор и структуризация исходных данных, анализ рынка и текущего состояния;
- анализ затрат и экономического эффекта от импортозамещения средств кибербезопасности.

Выводы

Импортозамещение открывает новые возможности для развития отечественных технологий и укрепления национальной безопасности. Однако существуют и значительные вызовы, которые необходимо учитывать. Для успешного перехода на отечественные решения требуются значительное время и ресурсы, а также тщательное планирование и тестирование. Важно продолжать инвестировать в обучение персонала и повышение осведомленности о киберугрозах, чтобы обеспечить надежную защиту и бесперебойную работу систем.

Литература

1. Лаборатория Касперского. Отчет по ландшафту киберугроз в России и СНГ. 2024. 24 июля. URL: <https://www.kaspersky.ru/about/press-releases/laboratoriya-kasperskogo-predstavila-masshtabnyj-otchyot-po-landshaftu-kiberugroz-v-rossii-i-sng> (дата обращения: 05.09.2024).
2. Positive Technologies. Исследование уязвимостей промышленных систем управления. 2023. 27 мая. URL: <https://ics-cert.kaspersky.ru/publications/reports/2024/05/27/threat-landscape-for-industrial-automation-systems-q1-2024/> (дата обращения: 05.09.2024).

3. Лаборатория Касперского. АРТ и финансовые атаки на промышленные организации в 2020 году. 2020. 10 июня. URL: <https://ics-cert.kaspersky.ru/publications/reports/2024/06/10/apt-and-financial-attacks-on-industrial-organizations-in-q1-2024/> (дата обращения: 05.09.2024).

4. *Кравчук А.Ю., Котова Н.А., Аничкин И.И.* Современные подходы к обеспечению информационной безопасности автоматизированных систем управления технологическими процессами // *Инновации и инвестиции*. 2022. № 3. С. 191–195.

5. *Благодарный А.И., Пищик Б.Н.* Методы защиты команд управления в инструментальной среде для автоматизированных систем управления технологическими процессами // *Вестник Новосибирского государственного университета. Серия: Информационные технологии*. 2021. Т. 19, № 4. С. 5–15. <https://doi.org/10.25205/1818-7900-2021-19-4-5-15>

Формирование стратегий диверсификации нефтегазовых компаний через инвестирование в биотехнологические проекты

Дауди Д.И.

Национальный исследовательский университет ИТМО, РФ, г. Санкт-Петербург,
Кронверкский пр-т, д. 49, лит. А
d.daudi@patentcore.ru

Ключевые слова: биотехнологии, патенты, инвестиции, диверсификация

В эпоху глобализации и стремления к устойчивому развитию нефтегазовая отрасль ищет пути адаптации к динамично изменяющимся экономическим и экологическим условиям. Приоритетом становится не только адаптация к новым рыночным условиям, но и нивелирование рисков падения цен на нефть за счет вложений в наиболее перспективные проекты и растущие инновационные рынки. Целью работы является исследование возможностей повышения экономической устойчивости нефтяных корпораций путем диверсификации их инвестиций в инновационные проекты в сфере биотехнологий. В работе рассматривается метод оценки стратегического интереса нефтегазовых компаний в биотехнологических проектах в соответствии со стратегией их развития до 2030 года.

Вопрос диверсификации через вложения в биотехнологические проекты становится все более актуальным [1–3]. Так, нефтегазовые компании Shell, ENI и Petrobras выстраивают свои стратегии инвестирования с акцентом на биотехнологические направления. В 2012 г. компания Shell была определена как крупнейший мировой дистрибьютор жидкого биотоплива [2], что позволило компании интегрировать его в транспортный сектор, продлевая жизненный цикл ископаемого топлива. Государственная нефтегазовая компания Бразилии Petrobras также сфокусировалась на инвестициях в биотопливо, создав дочернюю компанию в рамках государственной программы поддержки биотоплива Pro`alcohol [2]. Эти примеры демонстрируют, что биотехнологические инвестиции могут стать важной частью стратегий перехода нефтегазовых компаний, снижая их зависимость от традиционных углеводородов и поддерживая экономическую устойчивость.

Анализ стратегического интереса нефтегазовых компаний основан на изучении научных публикаций, отчетов аналитических агентств, годовых отчетов ведущих нефтегазовых компаний России (ПАО «Газпром нефть», ПАО «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Лукойл») и данных из открытых источников. Применены методы анализа, синтеза, обобщения, аналогии и сравнения для оценки стратегий и определения приоритетов развития в сфере биотехнологий.

Исследование показало, что стратегии российских нефтегазовых компаний в значительной степени сосредоточены на развитии инноваций в процессах, связанных с добычей и переработкой нефти и газа. В связи с этим были разработаны критерии оценки биотехнологических проектов (на примере опыта зарубежных компаний) с учетом возможности их применения в различных отраслях нефтегазовой промышленности, начиная от добычи и заканчивая переработкой тяжелых нефтяных продуктов.

Литература

1. *Green J., Hadden J., Hale T., Mahdavi P.* Transition, hedge, or resist? Understanding political and economic behavior toward decarbonization in the oil and gas industry // *Review of International Political Economy*. 2021. Vol. 29, No. 6. P. 2036–2063. <https://doi.org/10.1080/09692290.2021.1946708>
2. *Oberling D.F., Obermaier M., Szklo A., La Rovere E.L.* Investments of oil majors in liquid biofuels: the role of diversification, integration and technological lock-ins // *Biomass and Bioenergy*. 2012. Vol. 46. P. 270–281. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2012.08.017>
3. *Zhong M., Bazilian M.D.* Contours of the energy transition: investment by international oil and gas companies in renewable energy // *The Electricity Journal*. 2018. Vol. 31, No. 1. P. 82–91. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.01.001>

«Умная труба» и «умный газопровод» – современные технологии цифровизации магистрального транспорта газа

Зеликов В.Н.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РФ, 142717, Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка,
ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1.
V_Zelikov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: магистральный газопровод, «умная труба», «умный газопровод», волоконно-оптическая система мониторинга, цифровизация

На сегодняшний день практически любую сферу деятельности человека, особенно профессиональную, так или иначе затронула цифровизация [1]. Магистральный транспорт газа не является исключением. Организация непрерывного удаленного мониторинга технического состояния магистральных газопроводов (МГ) является актуальной проблемой для области транспорта газа. Одним из перспективных и наиболее современных направлений цифровизации магистрального транспорта газа и одновременно решения данной проблемы является применение волоконно-оптических систем мониторинга (ВОСМ).

Автором изучены и представлены в работе две основные технологии применения ВОСМ на МГ: «умная труба» [2] и «умный газопровод» [3]. «Умная труба» представляет собой готовое трубное изделие заводского исполнения с уже смонтированными в него чувствительными элементами (волоконно-оптическими датчиками деформации и температуры), которое вваривается в газопровод на этапе строительства или ремонта и подключается с помощью волоконно-оптического кабеля к анализатору оптического сигнала. Один анализатор может обрабатывать данные датчиков с нескольких «умных труб» и передавать результаты на компьютер оператора. Основное отличие технологии «умного газопровода» заключается в применении распределенных ВОСМ [4], которые монтируются на уже сваренный МГ в полевых условиях, превращая протяженный участок газопровода в интеллектуальную систему.

В работе выделены основные особенности этих технологий, их преимущества и недостатки, изложены результаты участия в комплексе работ по научно-техническому сопровождению испытаний таких систем, разработки программного обеспечения для визуализации результатов измерений, полученных ВОСМ. Отмечены основные факторы экономической эффективности от внедрения ВОСМ на МГ, а именно: экономия топливного газа за счет оптимизации работы аппаратов воздушного охлаждения газа вследствие построения текущего температурного профиля грунтов; экономия затрат на патрулирование газопровода с использованием беспилотных летательных аппаратов и вертолетов; экономия затрат по устранению последствий от вероятных отказов, возникших вследствие отсутствия непрерывного мониторинга МГ.

Промышленное применение технологий цифровизации транспорта газа «умная труба» и «умный газопровод» ограничивается их относительно высокой стоимостью и сложностью монтажа. Однако результаты проведенных испытаний свидетельствуют о возможности эффективной эксплуатации ВОСМ для непрерывного удаленного мониторинга технического состояния МГ и иных инфраструктурных объектов нефтегазового комплекса, находящихся

в опасных природных зонах, таких как области со значительным перепадом высот, активные тектонические разломы, зоны с повышенной сейсмической активностью, оползневые участки, карсты и вечномёрзлые грунты. Таким образом, технологии «умная труба» и «умный газопровод» как способы мониторинга МГ могут быть гармонично включены в действующую систему управления техническим состоянием и целостностью производственных объектов ПАО «Газпром» [5].

Литература

1. Кулагин В., Сухаревски А., Мефферт Ю. Digital@Scale: настольная книга по цифровизации бизнеса. М.: Интеллектуальная Литература, 2019. 293 с.
2. Арабей А.Б., Силкин В.М., Морин И.Ю., Беляев К.В. Мониторинг технического состояния трубопроводов на основе концепции «умной трубы». Методология и технические решения // Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2019): Тезисы докладов по материалам VIII Международной научно-технической конференции. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. С. 75.
3. Зеликов В.Н., Кудинов П.А., Морин И.Ю. Концепция «умного» газопровода // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: Тезисы докладов IX Молодежной международной научно-практической конференции. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2021. С. 37.
4. Дмитриев С.А., Слепцов Н.Н. Волоконно-оптические системы мониторинга состояния инфраструктурных объектов: Сб. статей / Под ред. С.А. Дмитриева, Н.Н. Слепцова. М.: Экслибрис-Пресс, 2015. 304 с.
5. Ряховских И.В., Силкин В.М., Трифонов О.В., Морин И.Ю. Концепция системы комплексного мониторинга магистральных газопроводов как элемента СУТСЦ ГТС // Газотранспортные системы: настоящее и будущее (ГТС-2023): Тезисы IX Международной научно-технической конференции. Казань: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. С. 62.

Цифровизация как инструмент для интеграции ESG-концепции в работу нефтегазового сектора

Иванова П.Д.

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, РФ, 195251,
г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., д. 29, лит. Б
polyid2004@gmail.com

Ключевые слова: сохранение окружающей среды, социальная ответственность, эффективное корпоративное управление, устойчивое развитие, цифровизация, нефтегазовый сектор

Актуальность работы обусловлена активным ростом интереса мирового сообщества к политике устойчивого развития, обеспечивающей «сбалансированное решение социально-экономических задач и проблем сохранения благоприятной окружающей среды и природно-ресурсного потенциала» [1]. Процесс перехода России к данной концепции начался больше 20 лет назад, и в последние несколько лет устойчивое развитие приобрело новую форму – ESG-принципы («Environmental» – сохранение окружающей среды, «Social» – социальная ответственность, «Governance» – эффективное корпоративное управление). На сегодняшний день соблюдение данных принципов считается не просто трендом, но и показателем конкурентоспособности компаний и стандартом, соблюдающимся в рамках философии устойчивого развития [2, 3]. Внедрение ESG-повестки в свою программу управления является важным для субъектов энергетики, особенно нефтегазового комплекса, который играет существенную роль в экологии и экономике России.

Сегодня нефтегазовые компании испытывают необходимость в больших капиталовложениях, например, для развития альтернативных/возобновляемых источников энергии, разведки новых месторождений и вложений в современные производственные технологии. ESG-концепция может стать способом привлечения инвестиций для вышеперечисленных задач. Изначально свое распространение термин «ESG» получил благодаря инициативе «Принципы ответственного инвестирования» (PRI). Таких ответственных инвесторов, поддерживающих данную инициативу и заинтересованных в компаниях с высоким ESG-рейтингом, становится с течением времени больше. Также теперь российские банки перед выдачей кредита изучают, насколько показатели клиента и его подход к управлению соответствуют экологическим, социальным и управленческим принципам. ESG-рейтингование идет на пути становления стандарта для крупного и среднего бизнеса [4]. На рис. 1 представлен график, подтверждающий положительную динамику на рынке устойчивого финансирования в России.

Вдобавок другой ключевой тенденцией в настоящем времени является цифровизация, которую активно развивают в направлении продвинутой аналитики и искусственного интеллекта. Цифровизация способна стать инструментом для интеграции ESG-принципов в стратегию управления и экономику предприятий нефтегазового сектора. В данной работе предложено три способа внедрения ESG-концепции на основе цифровых технологий для экономического, социального и управленческого аспектов (табл. 1).

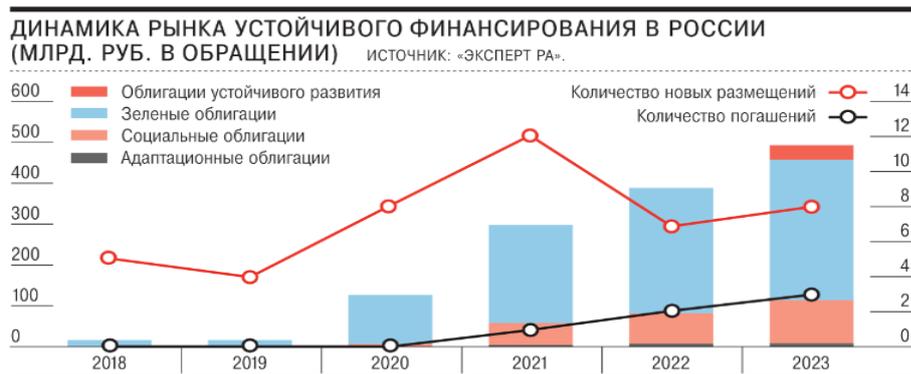


Рис. 1. Динамика рынка устойчивого финансирования в России 2018–2023 гг. [5]

Таблица 1. Интеграция ESG-принципов в работу нефтегазового комплекса через цифровизацию

№	Экологические принципы (E)	Социальные принципы (S)	Управленческие принципы (G)
1	Цифровые двойники: Создание виртуальных моделей, например, процесса добычи в новом месторождении помогает минимизировать негативное воздействие на окружающую среду [6].	Платформы для обратной связи: Цифровые платформы для обратной связи позволяют учитывать мнение местных сообществ при принятии решений компанией.	Блокчейн-технологии: Использование блокчейна (база данных, состоящая из последовательно выстроенной цепочки действий) для отслеживания путей поставок обеспечивает прозрачность и снижает риск коррупции.
2	Умные счетчики: Цифровые газовые счетчики дают возможность не только точно отслеживать потребление газа и выявлять утечки, но и могут помочь в интеграции газовых систем с возобновляемыми источниками энергии, позволяя более эффективно управлять смешанными энергетическими системами [6].	Обучение и развитие сотрудников: Платформы для онлайн-обучения дают возможность повышать уровень осведомленности персонала в области производственной безопасности, корпоративной культуры ответственности и политики устойчивого развития в целом.	Управление рисками: Применение системы предиктивной аналитики (автоматизированный анализ данных для корректного прогнозирования событий) на основе данных по ESG-метрикам позволяет компании формировать стратегии управления и оценивать риски на их основе.
3	Промышленный интернет вещей: Данная технология объединяет воедино все измеряемые и контролируемые величины и функционирующие отделы предприятия. Использование IIOT позволяет отслеживать различные утечки и соответственно снижать риск возникновения экологических катастроф [7].	Диверсификация и инклюзия: Анализ данных по персоналу компании с применением цифровых инструментов помогает выявить области для улучшения в ключе диверсификации и инклюзии.	Улучшение операционной эффективности: Автоматизация сбора данных снижает затраты на ручной труд и минимизирует ошибки, что улучшает общую эффективность управления.

Таким образом, цифровизация представляет собой эффективный инструмент для интеграции ESG-принципов в нефтегазовом секторе, а также помогает энергетическим компаниям в соблюдении экологических, социальных и управленческих метрик. Предприятия, которые

активно внедряют эти принципы, имеют возможность не только улучшить свою репутацию, но и обеспечить устойчивый рост в условиях меняющегося рынка. Для успешного осуществления ESG-стратегий необходим комплексный подход, включающий инновационные технологии, активное сотрудничество с заинтересованными сторонами и эффективное управление.

Литература

1. О Концепции перехода Российской Федерации к устойчивому развитию: Указ Президента Российской Федерации от 01.04.1996 № 440 // Официальные сетевые ресурсы Президента России. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/9120> (дата обращения: 14.09.2024).
2. *Морозова И.А., Глазова М.В.* Принятие управленческих решений по адаптации концепции ESG на предприятиях энергетики // Казанский экономический вестник. 2022. № 5(61). С. 5–9.
3. *Камчатова Е.Ю., Перевозчикова А.К.* Возможности реализации стратегии устойчивого развития энергетики РФ на основе ESG-факторов // Russian Economic Bulletin. 2023. Т. 6, № 2. С. 172–180.
4. ESG-стратегия: модный тренд или работающий инструмент? Мнения экспертов и участников рынка // EcoStandard.journal. 2022. 16 мая. URL: <https://journal.ecostandard.ru/esg/test/esg-strategiya-modnyy-trend-ili-rabotayushchiy-instrument-mneniya-ekspertov-i-uchastnikov-rynka/> (дата обращения: 14.09.2024).
5. Перспективы российского рынка ESG в 2024 г. // Коммерсантъ. 2024. 9 сентября. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/6617983> (дата обращения: 14.09.2024).
6. *Казанин А.Г.* Тенденции и перспективы развития нефтегазового сектора в условиях цифровизации // Экономика и управление. 2020. Т. 26, № 1(171). С. 35–45. <https://doi.org/10.35854/1998-1627-2020-1-35-45>
7. *Цуриков Г.Н., Щербатов И.А.* Применение промышленного интернета вещей на объектах энергетики // Мехатроника, автоматика и робототехника. 2018. № 2. С. 97–100.

Об актуальности применения полнофункциональных геоинформационных систем для построения оптимальных маршрутов полетов беспилотных воздушных судов

Максимова С.Е.^{1,2}

1 – Российский университет транспорта (МИИТ), РФ, 127055, г. Москва, ул. Образцова, д. 9, стр. 9

2 – АО «Научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт информатизации, автоматизации и связи на железнодорожном транспорте», РФ, 109029, г. Москва,

ул. Нижегородская, д. 27, стр. 1

sofya.maksimova.1992@mail.ru

Ключевые слова: геоинформационные системы, беспилотное воздушное судно, оптимальный маршрут

Использование цифровых технологий в различных отраслях экономики приводит к росту эффективности производства [1]. Развитие информационных технологий стимулирует к цифровизации различных аспектов производственных процессов и их составляющих. В нефтегазовом комплексе для решения различных задач активно применяются беспилотные воздушные суда (далее – БВС) с разнообразной полезной нагрузкой. Потенциал использования беспилотных воздушных судов в нефтегазовой области огромен [2]. В настоящее время полеты БВС выполняются в сегрегированном воздушном пространстве, за исключением случаев, указанных в воздушном законодательстве. Правительством Российской Федерации утверждена концепция интеграции БВС в единое воздушное пространство [3].

Использование БВС для дистанционного обследования позволяет получать значительный объем информации о состоянии объектов территорий и объектов нефтегазового комплекса. Для обработки цифровых пространственных данных, получаемых с применением беспилотных воздушных судов, используются геоинформационные системы (далее – ГИС). Полученные в результате обработки геоизображения и геомодели объектов исследования становятся источником информации для решения пространственных задач.

Процесс планирования использования воздушного пространства достаточно трудоемкий. В настоящее время внешние пилоты с различным уровнем профессиональной подготовки и опыта практического применения для планирования полета БВС из точки старта в точку назначения изучают значительный объем информации о рельефе местности, антропогенных объектах на поверхности Земли, погодных условиях, элементах структуры воздушного пространства, а также планируемой деятельности в воздушном пространстве и на земной поверхности. Для использования воздушного пространства РФ необходимо подать документы в органы Единой Системы Организации Воздушного Движения: план полета и представление на установление местного или временного режима. Одной из задач, решение которой упростит применение БВС в нефтегазовом комплексе, является создание инструмента автоматизированного построения оптимального маршрута перемещения из точки старта в точку назначения. Существующие веб-сервисы для широкого круга пользователей, описанные в [4, 5], предоставляют картографическую информацию, необходимую для планирования полетов БВС в воздушном

пространстве Российской Федерации внешними пилотами, но не выполняют функцию автоматизированного построения оптимальных маршрутов перемещения БВС. Поэтому необходимо рассмотреть возможности полнофункциональных геоинформационных систем, устанавливаемых на компьютеры пользователей, на предмет построения оптимальных маршрутов перемещения БВС в воздушном пространстве РФ. Для проверки названных возможностей выполнено следующее:

- изучены с позиции геоинформатики нормативно-правовые акты РФ, в части, касающейся организации использования воздушного пространства и применения БВС,
- проанализирован личный профессиональный опыт применения и эксплуатации БВС, а также опыт подготовки руководящих документов в данной области,
- изучены возможности полнофункциональных ГИС (на примере QGIS) для моделирования оптимальных маршрутов перемещения в трехмерном пространстве.

Таким образом, реализация инструмента построения оптимального маршрута перемещения беспилотного воздушного судна возможна на базе полнофункциональных геоинформационных систем, устанавливаемых на компьютерах пользователей. Преимуществом организации данных в геоинформационных системах является то, что параметры реальной транспортной системы могут представляться в трех контекстах: пространственном, временном и тематическом [6]. Геоинформационное программное обеспечение позволяет учитывать не только влияние физико-географических факторов (рельеф, погода и т. п.), материальных объектов на поверхности Земли, но и элементы структуры воздушного пространства, а также принципы организации воздушного движения в РФ. Геоинформационные системы предусматривают структурирование пространственных и атрибутивных данных в тематические наборы слоев. Соответственно, на базе геоинформационных систем возможно моделирование пространственно-временных ограничений для полетов БВС в виде совокупности тематических слоев. Подготовленный набор слоев образует модель воздушного пространства или его сегмента. Кроме того, в ГИС-среде возможна реализация риск-ориентированного подхода к моделированию воздушного пространства с учетом требований владельца БВС и предпочтений заказчика работ в части, касающейся оценки рисков.

Выводы

На базе полнофункциональных геоинформационных систем возможно создание корректной модели воздушного пространства или его сегментов для автоматизированного построения оптимального маршрута полета БВС из точки старта в точку назначения. Внедрение данного инструмента увеличит возможности применения беспилотных воздушных судов для решения широкого спектра задач в нефтегазовом комплексе, в частности, сократит время на планирование внешними пилотами маршрута полета БВС из точки старта в точку назначения, а также время полета БВС из места базирования к месту начала выполнения полетного задания или от места окончания выполнения задания к месту назначения. Применение данного инструмента позволит ускорить выполнение таких полетных заданий как обследование поврежденного участка трубопровода, разведка труднодоступной местности, проверка информации о разливе нефти, отбор проб воды, доставка грузов к месту назначения и других.

Литература

1. *Кудрявцева Т.Ю., Кожина К.С.* Основные понятия цифровизации // Вестник Академии знаний. 2021. № 44(3). С. 149–151. <https://doi.org/10.24412/2304-6139-2021-11228>
2. *Аникаева А.Д., Мартюшев Д.А.* Оценка потенциала применения беспилотных летательных аппаратов в нефтегазовой отрасли // Недропользование. 2020. Т. 20, № 4. С. 344–355. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.4.4>
3. Об утверждении Концепции интеграции беспилотных воздушных судов в единое воздушное пространство Российской Федерации и плана реализации Концепции в части развития технологий» от 05.10.2021 № 2806-р.: Распоряжение правительства Российской Федерации от 05.10.2021 № 2806-р // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. URL: <https://docs.cntd.ru/document/608894619> (дата обращения: 29.08.2024).
4. *Максимова С.Е.* Геопорталы для планирования полетов беспилотных воздушных судов в воздушном пространстве Российской Федерации // Наука и технологии железных дорог. 2023. Т. 7, № 2(26). С. 47–52.
5. *Максимова С.Е., Духин С.В.* Картографическое представление структуры воздушного пространства Российской Федерации на тематических геопорталах // Геоинформационное картографирование в регионах России: Материалы XII Всероссийской научно-практической конференции. Воронеж: Цифровая полиграфия, 2024. С. 137–139.
6. *Ложкин В.Н., Ложкина О.В., Пенченков А.Ю.* Применение геоинформационных систем для экологического контроля городского транспорта // Научно-аналитический журнал «Вестник Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России». 2016. № 4. С. 42–51.

Анализ применимости открытых инструментов работы с алгоритмами Data Mining для решения задач анализа экономических данных

Мельников В.А.*, **Першина А.А.****, **Савченко Н.А.*****

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*melnikov.va@gubkin.ru, **pershinaaa16@mail.ru, ***savchenko.n@gubkin.ru

Ключевые слова: интеллектуальный анализ данных, машинное обучение, большие данные

Уход вендора Oracle с российского рынка вызвал потребность в поиске альтернативы программному инструменту для анализа данных под названием Oracle Data Mining (интеллектуальный анализ данных) для использования в рамках образовательного процесса в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Данная проблема была рассмотрена в работах [1–3], на базе которых был сформирован первоначальный перечень рассматриваемых программных продуктов: Orange, RapidMiner, Rattle, Weka, DataMelt, ELKI, KNIME.

В ходе исследования были выделены 3 категории критериев для количественной оценки программного обеспечения: важные, средние и малозначимые. Важными критериями являются те показатели, без соответствия которым инструмент просто нельзя будет использовать. К таковым можно отнести поддерживаемые платформы, доступность в Российской Федерации и доступность для высшего учебного заведения. К показателям, которые имеют средний уровень важности, относятся такие показатели, наличие которых необязательно, но очень желательно в рамках поставленной цели. В их перечень можно включить поддерживаемые задачи Data Mining, интерфейс доступа к работе с алгоритмами Data Mining и популярность. В последнюю группу критериев входят те показатели, ориентироваться на которые для достижения цели этой работы не нужно. Для нас эти критерии носят справочный характер, однако при прочих равных именно они будут влиять на результат выбора. К этим показателям относятся архитектура инструмента и поддерживаемые им алгоритмы Data Mining.

На основе этих показателей и экспертной оценки их значимости, выполненной преподавателями РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина [4], была выведена формула (1) для оценки инструментов в баллах:

$$\prod_{i=1}^n k_{1,i} * \left(3 * \sum_{i=1}^m k_{2,i} + \sum_{i=1}^p k_{3,p} \right), \quad (1)$$

где n – количество важных критериев;

$k_{1,1}, \dots, k_{1,n}$ – важные критерии;

m – количество критериев средней значимости;

$k_{2,1}, \dots, k_{2,m}$ – критерии средней значимости;

p – количество важных критериев;
 $k_{3,1}, \dots, k_{3,p}$ – важные критерии.

В результате просчета показателей по выведенной формуле была получена диаграмма, представленная на рис. 1.

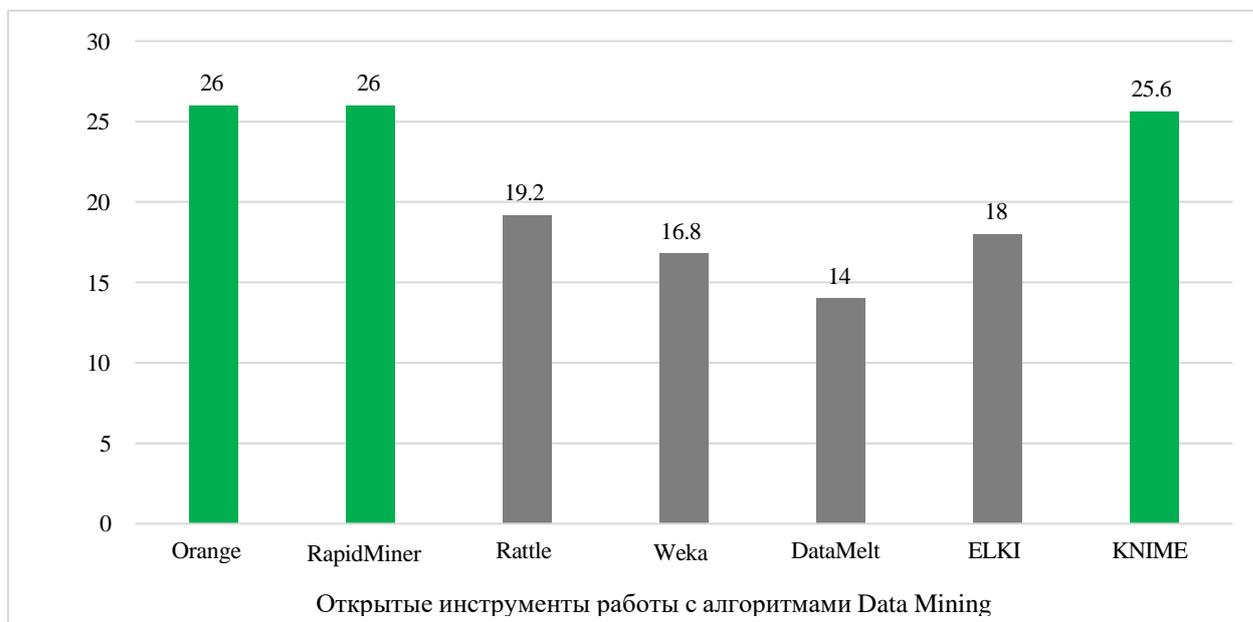


Рис. 1. Диаграмма количественных оценок открытых инструментов работы с алгоритмами Data Mining

На основании количественной оценки продуктов для интеллектуального анализа данных среди открытых решений были выбраны приложения Orange, RapidMiner и KNIME в качестве максимально подходящих для возможной замены Oracle Data Mining.

Литература

1. *Омарова Ш.Е., Медеубаева А.М.* Сравнительный анализ инструментов Data Mining // Заметки ученого. 2020. № 11. С. 185–193.
2. *Рогожа А.И.* Сравнительный анализ российских систем Business Intelligence // Скиф. Вопросы студенческой науки. 2022. № 8(72). С. 282–287.
3. *Фридман О.В.* Data Mining – методы и алгоритмы, краткий обзор // Труды Кольского научного центра РАН. 2021. Т. 12, № 5(12). С. 91–103. <https://doi.org/10.37614/2307-5252.2021.5.12.008>
4. Курс «Специальные технологии обработки и анализа данных» 2023/2024 // Образовательный портал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. URL: <https://edu.gubkin.ru/course/view.php?id=69198> (дата обращения: 14.09.2024).

Направления повышения эффективности управления инновациями на предприятиях нефтегазовой отрасли

Пескова М.Е.

Национальный исследовательский университет ИТМО, РФ, 197101, г. Санкт-Петербург,
Кронверкский пр-т, д. 49, лит. А
mariapeskova3p@mail.ru

Ключевые слова: инновации, управление, предприятие, эффективность, нефтегазовая отрасль

Выступая в качестве одной из самых передовых отраслей народного хозяйства Российской Федерации и драйвера экономики страны, нефтегазовая отрасль в современных условиях сталкивается с такими серьезными вызовами, как экономическая и политическая неопределенность, технологическая зависимость от импорта, мощный рывок развития технологических процессов и всевозрастающая, в связи с этим, их сложность, а также необходимость цифровой трансформации.

В этом контексте основой повышения конкурентоспособности и экономической эффективности предприятий нефтегазовой отрасли выступает именно инновационная активность, которая не только проходит сквозь бизнес-процессы компаний, но и становится неотъемлемым элементом стратегии устойчивого развития.

Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года подчеркивает важность инновационной активности для повышения конкурентоспособности отечественного топливно-энергетического комплекса и обозначает ее как первоочередную цель на весь будущий указанный период.

Кроме того, необходимость следования отечественных нефтегазовых компаний по инновационному пути также вызвана существенным уровнем зависимости отрасли от разработок и оборудования, производящихся за рубежом. Об этом свидетельствует соотношение: в общем объеме доля отечественного программного обеспечения составляет лишь порядка 20%, а оборудования – около 57% [1–3]. Данные проценты свидетельствуют о снижении скорости инновационного развития предприятий.

В работе был проведен анализ ключевых работ ведущих ученых в области управления инновационным развитием, который показал, что исследователи акцентируют свое внимание на совершенствовании инструментария управления инновациями, формировании инновационных экосистем и распространении механизмов открытых инноваций, что является ключевыми предметами анализа в исследованиях [1, 4, 5].

В работах [2, 6] подчеркивается, что разработка комплексного стратегического плана в области инновационного управления и тесно связанной с ним инновационной стратегии – одни из первостепенных задач, стоящих перед предприятиями нефтегазовой отрасли. Большинство исследователей также сходятся во мнении, что управление инновациями должно «переволлотиться» в четко сформированный бизнес-процесс и стать важнейшей частью управления предприятием на корпоративном уровне.

Несмотря на активное внимание отечественных и зарубежных ученых к исследуемой теме в существующих методиках и подходах недостаточное распространение получает проблема разобщенности процессов управления инновациями. На данный момент не определены и не общеприняты четкие стандарты, которые бы позволяли производить оценку эффективности инновационного управления в нефтегазовых компаниях: материалы и рекомендации Минэкономразвития не учитывают специфики отрасли, опираясь на общие принципы, и в большинстве случаев в каждой компании распространена выработка собственных ключевых показателей эффективности для оценки инновационной деятельности [7].

Актуальность работы состоит в разработке оригинальных критериев оценки эффективности данного процесса, учитывающих специфику отрасли и вызовы, которые возникают в современных условиях перед предприятиями нефтегазовой отрасли, способствующих устранению разобщенности в процессах управления.

При написании работы был поставлен ряд следующих задач:

– Выявить ключевые факторы, замедляющие процесс внедрения инноваций на нефтегазовых предприятиях.

– Исследовать современные методы оценки эффективности управления инновационными процессами, применяемые нефтегазовыми компаниями.

– Сформировать систему критериев для комплексной оценки эффективности управления инновациями с акцентом на специфические требования нефтегазового сектора.

В процессе разработки и формулирования оригинальных критериев в работе были выделены следующие основные проблемы и характерные особенности текущего состояния нефтегазовой отрасли:

– Нерациональный процесс использования природных ресурсов, который заключается в низком коэффициенте извлечения нефти (порядка 25–35%), что ведет к снижению общей эффективности добычи.

– Разрозненное нормативно-правовое регулирование в сфере инноваций, которое не обеспечивает последовательности и координации на всех этапах жизненного цикла инноваций.

– Недостаточный уровень обновления основных производственных фондов, сопровождаемый высоким уровнем износа оборудования (до 70% на некоторых предприятиях отрасли), что снижает надежность эксплуатации и увеличивает риски аварийных ситуаций.

– Зависимость от импортных инновационных технологий, что делает предприятия уязвимыми перед санкциями и технологическими разрывами, учитывая текущую нестабильную геополитическую обстановку [2].

В работе были проанализированы программы инновационного развития ряда крупнейших и передовых компаний нефтегазовой отрасли, таких как ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть»», ПАО «Лукойл», ПАО «Транснефть», ПАО «НОВАТЭК», а также представлен сравнительный анализ используемых предприятиями ключевых показателей эффективности, принятых для оценки инновационной деятельности. Это позволило установить, что основной тенденцией при формировании данных показателей является экономическая и ресурсная направленность. Тем не менее было выявлено, что представленные показатели преимущественно опираются на оценку конечных результатов деятельности по управлению инновациями, включая этап коммерциализации, но не учитывают в полной мере все стадии жизненного цикла процесса управления инновациями.

На основе чего в исследовании автором были сформулированы критерии, которые бы вносили корректировки в уже использующиеся предприятиями системы показателей оценки эффективности управления инновациями. Разработанная система критериев представлена на рис. 1.

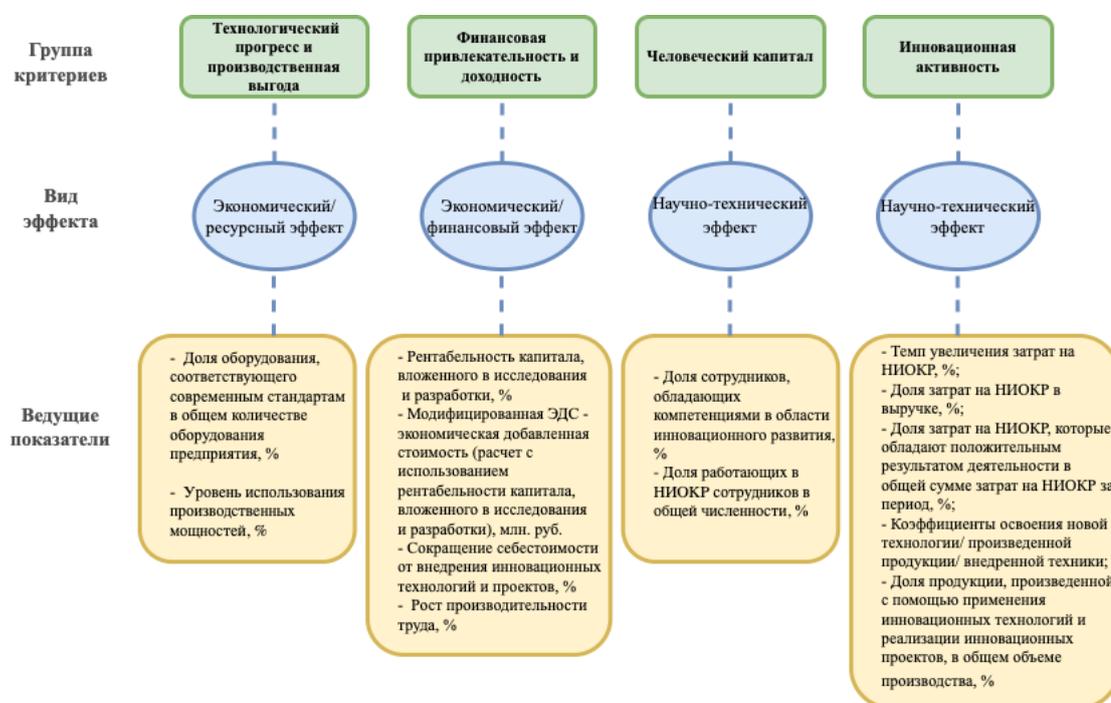


Рис. 1. Система критериев оценки эффективности управления инновациями на нефтегазовом предприятии

Сформированная система оценки эффективности управления инновациями в отличие от аналогов обладает рядом следующих преимуществ, позволяющих использовать ее как на этапе возникновения инноваций, так и в последующих этапах разработки и реализации:

– В рамках системы были учтены критерии, охватывающие все основные аспекты инновационной деятельности: технологический прогресс, финансовая привлекательность, человеческий капитал и инновационная активность.

– В авторских критериях были учтены различные типы эффектов от процессов создания, внедрения и использования инноваций: экономического, ресурсного, финансового и научно-технического. Такой подход позволяет оценивать как начальные инвестиции и затраты на НИОКР (на этапе возникновения), так и влияние внедренных инноваций на производительность и финансовые результаты предприятия (на этапе реализации).

– Модель была основана на проведенном сравнительном анализе ключевых показателей оценки эффективности управления инновациями в наиболее передовых компаниях нефтегазовой отрасли, что обеспечивает гарантии в ее адаптированности под специфику отрасли.

– Инструментарий системы включает в себя четкие количественные показатели, такие как доля затрат на НИОКР в выручке, уровень использования производственных мощностей, рентабельность капитала и другие. Эти метрики могут быть легко измерены на разных стадиях жизненного цикла инноваций, что делает систему гибкой и применимой на всех этапах.

Выводы

В рамках исследования были проанализированы и сформулированы ключевые вызовы, стоящие на пути инновационного развития перед компаниями нефтегазовой отрасли, был проведен контент-анализ научных работ российских и зарубежных авторов, посвященных проблематике исследования, а также дана оценка стратегической документации предприятий, лидирующих в отрасли. Это позволило сформировать общий перечень ключевых показателей эффективности, основные тенденции в управлении инновационной деятельностью, а также разработать авторскую систему критериев оценки эффективности управления инновационной деятельностью.

Применение предложенных показателей в практике компаний поможет создать механизм управления инновациями, учитывающий специфику нефтегазовой отрасли, что повысит их инновационную активность и ускорит процесс импортозамещения технологий.

В перспективе исследования планируется апробация разработанной системы критериев и показателей на статистических данных российских нефтегазовых компаний.

Литература

1. *Березной А.В.* Тенденции в финансировании и управлении инновационной и научно-исследовательской деятельностью крупнейших нефтегазовых компаний мира. М.: Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2020. 96 с. <https://doi.org/10.17323/978-5-7598-2357-5>
2. *Команич Н.В.* Управление инновационным развитием нефтегазовой отрасли: проблемы и поддержка на основе сценарного подхода // Управление большими системами: Труды XVIII Всероссийской школы-конференции молодых ученых. Челябинск: Южно-Уральский государственный университет, 2022. С. 585–592.
3. Комплексная энергетическая безопасность и цифровизация ТЭК // Дайджест «Нефтегаз». 2020. № 17(24). С. 2–3. URL: [https://www.neftegaz-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/neftegaz2020/img/digest/Neftegaz_Digest_2020.17\(24\).pdf](https://www.neftegaz-expo.ru/common/img/uploaded/exhibitions/neftegaz2020/img/digest/Neftegaz_Digest_2020.17(24).pdf) (дата обращения: 12.09.2024).
4. *Кох Л.В., Кох Ю.В., Аминова Ф.И.* Повышение эффективности управления инновационной деятельностью предприятия // Инновации и инвестиции. 2022. № 12. С. 13–17.
5. *Рыбин М.В., Лобов Д.С.* Теоретические и практические аспекты оценки инновационной деятельности в предприятиях нефтегазовой отрасли // Экономика промышленности. 2020. Т. 13, № 4. С. 531–540.
6. *Трачук А.В., Лундер Н.В.* Инновационная деятельность промышленных компаний: измерение и оценка эффективности // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2019. № 10 (2). С. 108–121. <https://doi.org/10.17747/2618-947X-2019-2-108-121>
7. *Чекрыжова А.Ф.* Эффективность инновационной деятельности в экономическом секторе на предприятиях нефтегазового комплекса // Инновации. Наука. Образование. 2021. № 45. С. 800–808.

Моделирование системы сбора газожидкостной смеси с учетом возникающей инверсии водонефтяной эмульсии

Петров А.Е.^{1,2}

1 – Национальный исследовательский Томский политехнический университет, РФ, 634050,
г. Томск, пр-т Ленина, д. 30

2 – АО «ТомскНИПИнефть», РФ, 634027, г. Томск, пр-т Мира, д. 72
ayaalpetrov@inbox.ru

Ключевые слова: моделирование системы сбора, точка инверсии, водонефтяная эмульсия

Возникновение водонефтяных эмульсий усложняет процессы разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа. Процесс сбора сырья не является исключением. При сборе нефти и газа на отдельных участках могут возникать газожидкостные смеси с обводненностью, стремящейся к точке инверсии водонефтяной эмульсии, при которой резко возрастает ее вязкость, особенно при низких температурах [1], что приводит к резкому возрастанию давления в системе. Для выбора исполнения технологических узлов системы сбора (фонтанная арматура скважин, точки врезки трубопроводов) по давлению (40 или 63 атм изб.) необходимо знать ожидаемое максимальное давление, которое, как правило, возникает в год максимума добычи. Также исполнения влияют на конечную экономическую эффективность проекта разработки месторождения. Использовать зависимости для расчета эмульсий [1] при моделировании системы сбора позволяет программный продукт «PIPESIM» [2]. Моделирование системы сбора, как правило, осуществляется по данным, предоставленным геологической службой недропользователя, в виде профиля добычи с разбивкой по годам и кустам скважин. Однако точки инверсии могут быть не отражены в профилях добычи. Поэтому необходим поиск условий возникновения точки инверсии в пределах профиля добычи. В этом заключается актуальность работы.

В работе смоделирована система сбора газожидкостной смеси месторождения Восточной Сибири, находящегося в зоне вечной мерзлоты, с учетом возникающей инверсии водонефтяной эмульсии вследствие роста обводненности транспортируемого сырья в среде «PIPESIM». Для достижения цели были проработаны задачи создания модели, проведения расчета на базовый профиль, поиска условий возникновения точки инверсии в пределах профиля добычи, проведения дополнительных расчетов и обсуждения результатов.

На рис. 1 представлен вид модели системы сбора в среде «PIPESIM». Детальному анализу подвергался район системы около K1, K10, K15, ограниченный красным контуром.

Система сбора построена с учетом ландшафта местности, рек, перепада высот, существующей конечной точки сбора, соображений минимальной протяженности трубопроводов. В модели точка инверсии водонефтяных эмульсий принята при 60% обводненности. Температура транспортируемого сырья задана как 3 °С и обоснована наличием толщ вечной мерзлоты, охлаждающих сырьё.



Рис. 1. Модель системы сбора в среде «PIPESIM» с выделенным районом исследования

На рис. 2 представлена динамика давлений по кустам скважин по годам, полученная в результате расчета базового профиля добычи. K1, K10, K15 сильно выделяются из общей динамики.

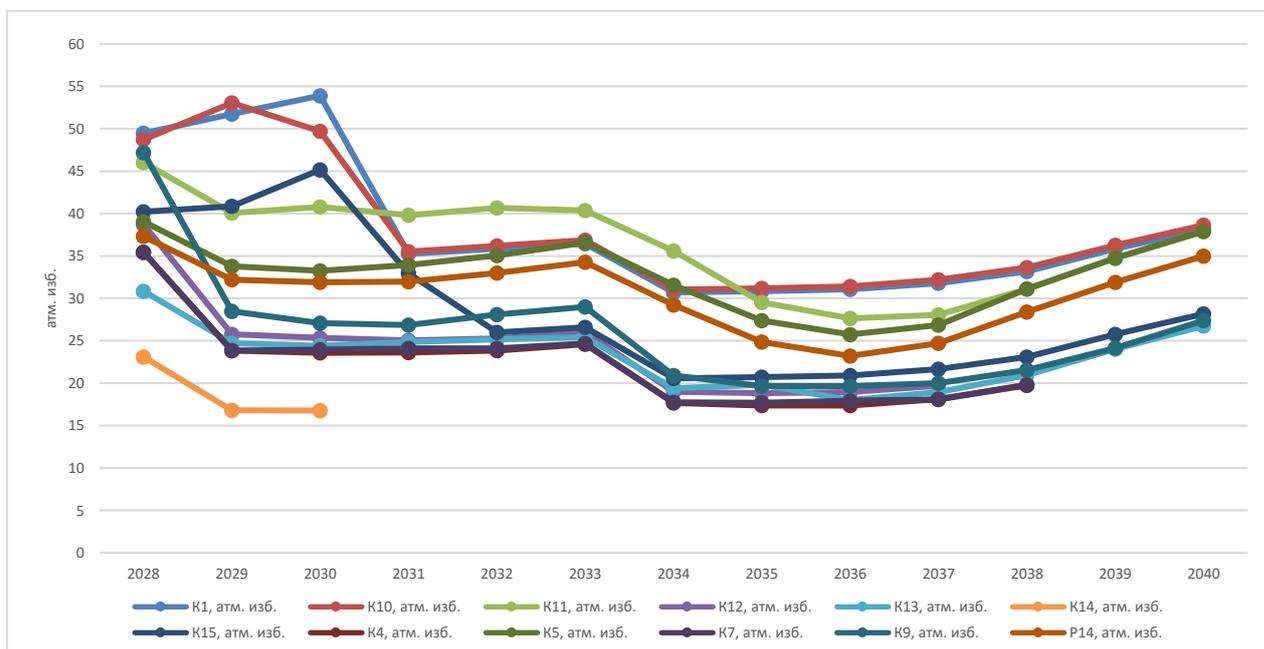


Рис. 2. Динамика давлений на кустах скважин по годам

Давления данных кустов в первые три года анализа возрастают. В частности, в 2029 г. наблюдается пик давления для K10, в 2030 г. – для K1 и K15. На четвертый (2031) год анализа давления кустов резко падают.

Прогнозные профили добычи и фактические значения могут отличаться, допустимое отклонение годовой добычи нефти для рассматриваемого месторождения составляет 20% [3]. Существует практика моделирования наземной инфраструктуры месторождения для разных сценариев, что также отражено в работе [4].

В 2030 г. наблюдается самое высокое давление по рассматриваемым кустам и при детальном анализе профилей добычи выявлено, что именно в этот год обводненность жидкости на участках вр.к.10 – вр.к.15 и вр.к.15 – Т.1 наиболее близка к точке инверсии. В табл. 1 представлены входные и выходные данные в и из модели для 2030 г. Представлен базовый и худший сценарии, где базовый принят согласно полученным профилям добычи, худший определен путем подбора обводненности и обоснован возможным отклонением от базового сценария. При худшем сценарии обводненность жидкости на целевых участках будет еще сильнее приближаться к точке инверсии.

Таблица 1. **Входные и выходные данные в модель для 2030 г.**

Куст скважин, участок	Показатель	Базовый сценарий	Худший сценарий
Входные данные			
К1	Дебит, м ³ /сут	191,830	191,830
К1	Обводненность, об.%	60,810	60,810
К1	Газовый фактор, м ³ /м ³	114,480	114,480
К10	Дебит, м ³ /сут	137,980	137,980
К10	Обводненность, об.%	64,240	58,870
К10	Газовый фактор, м ³ /м ³	115,950	115,950
К15	Дебит, м ³ /сут	291,200	291,200
К15	Обводненность, об.%	55,360	60,000
К15	Газовый фактор, м ³ /м ³	115,950	115,950
вр.к.10 – вр.к.15	Обводненность, об.%	62,245	59,998
вр.к.15 – Т.1	Обводненность, об.%	59,017	59,999
Выходные данные			
К1	Давление наиб., атм изб.	53,896	56,859
К10	Давление наиб., атм изб.	49,710	57,601
К15	Давление наиб., атм изб.	40,780	46,292

Выходные данные показывают, что при худшем сценарии наблюдается повышение давления К1 на 2,963 атм, К10 на 7,891 атм, К15 на 5,512 атм.

Таким образом, максимальное ожидаемое давление при худшем сценарии для К1, К10, К15 может наступить в 2030 году и составлять 56,859 атм изб. (вместо 53,896), 57,601 атм изб. (вместо 49,710) и 46,292 атм изб. (вместо 40,780), соответственно. Предельное давление на кустах скважин для исполнения 63 атм изб. не должно превышать 90% от исполнения, так как 10% необходимо закладывать на участок от обвязки скважин в куст до самих скважин. Таким образом, предельное давление для данного исполнения равно 56,7 атм изб. В данном случае для К1, К10 давление превышает предельное, но допустимо, с условием, что силами цеха добычи в будущем придется снижать давление. В данном случае проектирование технологических узлов (фонтанная арматура скважин, точки врезки трубопроводов) рассмотренного района системы также производится с учетом исполнения 63 атм изб. по давлению. В случае если бы давления значительно превышали

предельные 56,7 атм изб., то необходимо было бы поднимать вопрос пересмотра профилей добычи, конфигурации системы сбора, проведения мероприятий по снижению вязкости жидкости, что в конечном итоге может негативно отразиться на экономической эффективности проекта разработки месторождения. Тем не менее рост давления в системе приведет к пересмотру насосного оборудования на скважинах и, соответственно, повышению электропотребления на них, что безусловно отразится на экономике промысла.

В результате проведенного моделирования были сделаны следующие выводы:

1. Расчет системы сбора на момент приближения к точке инверсии водонефтяных эмульсий по обводненности позволяет получить достоверную картину об ожидаемых максимальных давлениях в системе.
2. Более точные максимальные давления системы позволяют сделать правильный выбор насосного оборудования и, соответственно, электропотребления на них.
3. Более точные максимальные давления системы позволяют сделать правильный выбор исполнения технологических узлов по давлению.
4. Правильный выбор исполнения технологических узлов по давлению и насосного оборудования позволяет повысить точность оценки экономической эффективности проектов разработки месторождений.

Литература

1. *Woelflin W.* The viscosity of crude oil emulsions // API Drilling and Production Practice. New York: American Petroleum Institute, 1942. P. 148–153.
2. *Садыков А.Ф.* Симулятор многофазного потока PIPESIM – полный набор рабочих процессов для моделирования производственных операций // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 12(229). С. 70–74.
3. Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья: Приказ Минприроды России от 14.06.2016 № 356 (ред. от 07.08.2020) // Электронный фонд правовой и нормативно-технической информации. URL: <https://docs.cntd.ru/document/420365257> (дата обращения: 13.09.2024).
4. *Казанцев М.А., Трифонов А.А., Лебедева И.А.* и др. Обоснование параметров системы сбора на основе вероятностного моделирования профиля добычи на примере Тамбейского НГКМ // Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: Тезисы докладов II Научно-технической конференции. Сочи: Газпром ВНИИГАЗ, 2023. С. 16–17.

Способы коммерциализации проекта по разработке мультимедийных инструкций по охране труда для оператора по добыче нефти и газа

Саяпов И.Р.¹, Саяпова А.И.^{2*}, Мухаметшина Г.С.³, Герасимова М.В.⁴

1 – Сколковский институт науки и технологий (Сколтех), РФ, 121205, г. Москва, территория Инновационного центра «Сколково», Большой б-р, д. 30, стр. 1

2 – Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», РФ, 109028, г. Москва, Покровский б-р, д. 11

3 – Бирский филиал Уфимского университета науки и технологий, РФ, 452453, г. Бирск, ул. Интернациональная, д. 10

4 – Уфимский государственный нефтяной технический университет, РФ, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*adel.bikbauva2002@yandex.ru

Ключевые слова: фриимиум, мультимедийная инструкция, коммерциализация

Актуальность работы обусловлена увеличением аварийных ситуаций на месторождениях. При проведении идентификации опасностей на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа определено, что 25% несчастных случаев происходит из-за небезопасных условий, а 75% – из-за небезопасных действий работника. Мультимедийные инструкции могут значительно улучшить процесс обучения операторов по добыче нефти и газа, делая информацию более доступной и понятной. Разработка продукта и его успешная коммерциализация имеют большой потенциал для улучшения условий труда и повышения эффективности производственных процессов [1–3].

Объект исследования: разработка мультимедийных инструкций по охране труда для оператора по добыче нефти и газа.

Предмет исследования: сценарии коммерциализации и экономическая оценка проекта разработки мультимедийных инструкций по охране труда для оператора по добыче нефти и газа.

Мультимедийная инструкция в области промышленной безопасности имеет свои аналоги на рынке, и проведенный конкурентный анализ выявил ряд недостатков существующих продуктов. К числу этих недостатков относятся: низкий уровень вовлеченности пользователей в темы охраны труда, использование скучных и непривлекательных методов обучения, невыразительный и малопривлекательный внешний вид материалов, отсутствие возможностей для взаимодействия и обмена опытом, а также недостаток переносимости знаний и навыков в реальные рабочие ситуации. Указанные факторы были учтены при разработке учебно-методических материалов по охране труда с применением технологий виртуальной реальности.

Для успешной монетизации и распространения проекта необходимо применять различные стратегии и методы, которые смогут привлечь клиентов, увеличить прибыль и обеспечить устойчивое развитие компании (табл. 1).

Ценообразование для каждого способа будет зависеть от тарифа. Выбор оптимального тарифа будет зависеть от потребности заказчика (табл. 2).

Таблица 1. Способы коммерциализации проекта

Способ	Описание	Преимущества	Недостатки
Пейволл (платный доступ) системы подписок	Пользователи могут получить доступ к высококачественным видеоинструкциям, интерактивным тестам и игровым элементам,	– Постоянный источник дохода. – Удобство для клиентов оформления заказа. – Возможность предоставления обновлений.	Необходимо постоянно обновлять контент. Риск потери подписчиков.
Создание продукта	Организации могут приобрести персонализированную инструкцию.	Создание уникального продукта, что в дальнейшем обеспечивать повышение ценности продукта.	Высокие затраты на создание уникальной инструкции.
Прямые продажи	Продавать напрямую компании организациями через договор или презентации.	Персонализированный подход, прямая обратная связь.	Ограниченная аудитория, увеличение затрат на оплату труда, трудности масштабирования.
Фримиум (бизнес-модель)	Часть продукта бесплатно (демоверсия), далее дополнительные функции платно.	Быстрый доход, единоразовость продаж.	Низкая лояльность.

Таблица 2. Ценообразование

Способ	Ценообразование
Пейволл системы подписок	$C = 1,55 * Cт + C_{crm}/12$ (1.1) Где C – цена продукта $Cт$ – себестоимость тарифа C_{crm} – стоимость CRM системы 55 % – наценка
Создание уникального продукта – под заказ	$C = 1,55 * Cт + t * C + 3Пв$ (1.2) $Cт$ – себестоимость тарифа $Cк$ – стоимость консультации со специалистом по охране труда (1 час – 2000 руб.) t – длительность консультации $3пв$ – зарплата видеомонтажера
Прямые продажи	$C = 1,55 * Cт + Cп + 3Пп$ (1.3) $Cт$ – себестоимость тарифа $Cп$ – стоимость проезда до заказчика $3Пп$ – зарплата менеджеру по продажам
Фримиум	$C = 1,55 * Cт + Cо$ (1.4) $Cт$ – себестоимость тарифа $Cо$ – стоимость обслуживания сайта

Для сравнения двух способов коммерциализации – прямые продажи и фримиум – можно обратить внимание на несколько ключевых показателей (рис. 1).



Рис. 1. Сравнение двух способов коммерциализации

Проанализировав ключевые показатели двух способов коммерциализации – фримум и прямые продажи, сделали вывод, что фримум является более экономически привлекательным. В данном случае использование фримум модели для коммерциализации проекта разработки мультимедийной инструкции по охране труда для операторов добычи нефти и газа может помочь в стимулировании продаж, привлечении клиентов и увеличении прибыли за счет предложения дополнительных услуг и тарифных планов.

Литература

1. Дубина И.Н. Основы теории экономических игр: Учебное пособие. М.: КНОРУС, 2010. 208 с.
2. Задорожня Т. Ход слоном. Игровой помощник в достижении целей. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2019. 4 с.
3. Кондаурова, И.А. Анализ современных инновационных подходов в сфере обеспечения охраны труда // Вестник Донецкого национального университета. Серия В: Экономика и право. 2021. № 3. С. 179–186.

Разработка интегрального показателя качества функционирования трубопроводного транспорта

Серкин В.Е.

ООО «НИИ Транснефть», РФ, 117186, г. Москва, Севастопольский пр-т, д. 47а
SerkinVE@niitnn.transneft.ru

Ключевые слова: надежность, интегральная оценка, однородный марковский процесс, показатель качества

Актуальность работы обусловлена необходимостью решения проблемы совершенствования и повышения качества функционирования системы магистральных нефтепроводов (МН), которая является ключевым элементом транспортной инфраструктуры. Проблема заключается в недостаточной оценке эффективности работы МН и связанных с этим рисков. В качестве одного из направлений решения данной проблемы предлагается разработка интегрального показателя качества функционирования МН. Этот показатель должен учитывать как параметры надежности, так и потенциальные риски, возникающие из-за невыполнения договорных обязательств в результате инцидентов и аварийных ситуаций на магистральных нефтепроводах [1–4].

Множество показателей надежности сложных технических систем, которые отражают качество их работы, вычисляются с использованием однородных марковских процессов (ОМП) [5]. Эти показатели часто основываются на стационарных (конечных) вероятностях ОМП. К ним относятся стационарные коэффициенты готовности, коэффициенты технического использования и подобные им показатели, а также некоторые виды интегральных показателей качества работы технических систем.

Интегральные показатели качества играют ключевую роль в оценке эффективности работы сложных систем, таких как магистральные газопроводы и нефтепроводы. Рассмотрим подробнее два упомянутых показателя: значение штрафной функции и вероятность выполнения плана поставок.

1. Штрафная функция – этот показатель отражает финансовые санкции, которые накладываются на компанию за несвоевременную поставку продукции. Штрафная функция может быть определена как сумма всех штрафов, которые компания должна уплатить в случае задержек. Она учитывает не только размер штрафа, но и частоту таких задержек, что позволяет более точно оценить риски и потенциальные убытки.

2. Вероятность выполнения плана поставок – этот показатель измеряет вероятность того, что компания сможет выполнить свои обязательства по поставкам в установленные сроки. Он может быть рассчитан на основе исторических данных о выполнении планов, а также с учетом текущих условий, таких как состояние оборудования, наличие запасов и внешние факторы (например, погодные условия или политическая обстановка). Высокая вероятность выполнения плана поставок свидетельствует о надежности системы и ее способности удовлетворять потребности клиентов.

Системы, такие как магистральные газопроводы и нефтепроводы, проектируются с учетом необходимости обеспечения непрерывной и надежной поставки ресурсов. Они состоят

из множества элементов, включая резервные компоненты, которые могут быть активированы в случае выхода из строя основных. Это позволяет рассматривать такие системы как однородные марковские процессы, где состояние системы в любой момент времени зависит только от ее текущего состояния, а не от предыдущих состояний.

Магистральный нефтепровод рассматривается как сложная техническая система, процесс перехода которой по конечному множеству возможных состояний описывается однородным марковским процессом, задаваемым матрицей интенсивностей $\Lambda = \{\lambda_{i,j}\}$, где $\lambda_{i,j}$ – интенсивность перехода ОМП из состояния i в состояние j , $i, j = 1, \dots, n, i \neq j, n$ – число состояний МН. При этом интенсивности $\lambda_{i,j}$ определяются процессом отказов и восстановлений элементов, входящих в состав МН. Качество функционирования МН оценивается интегральным показателем качества, имеющим вид:

$$MQ(c, \pi(\Lambda)) = c_1 \cdot \pi_1(\Lambda) + \dots + c_n \cdot \pi_n(\Lambda), \quad (1)$$

где $\pi(\Lambda) = [\pi_1(\Lambda), \dots, \pi_n(\Lambda)]$ – вектор финальных вероятностей ОМП, $\pi_1(\Lambda) + \dots + \pi_n(\Lambda) = 1$; $c = [c_1, \dots, c_n]$ – вектор «весов», где каждая координата c_i , $i = 1, \dots, n$ вектора c является числовым параметром, характеризующим «вес» состояния i .

Интенсивность отказов (λ) и интенсивность восстановлений (μ) являются ключевыми параметрами, которые описывают частоту отказов и восстановлений элементов системы соответственно. Эти параметры могут быть определены на основе статистических данных, собранных в процессе эксплуатации системы.

Рассмотрим пример расчета доверительного интервала для интенсивности отказов (λ). Предположим, что у нас есть данные о времени работы до отказа для n элементов системы.

Среднее время работы до отказа (MTTF):

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{n},$$

где T_i – время работы до отказа для i -го элемента.

Точечная оценка интенсивности отказов:

$$\hat{\lambda} = \frac{1}{MTTF}.$$

Стандартная ошибка среднего:

$$SE = \frac{\sigma}{\sqrt{n}},$$

где σ – стандартное отклонение времени работы до отказа.

Доверительный интервал для интенсивности отказов:

$$\hat{\lambda} \pm z \cdot \frac{SE}{MTTF^2},$$

где z – критическое значение стандартного нормального распределения для заданного уровня доверия (например, $z = 1,96$ для 95% доверительного интервала).

Формулируется и решается задача расчета показателя качества линейной формы (1) при условии, что интенсивности переходов ОМП по своим состояниям имеют интервальные оценки $I_{i,j} = [\lambda_{i,j}^{(min)} \leq \lambda_{i,j} \leq \lambda_{i,j}^{(max)}, i \neq j, i, j = 1, \dots, n]$.

При этом в работе [6] описан алгоритм определения оптимального управления ОМП с доходом, частным случаем которого и является интегральный показатель качества функционирования. В работе [7] представлен алгоритм, позволяющий отыскивать такие значения векторов $\pi^{(min)}(\Lambda)$ и $\pi^{(max)}(\Lambda)$ финальных вероятностей ОМП, задаваемых соответственно матрицами Λ^{min} и Λ^{max} , на которых реализуются максимальное $Q(c, \pi^{max})$ и минимальное $Q(c, \pi^{min})$ значения показателя, которые и являются оценкой значения интервального показателя качества функционирования трубопроводного транспорта.

Рассмотрим частные виды интегрального показателя надежности:

1. Стационарный коэффициент готовности (СКГ) – это показатель, который отражает способность нефтепровода обеспечивать бесперебойную транспортировку нефти в условиях различных операционных и аварийных ситуаций. Этот коэффициент используется для оценки эффективности работы нефтепровода. Все c_i , для которых $i \in J$, равны единице, а остальные c_i равны нулю.

Формула для расчета СКГ может быть представлена следующим образом: $Q(c, \pi) = \pi(J)$, где $\pi(J) = \sum_{i \in J} \pi_i$, J – подмножество работоспособных состояний системы. Число состояний равно количеству элементов в системе плюс состояние, когда все элементы системы исправны. Пример расчета СКГ приведен в работе [8].

2. Показатель надежности – оценка потерь, связанных с неполной поставкой нефти, вызванных простоем оборудования на время ремонта. Формула для расчета совпадает с формулой (1). Число состояний равно количеству состояний для расчета СКГ. Вектор «веса» c в данном контексте интерпретируется как штраф за невыполнение плана поставок. Матрица переходов Λ определяется как матрица интенсивностей отказов и восстановлений элементов системы.

3. Показатель безопасности – число возможных состояний, которое определяется количеством аварийно-опасных происшествий в классификации. Вектор «веса» c в данном контексте интерпретируется как затраты на устранение аварии или инцидента. Элемент вектора c представляет собой величину денежных средств, начисляемую за устранение конкретного происшествия.

Выводы

В работе представлен интегральный показатель качества при заданных интервалах интенсивностей перехода, а также рассмотрены частные случаи интегрального показателя

надежности. Предложенный показатель является универсальным и может быть применен не только для оценки качества в трубопроводном транспорте, но и в других отраслях, где процесс можно описать однородным марковским процессом.

Литература

1. *Сухарев М.Г., Карасевич А.Н.* Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. 272 с.
2. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник. Т. 3. Надежность систем газо- и нефтеснабжения: В 2 кн. / Под ред. М. Г. Сухарева. М.: Недра, 1994. 414 с.
3. *Ливанов Ю.В.* Задача управления технологической системой с учетом надежности. М.: Вычислительный центр АН СССР, 1987. 21 с.
4. *Карманов А.В., Орлова К.П.* Алгоритм определения риска на опасных производственных объектах // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2022. № 2(583). С. 36–40. [https://doi.org/10.33285/2782-604X-2022-2\(583\)-36-40](https://doi.org/10.33285/2782-604X-2022-2(583)-36-40)
5. *Половко А.М., Гуров С.В.* Основы теории надежности: Учебное пособие. Изд. 2-е, перераб. и доп. СПб.: БХВ-Петербург, 2006. 702 с.
6. *Ховард Р.* Динамическое программирование и марковские процессы. М.: Советское радио, 1964. 189 с.
7. *Карманов А.В., Орлова К.П., Серкин В.Е., Токарев М. А.* Решение задачи устойчивости стационарного показателя качества сложных технических систем // Надежность. 2023. № 4. С. 3–7. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2023-23-4-3-7>
8. *Орлова К.П., Серкин В.Е.* Метод расчета стационарного коэффициента готовности при неполных исходных данных // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2023. № 3(596). С. 61–64. [https://doi.org/10.33285/2782-604X-2023-3\(596\)-61-64](https://doi.org/10.33285/2782-604X-2023-3(596)-61-64)

Предпосылки и разработка подхода прогнозирования начальных дебитов нефтяных скважин с использованием технологии машинного обучения

Степаненко И.Б.*, **Лекомцев А.В.****

Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
РФ, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, д. 29
*stepanenko2403@gmail.com, ** alex.lekomtsev@mail.ru

Ключевые слова: стартовые дебиты скважин, машинное обучение, анализ больших данных

Нефтегазовая отрасль, являясь фундаментальным сектором мировой и отечественной экономики, в последние годы сталкивается с множеством вызовов, связанных с увеличением стоимости добычи, истощением традиционных запасов углеводородов и повышенным вниманием в сфере обеспечения экологической безопасности. В это же время современный уровень цифровизации нефтегазового сектора охватывает все аспекты: от геологоразведки до поверхностного обустройства месторождений и подготовки углеводородов на площадных объектах. Генерируемые огромные массивы данных сложно поддаются анализу и обработке традиционными методами. В сложившихся условиях использование больших данных совместно с алгоритмами машинного обучения приобретает особую актуальность, открывая новые возможности для оптимизации производственных процессов и повышения эффективности деятельности компаний [1–3].

Определение стартового дебита нефтяной скважины является первоочередной задачей в отрасли. Рассчитанные по зарубежным и отечественным математическим формулам притока теоретические начальные дебиты нефти и жидкости скважин никак не соотносятся с фактическими значениями. Таким образом, использование новых современных методов и алгоритмов прогнозирования, таких как машинное обучение, является перспективным направлением дополнительной оценки эффективности ввода.

В работе показано одно из решений описанной выше проблемы – прогнозирования стартовых дебитов нефти скважин в различных точках пласта с использованием алгоритмов машинного обучения [4, 5] (рис. 1). Решение данной задачи имеет большое практическое значение, поскольку точное прогнозирование позволяет оптимизировать процессы проектирования разработки месторождения, увеличивая эффективность эксплуатации месторождений.

Входными данными для решаемой задачи являются геолого-промысловая информация о месторождениях и скважинах, а также историческая информация об объемах добычи углеводородов. При создании моделей машинного обучения данные разбиваются на тренировочные и тестовые. В тестовое подмножество отобраны последние несколько скважин, пробуренные на крупных объектах разработки. Метрикой качества модели выбрана средняя абсолютная ошибка, которая не превышает на тестовом подмножестве 3 т/сут нефти при прогнозировании алгоритмом градиентного бустинга.

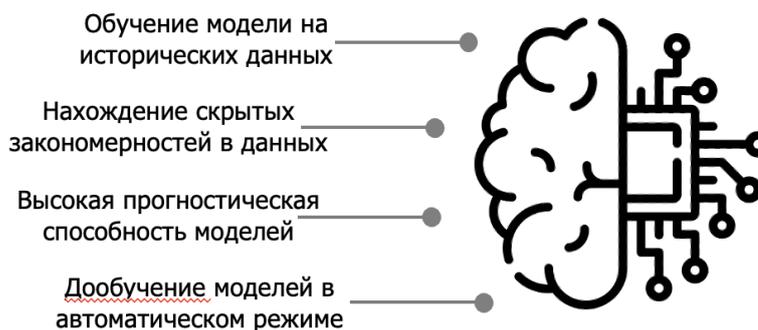


Рис. 1. Основные преимущества использования алгоритмов машинного обучения

Разработанная модель машинного обучения по прогнозированию стартовых дебитов нефтяных скважин позволяет повысить скорость и качество планируемых мероприятий, а также получить технологический эффект за счет дополнительной верификации эффектов от планируемых мероприятий.

Литература

1. Морозов М.А. Использование больших данных в нефтегазовой промышленности // Вестник Российского экономического университета им. Г.В. Плеханова. Вступление. Путь в науку. 2019. № 3(27). С. 117–124.
2. Азиева Р.Х., Таймасханов Х.Э. Необходимость и возможности использования цифровых технологий в нефтегазовой отрасли в условиях цифровой трансформации экономики // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. 2020. № 5(125). С. 178–185.
3. Студенов Ю.И. Аналитика больших данных в нефтегазовой сфере // Форум молодых исследователей: Сб. статей II Международной научно-практической конференции. Пенза: Наука и Просвещение (ИП Гуляев Г.Ю.), 2022. С. 90–92.
4. Ильяшенко В.М. Технологии машинного обучения в нефтегазовой отрасли // Повышение управленческого, экономического, социального и инновационно-технического потенциала предприятий, отраслей и народно-хозяйственных комплексов: Сб. статей XIII Международной научно-практической конференции. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2022. С. 116–119.
5. Фаталиев Т.Х., Мехтиев Ш.А. Концептуальные вопросы применения технологий искусственного интеллекта в нефтегазовом комплексе // Информационные технологии. Проблемы и решения. 2020. № 3(12). С. 74–79.

Моделирование и оптимизация выбора предпочтительной технологии подготовки газа и нестабильного конденсата в условиях Крайнего Севера

Степин Ю.П.*, **Мухина А.Г.****

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

*stepin.y@gubkin.ru, **mukhina.a@gubkin.ru

Ключевые слова: установка комплексной подготовки газа, установка подготовки нестабильного конденсата, многоагентные компьютерные системы поддержки принятия решений, марковские модели, метод динамики средних

Распределенные объекты газодобывающего комплекса (ГДК) обладают сложностью, чувствительностью к изменению состояния производственной среды. При реализации задач развития нефтегазового комплекса представители подразделений газодобывающего производства не только решают вопросы оперативного и тактического управления объектами добычи газа, но и проводят комплексный анализ сведений о состоянии объектов ГДК, а также учет и обнаружение неисправностей. Кроме того, на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), системах охлаждения газа (СОГ) и установках подготовки нестабильного конденсата (УПНК) актуальна проблема отбензинивания, осушки и охлаждения газа, роста качественных показателей подготовки газа и конденсата, исключения осложнений ввиду образования гидратов и снижения расхода ингибитора гидратообразования. Решение подобных проблем рассмотрено в [1, 2], однако вопрос разработки и совершенствования математических моделей и алгоритмов оптимизации функционирования критически важных производственных объектов системы «УКПГ–СОГ–УПНК» остается недостаточно проработанным. Это обусловлено, прежде всего, территориальной распределенностью объектов добычи углеводородов, влиянием внешних факторов на состояние процессов добычи и подготовки газа и конденсата, извлекаемых ресурсов, взаимовлиянием и координацией работы групп объектов как в рамках УКПГ, так и групп объектов, функционирующих в составе системы «УКПГ–СОГ–УПНК».

Для проведения операций производственно-технического обслуживания (ПТО) объектов ГДК разработан алгоритм многокритериального выбора предпочтительного варианта технологии подготовки газа в условиях низких температур применительно к нефтегазоконденсатным месторождениям Крайнего Севера. В целях определения переходов групп объектов УКПГ, СОГ и УПНК из состояния в состояние используется аппарат марковских случайных процессов с дискретными состояниями. На основе применения метода динамики средних [3] определены средние численности работоспособных и неработоспособных состояний каждой группы объектов УКПГ, полученные результаты использованы для расчета и оптимизации рисков [4, 5] при функционировании групп объектов УКПГ. При этом модели оптимизации реализованы для следующих технологий подготовки газа и конденсата: отбензинивание, основанное на применении технологий низкотемпературной сепарации (НТС) газа [6], осушка газа согласно технологиям низкотемпературной абсорбции (НТА) [1, 2]. При этом для НТС

принято рассмотрение трех типов технологий: с дросселированием, с рациональным использованием ингибитора гидратообразования, с применением оборудования системы регенерации гликоля. Для НТА рассматриваются технологии промышленной НТА (ПНТА) и масляной абсорбции (МА).

Для каждого вида технологии подготовки определены ведущие группы объектов комплексной подготовки газа. Предложены выражения, определяющие отношение средней численности работоспособных и неработоспособных состояний к общей численности состояний для групп объектов для технологий НТС и НТА. Определены зависимости между средними численностями работоспособных состояний ведущей группы объектов УКПГ и групп объектов в составе УКПГ согласно рассматриваемым технологиям подготовки газа и конденсата. Полученные выражения использованы для определения взаимосвязи функционирования групп объектов УКПГ согласно применяемой технологии интенсивностей переходов групп объектов УКПГ из состояния в состояние.

По результатам применения разработанных моделей оптимизации получены уточненные величины комплексных показателей эффективности применения технологий подготовки газа в условиях Крайнего Севера (с различием показателей от 10% до 20% в сравнении с результатами, полученными без учета расчета вероятностей пребывания групп объектов УКПГ в работоспособных состояниях). По результатам выполнения оптимизации рисков для технологии НТС с дросселированием выявлено снижение суммарного риска при функционировании ведущей группы объектов «сепараторы» на 30% в сравнении с величиной, полученной без проведения процедуры оптимизации (для «теплообменников» снижение суммарного риска составляет 16%, а для «разделителей жидкости» – 5%). В табл. 1 приведены результаты оптимизации рисков для функционирования трех основных групп объектов УКПГ, функционирующих согласно технологиям отбензинивания газа: «сепараторы», «разделители жидкости» и «теплообменники».

Таблица 1. Результаты оптимизации рисков функционирования групп объектов «сепараторы», «разделители жидкости» и «теплообменники»

Наименование группы объектов	Наименование типа риска (критерия)	Величина риска	Величина риска (оптимизация)
Сепараторы	Риск недополучения дохода при функционировании группы «сепараторы»	19,45	13,81
	Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	9,93	6,67
	Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на техническое обслуживание	29,37	20,47
Разделители жидкости	Риск недополучения дохода при функционировании группы «разделители жидкости»	14,39	14,98
	Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	8,44	6,64
	Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на техническое обслуживание	22,83	21,62
Теплообменники	Риск недополучения дохода при функционировании объектов «теплообменники»	15,36	6,96
	Сумма рисков затрат, определяемых неработоспособностью объектов	8,15	12,74
	Суммарный риск затрат от недополучения дохода и осуществления затрат на техническое обслуживание	23,49	19,7

Программная реализация модуля выполнена с применением среды разработки многоагентных систем JADE, реализующей обмен сообщениями с помощью спецификаций FIPA, MASIF и CORBA IDL в рамках взаимодействия программных агентов разработанной многоагентной адаптивной компьютерной системы поддержки принятия решений (МАКСППР) по оптимизации управления ПТО ГДК. На рис. 1 отображена укрупненная архитектура программного комплекса МАКСППР по оптимизации адаптивного управления ПТО ГДК.

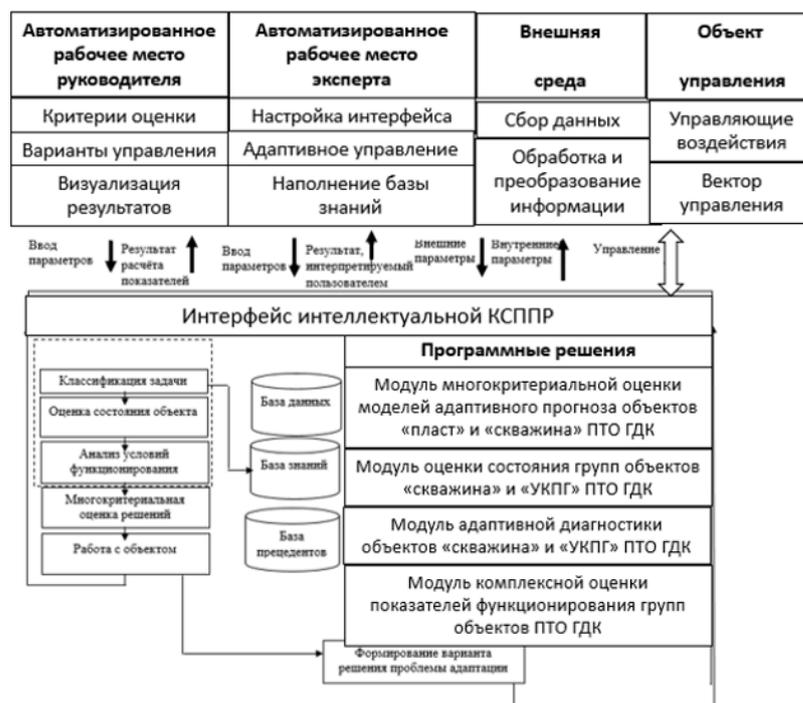


Рис. 1. Архитектура многоагентной адаптивной КСППР по оптимизации адаптивного управления ПТО ГДК

Программным агентам МАКСППР присущи свойства реактивности, проактивности и взаимодействия с другими объектами в процессе выполнения задач и достижения цели.

Разработанное математическое и программное обеспечение может быть рассмотрено в составе автоматизированной системы управления УКПГ для контроля состояния объектов УКПГ, СОГ и УПНК, изменения технологических режимов эксплуатации объектов подготовки газа и конденсата и снижения рисков недополучения дохода, а также затрат на техническое обслуживание объектов подготовки газа. Разработанные модели, алгоритм и программный модуль в перспективе могут быть использованы для поддержки функционирования системы оповещения о неработоспособных состояниях объектов ГДК, а также в целях совершенствования автоматизированной системы диагностики рекуперативных теплообменников на установках НТС.

Литература

1. Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А. и др. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений // Вести газовой науки. 2015. № 3(23). С. 100–108.

2. *Абрамкин С.Е., Душин С.Е., Первухин Д.А.* Проблемы разработки систем управления газодобывающими комплексами // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. 2019. Т. 62, № 8. С. 685–692. <https://doi.org/10.17586/0021-3454-2019-62-8-685-692>
3. *Тараканов К.В., Овчаров Л.А., Тырышкин А.Н.* Аналитические методы исследования систем. М.: Советское радио, 1974. 240 с.
4. *Степин Ю. П., Трахтенгерц Э. А.* Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами: Учебное пособие. Кн. 1. Методы и алгоритмы формирования управленческих решений. М.: Вектор ТиС, 2007. 384 с.
5. *Колемаев В.А.* Математические методы и модели исследования операций. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2008. 592 с.
6. *Мухина А.Г., Степин Ю.П., Жаманкина А.* Моделирование и оптимизация выбора технологии комплексной подготовки газа // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2023. № 9. С. 20–33. [https://doi.org/10.33285/2782-604X-2023-9\(602\)-20-33](https://doi.org/10.33285/2782-604X-2023-9(602)-20-33)

Будущее нефтегазовой отрасли: инструменты исследования ожиданий молодежи от обучения и профессионального роста в компании

Суханова В.М.

ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр», РФ, 625026, г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53
VMSukhanova@novatek.ru

Введение

В мире нефтегазовой индустрии, где технологии и стратегии постоянно эволюционируют, ключевым активом стали не только инновации и ресурсы, но и человеческий капитал – в том числе молодые специалисты, обладающие свежими идеями и амбициями. В современном контексте их мотивация и профессиональные интересы формируются под влиянием множества факторов, начиная от изменяющихся общественных ориентиров и заканчивая неопределенностью профессиональных перспектив и социально-психологическими вызовами. Понимание этих динамик играет критическую роль в разработке эффективных стратегий взаимодействия и поддержки молодежи в их стремлениях и целях.

Настоящее исследование посвящено выявлению основных вызовов, а также предложению новых инструментов, помогающих разработать решения для повышения мотивации и удержания молодых кадров в нефтегазодобывающих компаниях.

Описание предлагаемой методики

Исследование основано на продуктивном подходе, который заключается в междисциплинарной интеграции методов маркетинга, IT и социологических исследований для анализа и улучшения взаимодействия с молодыми специалистами. Уникальность подхода обусловлена его многоуровневым и сегментированным характером, который позволяет глубоко и детально изучить каждый этап взаимодействия с молодежной аудиторией и адаптировать стратегии под конкретные потребности и ожидания целевой группы.

В данном исследовании выделяются четыре основных сегмента молодежной аудитории, которые могут варьироваться в зависимости от особенностей компании:

1. Студенты вузов, не устроенные на практику.
2. Студенты, проходящие стажировку.
3. Молодые специалисты, работающие в организации не менее 1–3 лет.
4. Молодые специалисты, работающие в организации не менее 4–6 лет.

Деление молодежной аудитории на сегменты позволяет более четко понять их ожидания и проблемы, а также разрабатывать целенаправленные и эффективные решения для каждой группы.

Первый этап: подготовительный

На этом этапе проводятся ознакомительные мероприятия, которые помогают снять барьеры, вызывают у аудитории положительные эмоции и готовность к открытому диалогу, что делает последующие этапы исследования более эффективными. Экскурсии на производство, беседы, лекции, встречи с экспертами отрасли создают первоначальное вовлечение и интерес у молодых специалистов. Это позволяет установить доверительные отношения и подготовить участников к более продуктивной работе в фокус-группах.

Второй этап: фокус-группы

На втором этапе проводятся стратегические сессии с фокус-группами для каждого сегмента. Основная цель – детализированное изучение всех этапов взаимодействия с компанией: поиск работы, собеседование, трудоустройство, стажировка/работа, развитие, взаимодействие с коллективом и корпоративная жизнь и т. д. Участники с модератором оценивают и описывают каждый этап по различным параметрам: способ контакта, точки контакта, КРІ компании, мысли представителя, ожидания, возникающие трудности, пути решения и эмоциональный фон (рис. 1).

Особенность этого этапа – максимальное вовлечение участников. Их не просто слушают, а активно вовлекают в процесс, создавая атмосферу, где их мнение имеет значение. Объясняя им цель исследования и показывая, как их мнение будет использоваться, обеспечивается более активное участие и желание помочь.

Сегмент, представитель (с кем происходит)	Ситуация определяющая взаимодействие (что происходит)							Цели исследования (для чего анализ)
Этапы	поиск работы	собеседование	трудоустройство	стажировка	развитие	коллектив	корпоративная жизнь	
Способ контакта								
Точки контакта								
Представитель								
Цели представителя								
КРІ компании								
Действия								
Эмоция представителя								
Мысли представителя								
Проблемы представителя								
Ожидания представителя								
Решение для теста (характеристика или элемент предложения решающие проблему потребителя)								

Рис. 1. Шаблон для заполнения в фокус-группах

Третий этап: глубинные интервью

Этот этап включает проведение глубинных интервью с наиболее активными участниками фокус-групп. Интервью продолжительностью от 30 до 120 минут помогают получить более детализированные данные о мотивации, проблемах и предпочтениях молодежи. Помимо основной тематики рассматриваются смежные вопросы. Используются открытые вопросы, подразумевающие развернутый ответ. Преимущества глубинных интервью: выявление упущенных моментов, глубокое понимание мотивов и ожиданий, формирование точных гипотез и прототипов решений.

Четвертый этап: структурированные опросы

На завершающем этапе проводятся структурированные опросы на широкую аудиторию для проверки гипотез, сформулированных на основе фокус-групп и глубинных интервью. Опросы должны содержать не более 30 вопросов с выбором ответа и дублирующие вопросы для проверки достоверности. На основе полученной информации уточняются и корректируются выводы, формируется стратегия.

Методика исследования начинается с широкого охвата каждого сегмента молодежной аудитории через фокус-группы (рис. 2). В ходе этих сессий выявляются ключевые участники для более детализированных глубинных интервью, что позволяет сузить воронку и глубже понять мотивацию, трудности и потребности молодежи. На основе полученных данных уточняются гипотезы. Затем воронка снова расширяется: создается большой опрос, основанный на сформулированных гипотезах, который запускается на широкую аудиторию внутри каждого сегмента. Результаты всех этапов – фокус-групп, глубинных интервью и широких опросов – анализируются для выявления специфических проблем и путей их решения. Эти выводы интегрируются в общую стратегию развития на год, что обеспечивает точное и эффективное решение проблем молодежной аудитории.

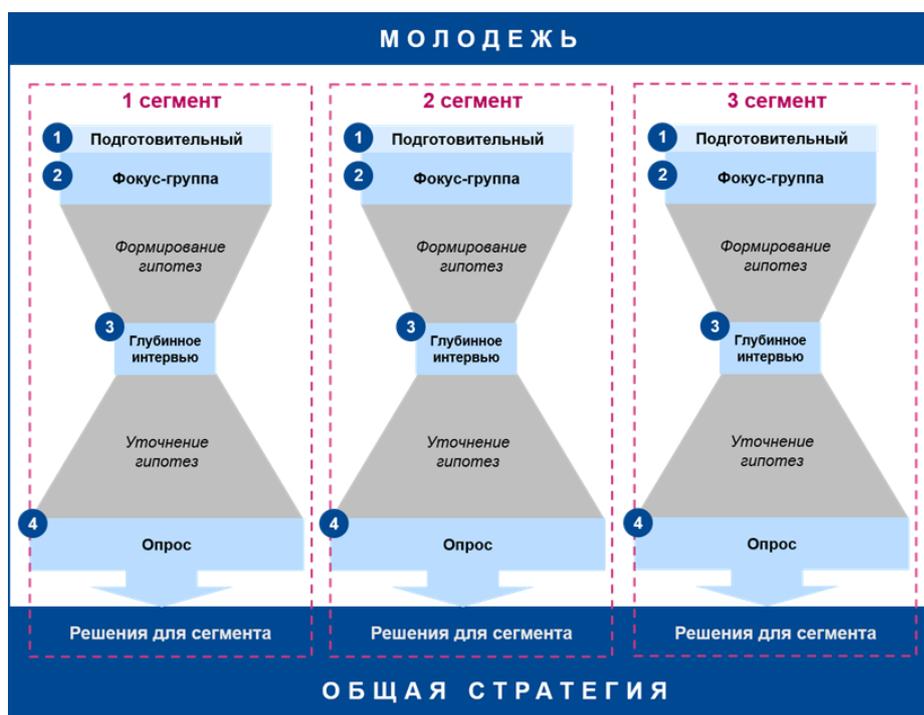


Рис. 2. Схема реализации исследования

Многоуровневый и сегментированный характер подхода позволяет учитывать разнообразие потребностей и ожиданий молодежи, что способствует разработке точных и релевантных решений для компаний. Рекомендуется проводить данное исследование ежегодно для поддержания актуальности инструментов и программ.

Практическое применение подхода

Рассмотрим применение данного метода на примере реального кейса ООО «НОВАТЭК НТЦ». Компания начала исследование с определения четырех вышеописанных сегментов молодежной аудитории. Для участия были выбраны представители из различных отделов и подразделений компании, чтобы охватить широкий спектр мнений и опыта. Для первого сегмента были выбраны студенты Тюменского индустриального университета.

Этапы:

1. Первый этап: подготовительный. Проведены вовлекающие мероприятия для установления контакта и повышения интереса (4 группы по 15 человек).

2. Второй этап: фокус-группы. Идентификация проблем и ключевых этапов взаимодействия (4 группы по 15 человек).

3. Третий этап: глубинные интервью. Детализированное изучение выявленных проблем (8 человек).

4. Четвертый этап: структурированные опросы. Проверка гипотез на широкой аудитории (210 человек).

Поэтапное исследование выявило ряд болевых точек в разных сегментах, вот некоторые из них:

Сегменты 1, 2

Проблема: недостаток информации о вакансиях, отсутствие обратной связи на поданные резюме (неясность, следует ли ожидать ответа или подавать резюме в другие компании), страхи и неуверенность на этапе собеседования (непонимание, как правильно подготовиться).

Решение: сайт с личным кабинетом, где можно отслеживать вакансии, статус резюме и использовать чек-листы по подготовке к собеседованию.

Общие проблемы для всех сегментов

– Запрос на вовлечение в стратегические вызовы компании и желание быть в курсе крупных проектов.

Решение: лекции о крупных проектах и вызовах компании. Технологические дни для студентов и молодых ученых через программу «Платформа инноваций», где можно представить свой проект на актуальные вызовы компании. Возможность наставничества для доработки проекта, трудоустройства и стажировки.

– Проблема: отсутствие четкого понимания ожиданий от руководителя и планов по развитию.

Решение: внедрение индивидуальных планов развития, создание образовательных программ для молодежи, таких как «Лекторий», «Гранит науки», «Геошкола», бизнес-игра «Нефтегазовая стратегия» и др.

Заключение

Разработанная методика позволяет создавать решения для актуальных вызовов каждого целевого сегмента молодежной аудитории посредством многослойного анализа их потребностей. Этот подход формирует более точные и эффективные стратегии привлечения, удержания и развития талантов, подчеркивая важность комплексных методологических инструментов в управлении человеческими ресурсами.

Применение методики в ООО «НОВАТЭК НТЦ» дало возможность глубоко изучить взаимодействие с молодежной аудиторией и выявить ключевые ожидания и проблемы. На основании этих данных были разработаны и внедрены продуктовые решения, которые продемонстрировали высокую эффективность и значимость для компании.

Результаты исследования подтверждают, что предложенный подход является эффективным инструментом для улучшения взаимодействия и создания постоянного диалога с молодежью. Это, в свою очередь, способствует снижению текучести кадров и повышению мотивации сотрудников в нефтегазовой отрасли, укрепляя позиции компании на рынке труда и повышая ее конкурентоспособность.

Математическая модель для построения синтетической сейсмограммы

Фонин А.А.

Саратовский национальный исследовательский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского, РФ, 410012, г. Саратов, ул. Астраханская, д. 83
fonin.a@mail.ru

Ключевые слова: математическое моделирование, синтетическая сейсмограмма, акустомеханические характеристики геологического разреза, сейсморазведка

Несмотря на широкое использование компьютеров в обработке сейсмических данных, процесс интерпретации остается частично автоматизированным, требуя присутствия геолога-интерпретатора для качественного анализа и понимания информации.

В работах научной группы [1–3] предложен новый способ проведения сейсморазведочных работ, а также предварительная обработка сейсмических данных с целью очищения сейсмотрасс от невертикальных сигналов, пришедших на приемники акустического сигнала от посторонних артефактов, находящихся на удалении от вертикали расположения приемников. Цель работы заключается в получении экспериментальной сейсмограммы, которая несет в себе информацию о времени и амплитуде каждого отраженного от границ под датчиками импульса, пришедшего на них по вертикали.

Получение очищенной сейсмограммы важно для дальнейшей интерпретации данных, так как, согласно предложенному методу [1–3], полученная экспериментальная сейсмограмма сравнивается с помощью вычислительных алгоритмов с расчетной синтетической и производится поиск параметров геологического разреза на вертикали под датчиками.

Для понимания построения сейсмических данных необходим обзор физических принципов, управляющих движением акустических волн через слоистую среду.

Распространение импульса в среде происходит за счет колебаний частиц породы согласно форме начального импульса и передачи таких колебаний соседним частицам породы, увеличивая фронт распространения волны. Таким образом, форма колебания каждой отдельно взятой частицы подобна форме колебания частиц, откуда пришла волна. Импульсы колебания частиц в различных точках пространства отличаются друг от друга фазой и амплитудой.

Тогда для получения сейсмотрассы, которая характеризует колебание точки среды можно записать [4]:

$$P(T) = \int_{f_1}^{f_2} A \cdot \Phi(f) e^{i2\pi f(t-T)} df, \quad (1)$$

где: A – функция, определяющая затухание колебаний точки среды;

$\Phi(f)$ – частотная составляющая входного сигнала;

t – время пробега волны от источника до рассматриваемой точки;

T – время, отсчитываемое от момента возбуждения, f – частота.

Сейсмические волны распространяются через различные слои Земли, каждый из которых имеет свой акустический импеданс Z . Процент энергии, которая отразится, определяется разницей в акустических импедансах Z . При переходе сейсмической волны из одной среды в другую происходит изменение акустического импеданса, что приводит к отражению и преломлению волны.

Акустические импедансы для падающей, отраженной и прошедшей волн равны соответственно:

$$Z_{\text{пад}} = Z_{\text{отр}} = \frac{r_n \vartheta_n}{\cos \alpha_n} = Z_n; \quad Z_{\text{прош}} = \frac{r_{n+1} \vartheta_{n+1}}{\cos \gamma_n} = Z_{n+1}, \quad (2)$$

где α_n – угол падения волны на n -ую границу;

γ_n – угол преломления от n -ой границы;

ϑ_n и ϑ_{n+1} – скорости распространения акустической волны в n и $n+1$ слое, соответственно;

r_n и r_{n+1} – плотности пород в n и $n+1$ слое, соответственно.

Тогда коэффициент, учитывающий уменьшение амплитуды из-за отражения на границе раздела сред, можно рассчитать через импедансы:

$$V_{n,n+1} = \frac{Z_n - Z_{n+1}}{Z_n + Z_{n+1}} = \frac{r_n \vartheta_n / \cos \alpha_n - r_{n+1} \vartheta_{n+1} / \cos \gamma_n}{r_n \vartheta_n / \cos \alpha_n + r_{n+1} \vartheta_{n+1} / \cos \gamma_n}. \quad (3)$$

Коэффициент для волны, прошедшей в следующий слой, вычисляется следующим образом:

$$W_{n,n+1} = \frac{2Z_{n+1}}{Z_n + Z_{n+1}} = \frac{2r_{n+1} \vartheta_{n+1} / \cos \gamma_n}{r_n \vartheta_n / \cos \alpha_n + r_{n+1} \vartheta_{n+1} / \cos \gamma_n}. \quad (4)$$

Данные коэффициенты учитывают изменение фазы колебания волны при отражении от акустически более плотного слоя, т. е. когда $Z_{n+1} > Z_n$, так как коэффициент отражения в этом случае будет отрицательным, что поменяет полярность импульса.

Акустическая волна, источником которой является взрыв в некоторой точке пространства, распространяется во все стороны, образуя сферический фронт волны. Энергия, отдаваемая источником в процессе распространения, распределяется по все большей поверхности фронта. Это приводит к тому, что энергия, приходящаяся на единицу поверхности фронта, уменьшается, что является причиной уменьшения амплитуды колебаний частиц среды. Для сферической волны, фронтом которой является сфера с радиусом, возрастающим пропорционально скорости распространения фронта, амплитуда смещений обратно пропорциональна пройденному расстоянию.

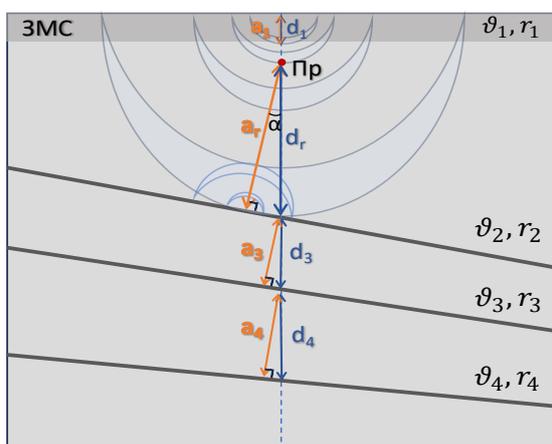
В случае вертикально распространяющихся волн такое расстояние будет равно толщине слоя, однако при наклонных границах (рис. 1) сферический фронт, распространяясь равномерно во все стороны, в первую очередь достигнет ближайшей точки к источнику сигнала, которую можно найти, построив перпендикуляр от источника сигнала к рассматриваемой границе. Так как

данное расстояние не несет в себе полезной для интерпретации информации, необходимо это расстояние выразить через толщину слоя под приемником сигнала, исходя из геометрических соображений:

$$a_n = d_n \cos \alpha. \quad (5)$$

Распространяясь, амплитуда колебаний затухает со временем не только из-за увеличения фронта волны, но также из-за потерь энергии в результате трения или других видов сопротивления в среде, через которую распространяется волна.

Этот процесс может быть описан с помощью добротности (Q), который является мерой затухания колебаний [5]. Добротность определяется как отношение максимальной энергии, хранимой в системе к потерям энергии за один период колебаний. Чем выше значение добротности, тем меньше потери энергии и, следовательно, меньше затухание акустической волны.



α – угол наклона границы и угол падения волны,
 Пр – приемник акустического сигнала,
 d_r – расстояние от приемника до границы по вертикали,
 d_n – толщины соответствующих слоев на вертикали под приемником,
 a_r – кратчайшее расстояние от приемника до границы,
 a_n – кратчайшие расстояния между границами под приемником,
 r_n – плотности соответствующего слоя,
 v_n – скорость продольной акустической волны в соответствующем слое,
 ЗМС – зона малых скоростей – верхний слой Земли

Рис. 1. Схема распространения сферической акустической волны в геологической структуре с наклонными границами слоев

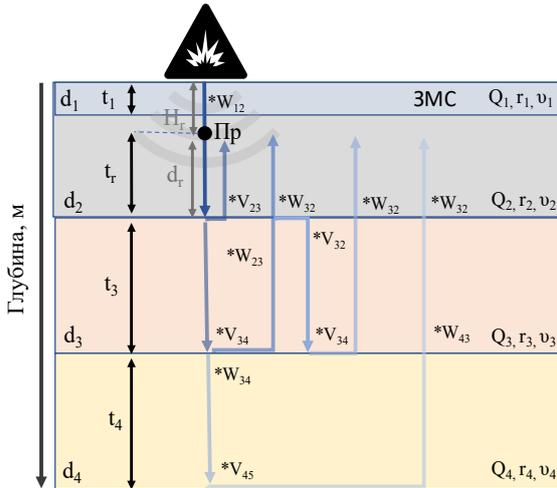
Влияние добротности на вид итоговой сейсмограммы можно учесть, вводя множитель в подынтегральное выражение (1):

$$e^{-i\pi f \left(\frac{t_1}{Q_1} + \frac{t_2}{Q_2} + \dots \right)}, \quad (6)$$

который описывает затухание амплитуды в течении времени пробега (t) волны [6].

В результате, параметры, влияющие на амплитуду и фазу импульсов, отраженных от границ раздела сред, зависят от плотностей и добротностей пород, скорости распространения акустической волны в слоях, их толщины и угла наклона границ.

Приведем математическую модель для расчета синтетической сейсмограммы, зарегистрированной приемником акустического сигнала, который расположен во втором слое (рис. 2).



H_r – глубина расположения приемника,
 d_r – расстояние от приемника до первой границы раздела пород,
 V_n – коэффициент отражения от соответствующей границы слоя,
 W_n – коэффициент прохождения через границу,
 t_n – время прохождения волны через слой,
 t_r – время прохождения волны от приемника до первой границы под ним,
 d_n – толщина соответствующего слоя,
 Q_n – добротность среды,
 r_n – плотность,
 v_n – скорость продольной волны. ЗМС – зона малых скоростей

Рис. 2. Схема распространения акустической волны в слоистой среде, когда приемник акустического сигнала (Пр) расположен во втором слое

Согласно схеме (рис. 2) волна от точки взрыва проходит первый слой – ЗМС, преодолевая расстояние $a_1 = d_1$, затратив при этом время t_1 , далее проходит, преломляясь ($*W_{12}$), границу между ЗМС и вторым слоем, затем проходит второй ($a_2 = d_2$) слой за время t_2 , и, отражаясь от границы между вторым и третьим слоями ($*V_{23}$), возвращается к приемнику, расположенному на расстоянии $a_r = d_r$ от второй границы, затратив время t_r .

Тогда, выражение для первого импульса будет включать такие коэффициенты как W_{12} , V_{23} – из-за преломления на первой границе (между первым слоем (ЗМС) и вторым) и отражения от второй (между вторым и третьим слоями), $\frac{1}{a_1 + a_2 + a_r}$ – из-за убывания амплитуды обратно пропорционально пройденному расстоянию и $e^{-i\pi f(\frac{t_1 + t_2 + t_r}{Q_1 + Q_2})}$ – учет влияния добротности среды, включая время прохождения первого (t_1) и второго слоя плюс время от границы до приемника обратно ($t_2 + t_r$):

$$P_1(T) = \int_{f_1}^{f_2} df \Phi(f) \left[W_{12} V_{23} e^{i2\pi f(t_1 + t_2 + t_r - T)} e^{-i\pi f(\frac{t_1 + t_2 + t_r}{Q_1 + Q_2})} \frac{1}{a_1 + a_2 + a_r} \right]. \quad (7)$$

Подобным образом строится математическая модель для всех необходимых импульсов. Приведем итоговую математическую модель, учитывающую импульсы волны, отраженной от трех границ под приемником сигнала и один повторно отраженный импульс (см. рис. 2):

$$P(T) = \int_{f_1}^{f_2} df \Phi(f) \left[W_{12} V_{23} e^{i2\pi f(t_1 + t_2 + t_r - T)} e^{-i\pi f(\frac{t_1 + t_2 + t_r}{Q_1 + Q_2})} \frac{1}{a_1 + a_2 + a_r} + \right. \\
W_{12} W_{23} V_{34} W_{32} e^{i2\pi f(t_1 + t_2 + 2t_3 + t_r - T)} e^{-i\pi f(\frac{t_1 + t_2 + t_r + 2t_3}{Q_1 + Q_2 + Q_3})} \frac{1}{a_1 + a_2 + 2a_3 + a_r} + \\
W_{12} W_{23} V_{34}^2 V_{32} W_{32} e^{i2\pi f(t_1 + t_2 + 4t_3 + t_r - T)} e^{-i\pi f(\frac{t_1 + t_2 + t_r + 4t_3}{Q_1 + Q_2 + Q_3})} \frac{1}{a_1 + a_2 + 4a_3 + a_r} + \\
\left. W_{12} W_{23} W_{34} V_{45} W_{43} W_{32} e^{i2\pi f(t_1 + t_2 + 2t_3 + 2t_4 + t_r - T)} e^{-i\pi f(\frac{t_1 + t_2 + t_r + 2t_3 + 2t_4}{Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4})} \frac{1}{a_1 + a_2 + 2a_3 + 2a_4 + a_r} \right]. \quad (8)$$

Выражения (1–8) составляют общую математическую модель построения синтетической сейсмограммы, с помощью которой можно рассчитать зависимость амплитуды колебания от времени для любой точки пространства, если известны плотности, добротности, скорости распространения продольной акустической волны пород геологического разреза, толщины слоев и углы наклона границ.

Литература

1. *Фонин А.А., Сучков С.Г., Николаевцев В.А., Михеев С.И.* Математическое моделирование нового метода обработки сейсмосигнала на примере разреза Саратовского Правобережья. Часть 1 // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2023. Т. 9, № 1(33). С. 92–106. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-92-106>
2. *Фонин А.А., Сучков С.Г., Николаевцев В.А., Михеев С.И.* Математическое моделирование нового метода обработки сейсмосигнала на примере разреза Саратовского Правобережья. Часть 2 // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2023. Т. 9, № 2(34). С. 139–152. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-139-152>
3. *Фонин А.А.* Математическое моделирование обработки сейсмических данных для случая морской сейморазведки // Автоматизация в промышленности. 2024. № 9. С. 34–38. <https://doi.org/10.25728/avtprom.2024.09.09>
4. *Бреховских Л.М.* Волны в слоистых средах. М: Наука, 1973. 343 с.
5. *Sönnnerlind H.* Damping in structural dynamics: Theory and sources // COMSOL Blog. 2019. 14 March. URL: <https://www.comsol.ru/blogs/damping-in-structural-dynamics-theory-and-sources/> (дата обращения: 14.05.2020).
6. *Aki K., Chouet B.* Origin of coda waves: Source, attenuation, and scattering effects // Journal of Geophysical Research. 1975. Vol. 80, No. 23. P. 3322–3342. <https://doi.org/10.1029/JB080i023p03322>

Алгоритмизация геологоразведочного этапа освоения месторождения углеводородов

Шабалина Е.В.

Тюменский индустриальный университет, РФ, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 38
elenapolkova@yandex.ru

Ключевые слова: разведочный этап, геологоразведочный этап, разведочная скважина, алгоритм, информационные технологии, освоение месторождений углеводородов

Разведочный этап – это комплекс работ, позволяющий перевести общие знания об открытом объекте в набор технологических параметров, необходимых для начала освоения и разработки месторождения. Цель разведочных работ – изучение качественных и количественных характеристик месторождений: установление размеров и объемов залежей, определение фильтрационных характеристик, подсчет запасов (в том числе и извлекаемых) по более высоким категориям (С1, В, А) и подготовка месторождения углеводородного сырья к разработке [1].

Разведочные скважины играют важную роль в геологических исследованиях, позволяя изучать геологические структуры и определять наличие и свойства нефти, природного газа, воды и других полезных ископаемых. Целью бурения разведочных скважин является получение данных о составе, свойствах и размещении подземных ресурсов для принятия решений о дальнейшей эксплуатации месторождений. Оптимальная расстановка скважин позволяет сократить затраты на бурение и эксплуатацию, минимизировать риск неподтверждения нефтегазоносности и обеспечить максимальное вскрытие и изучение геологического объекта.

Разведочная скважина бурится нефтегазовыми компаниями для подтверждения ресурсов газа и нефти и получения геолого-физической информации как на суше, так и на шельфе [2].

Реализация разведочного этапа характеризуется различными осложнениями, связанными с геологическими неопределенностями, техническими и экономическими ограничениями. Поэтому использование современных информационных технологий является актуальным для разработки комплексного подхода, включающего анализ геологических данных, моделирования и обоснования технологических решений по подготовке месторождений к промышленному освоению.

Необходимость оптимизации геологоразведочного процесса обусловлена тем, что выбор оптимальной системы размещения скважин позволяет значительно сократить затраты на разведочные работы, сократить сроки проведения разведки и повысить долю продуктивных скважин. Это, в свою очередь, способствует более эффективному приросту запасов нефти и газа, обеспечивая экономическую целесообразность проекта и минимизируя риски при освоении месторождений. Рациональный подход к выбору сетки скважин, основанный на детальном анализе геологических данных, является ключевым фактором успешного освоения недр и повышения эффективности разведочных мероприятий.

Для достижения цели по оптимизации расстановки разведочных скважин автором был разработан алгоритм, основанный на технологиях компьютерного зрения. Алгоритм использует координаты географических объектов, которые наносятся на изображение (карту) месторождения. Без необходимости обучения алгоритм анализирует карту и находит оптимальные места

для размещения скважин, учитывая геологические особенности и технические ограничения. Применение данной технологии позволяет минимизировать необходимость предварительной обработки данных, делая процесс более удобным и доступным [3].

Для программной реализации алгоритма была использована библиотека компьютерного зрения OpenCV. Алгоритмы компьютерного зрения позволяют выделять ключевые особенности на изображении (углы, границы области), производить поиск фигур и объектов и многое другое [4].

Технология способна адаптироваться к изменениям входных данных в реальном времени, обеспечивая гибкость в процессе принятия решений. Это способствует более точному и обоснованному выбору локаций для скважин, что может привести к увеличению эффективности разработки месторождений. Кроме того, использование разработанного алгоритма позволило систематизировать и эффективно проанализировать большие объемы геологических данных, сократить время на интерпретацию и минимизировать человеческий фактор в принятии решений.

Создание алгоритма для расстановки разведочных скважин имеет несколько важных преимуществ: эффективное использование получаемых данных, оптимизация решений по изучению геологического строения месторождения и подготовки его к освоению, сокращение времени и затрат на обработку информации, а также минимизация рисков, связанных с неподтверждением геологической основы. С помощью предлагаемого алгоритма можно анализировать большие объемы данных, оптимизировать размещение скважин для максимального охвата ресурсной базы, сокращая время и затраты на исследования, а также предсказывать потенциальные проблемные зоны или геологические особенности, что способствует улучшению процесса разведки и дальнейшего освоения месторождений.

Полученные результаты демонстрируют эффективность использования алгоритмов компьютерного зрения в геологоразведочных работах и подтверждают целесообразность их дальнейшего внедрения в промышленную практику.

Литература

1. Поисково-разведочные работы // Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141722-poiskovo-razvedochnye-raboty/> (дата обращения: 20.02.2024).
2. Разведочная скважина // Neftegaz. RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/147873-razvedochnaya-skvazhina/> (дата обращения: 20.02.2024).
3. Шабалина Е.В., Юсько М.Н., Малышев И.О. Разработка алгоритма расстановки разведочных скважин на этапе освоения месторождения // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: Тезисы докладов XII Молодежной международной научно-практической конференции. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. С. 11.
4. Краснов Ф.В., Буторин А.В., Ситников А.Н. Автоматизированное обнаружение геологических объектов в изображениях сейсмического поля с применением нейронных сетей глубокого обучения // Бизнес-информатика. 2018. № 2(44). С. 7–16.

Применение онтологий для автоматизации обработки информационных ресурсов объектов транспорта нефти

Шишенков М.А.

ООО «НИИ Транснефть», РФ, 117186, г. Москва, Севастопольский пр-т, д. 47а
ShishenkovMA@niitnn.transneft.ru

Ключевые слова: автоматизация, онтологическая модель, трубопроводный транспорт, информационный ресурс

Актуальность работы обусловлена потребностью в снижении влияния человеческого фактора на процессы конфигурирования программного обеспечения систем автоматизации объектов трубопроводного транспорта, процесс создания информационных моделей автоматизированных систем управления технологическими процессами. Влияние человеческого фактора проявляется в накоплении ошибок и различий в представлениях данных в информационных ресурсах по стадиям жизненного цикла объекта автоматизации, что последовательно увеличивает трудозатраты на устранение ошибок и конфигурирование программного обеспечения в последующих стадиях жизненного цикла. В работе рассматривается применение онтологической модели объекта автоматизации на стадиях проектирования, конструирования и пусконаладки объекта автоматизации.

Снижение человеческого фактора в процессе конфигурирования программного обеспечения систем автоматизации трубопроводного транспорта предлагается осуществить за счет перевода информационных ресурсов, описывающих объекты трубопроводного транспорта в машиночитаемый формат и применения методов однозначной трансляции информации, закодированной в данном формате, в конфигурацию программного обеспечения систем автоматизации. В качестве единого машиночитаемого формата выбран язык онтологического моделирования OWL-DL, позволяющий кодировать информацию из различных доменов на естественном языке.

Подходы к автоматизации конфигурирования систем автоматизации с использованием онтологических моделей были рассмотрены в работе [1], применение онтологических моделей при конфигурировании алгоритмов распределенных систем автоматизации рассматривалось в [2]. В указанных работах представлены способы представления информации о структуре и функционале систем автоматизации. Технологии управления несколькими онтологическими ресурсами в контексте нефтедобывающей отрасли рассматривались в работе [3].

Формирование онтологической модели, используемой для конфигурирования систем автоматизации и транслируемой в цифровую информационную модель объекта автоматизации, предлагается автоматизировать за счет использования данных из информационных ресурсов – текстовых документов и схем на объект автоматизации. Инструментарий для автоматизированного создания, наполнения и обработки онтологических ресурсов рассмотрен в работе [4]. Наполнение онтологических моделей данными проектных схем рассмотрено в работе [5]. В работе [6] представлены программные компоненты языка программирования Python для автоматизации создания и чтения онтологических моделей.

Разработка онтологической модели систем автоматизации и приложений-конверторов, осуществляющих перевод данных из текстовых и схематических информационных ресурсов в онтологическую модель, позволяет автоматизировать процессы объединения, анализа и повторного использования информации из документации на объекты трубопроводного транспорта нефти. Онтологическая модель как машиночитаемый свод данных документации различных стадий жизненного цикла объекта автоматизации позволяет централизованно устранять разночтения в документации, являясь источником достоверных данных для разработки документов и программного обеспечения последующих стадий жизненного цикла.

Предлагаемый метод формирования онтологической модели объекта трубопроводного транспорта нефти заключается в создании классов и отношений модели, соответствующих структуре машиночитаемой документации на объект автоматизации и автоматизированном наполнении модели данными из документов с помощью конверторов, написанных на языке программирования Python. Схематическое представление предлагаемого метода представлено на рис. 1.

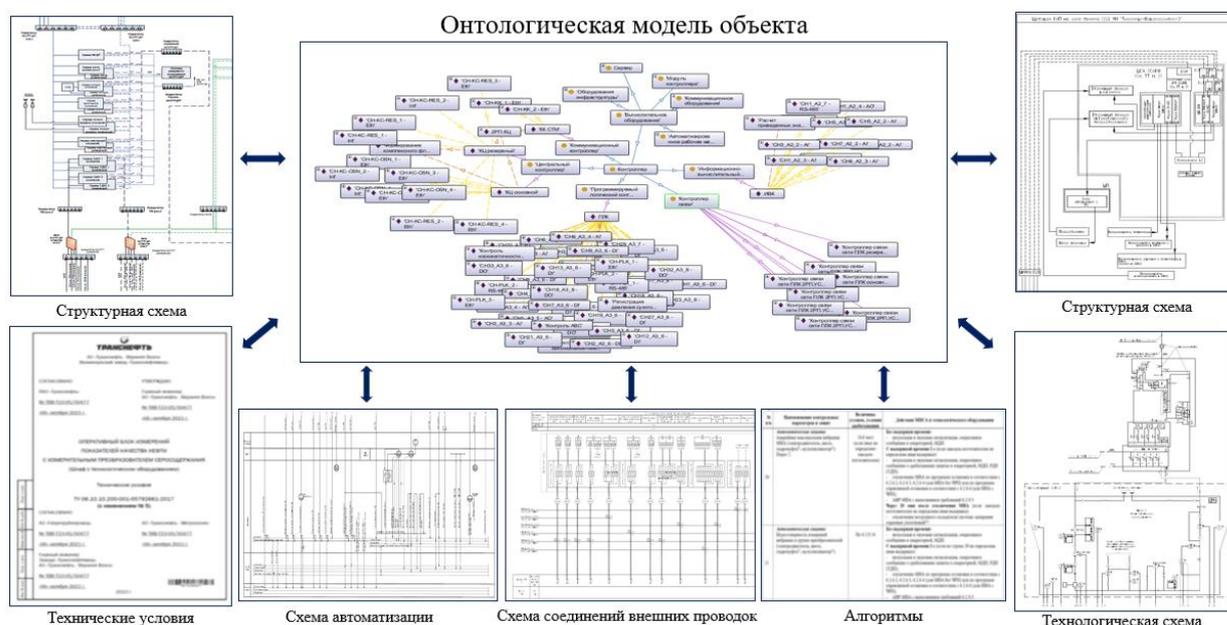


Рис. 1. Формирование онтологической модели объекта трубопроводного транспорта нефти из документации

Перспективным направлением применения онтологической модели объекта автоматизации является автоматизация поиска функциональных зависимостей оборудования в ходе анализа отказов, определения состава оборудования для функциональных сборок, формирования идентификаторов-тегов сигналов систем автоматики.

Выводы

В работе рассмотрен метод перевода машиночитаемой документации на объект трубопроводного транспорта нефти в онтологическую модель с использованием приложений-конверторов. Представлено онтологическое описание системы автоматизации объекта трубопроводного транспорта нефти. Показаны перспективы применения онтологической модели

объекта трубопроводного транспорта нефти для автоматизированного формирования конфигураций программного обеспечения, документации на объект, структурного и функционального описания для цифровой информационной модели объектов автоматизации. Поскольку онтологическая модель разрабатывается с использованием стандартизированного языка онтологического описания OWL-DL [7], а разработка приложений-конверторов к модели ведется с использованием языка программирования Python, предложенный подход является масштабируемым и может быть применен для описания объектов других классов в составе систем трубопроводного транспорта.

Литература

1. Глухих И.Н., Шевелев Т.Г., Панов Р.А. и др. Автоматическое конфигурирование системы подготовки газа на основе онтологических моделей // Онтология проектирования. 2022. Т. 12, № 4(46). С. 518–531. <https://doi.org/10.18287/2223-9537-2022-12-4-518-531>
2. Yang C.-W., Dubinin V., Vyatkin V. Ontology driven approach to generate distributed automation control from substation automation design // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2017. Vol. 13, No. 2. P. 668–679. <https://doi.org/10.1109/TII.2016.2634095>
3. Мартынов В.В., Скуратов А.К., Филосова Е.И. и др. Технологии и операции управления онтологическими ресурсами на примере нефтедобывающей области // Наука и образование: научное издание МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2016. № 7. С. 151–159.
4. Шищенко М.А. Подходы к автоматизации работ с онтологическими ресурсами // Онтология проектирования. 2024. Т. 14, № 2(52). С. 256–269. <https://doi.org/10.18287/2223-9537-2024-14-2-256-269>
5. Häfner P., Häfner V., Wicaksono H., Ovtcharova J. Semi-automated ontology population from building construction drawings // Proceedings of the International Conference on Knowledge Engineering and Ontology Development. Setúbal: SciTePress, 2013. P. 379–386. <http://doi.org/10.5220/0004626303790386>
6. Lamy J.B. Owlready: Ontology-oriented programming in Python with automatic classification and high-level constructs for biomedical ontologies // Artificial Intelligence in Medicine. 2017. Vol. 80. P. 11–28. <https://doi.org/10.1016/j.artmed.2017.07.002>
7. OWL 2 Web Ontology Language Document Overview. URL: <https://www.w3.org/TR/owl2-overview/> (дата обращения: 30.08.2024)

Экономические последствия продаж нефти на условиях FOB и CIF: почему стратегия России по экспорту нефти теряет миллиарды

Юдкин М.А.^{1,2}

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», РФ, 129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 61/2, стр. 12
markmarkovich77@gmail.com

Ключевые слова: нефтетрейдинг, инкотермс, экспорт нефти, энергетическая стратегия, торговля

С начала введения санкций российский нефтяной сектор столкнулся со значительными финансовыми вызовами, которые сейчас актуальнее, чем когда-либо. С ростом геополитического давления, санкций, влияющими на торговлю нефтью, и перестановками позиций нефтедобывающих стран на мировом энергетическом рынке в результате международных конфликтов и ростом политической напряженности, каждый рубль, поступающий в бюджет, имеет критическое значение для отрасли. Тем не менее, российская нефть и нефтепродукты в основном продаются на условиях Free on Board (FOB, Incoterms® 2020), когда покупатели нефти берут на себя расходы по доставке и страхованию после того, как нефть достигает порта отгрузки, и получают возможность заработать дополнительные средства за счет таких инструментов как: фрахт, хеджирование, рыночные модели – контанго/бэквардации, хранение, блендирование. Такая особенность условий нефтеторговли обходится России в миллиарды долларов США в год в виде упущенной выгоды – средств, которые могли бы быть инвестированы в инфраструктуру, разработку инноваций, импортозамещения и нивелирования последствий санкций.

Переход на условия CIF (Cost, Insurance, and Freight, далее CIF, условия Incoterms® 2020), когда продавец получает максимальную прибыль от разницы в цене покупки и продажи за счет использования целого ряда рыночных инструментов (фрахта, хеджирования, моделей поведения рынка – контанго или бэквардации, хранения, блендирования), позволит России получить эту упущенную выгоду. Фактически, предполагаемая упущенная выгода от соблюдения условий FOB только в 2023 г. составила около 5,13–9,41 млрд долл. США (по расчетам автора). В работе рассмотрено, что необходимо российским нефтетрейдерам для перехода на условия CIF, с какими трудностями они могут столкнуться [1–3], аналогичный опыт мировых компаний [4–7], соответствие энергетической стратегии, а также рассмотрены существенные потенциальные преимущества, подтвержденные актуальными экономическими расчетами.

Чтобы оценить упущенную выгоду для России в 2023 году из-за продажи нефти на условиях FOB, а не CIF, следует рассчитать объем логистической маржи.

По данным S&P Global, Россия экспортировала около 4,7 млн барр. в день сырой нефти в 2023 г., что составляет 1,71 млрд барр. в год. С учетом скидок из-за санкций и ценовых ограничений оцениваем, что российская нефть продавалась по средней цене 67,20 долл./барр.

Логистическая маржа для фрахта нефтяных танкеров зависит от различных факторов, таких как маршрут, размер судна и текущие рыночные условия. Для танкеров сырой нефти ставки

фрахта обычно измеряются с использованием единиц Worldscale (далее – WS), которые представляют собой процент от стандартной базовой ставки для определенного маршрута. Например, использование следующих транспортных средств:

– Very Large Crude Carriers (далее – VLCC), которые перевозят около 2 млн. барр., обычно имеют ставки около WS 50–150, в зависимости от мирового спроса и геополитических факторов.

– Танкеры Suezmax (около 1 млн барр.) и Aframax (750000 барр.) могут иметь более низкие ставки, но, как правило, колеблются в зависимости от глобальных сбоев в цепочке поставок нефти или ограниченных мощностей.

Ставки VLCC в 2024 г. составляли от 30000 до 50000 долл. в день на маршрутах Ближний Восток-Азия, что составляет около 1,50–2 долл./барр. за рейс. Основываясь на типичных расходах на доставку и страхование в 2023 году, мы оцениваем, что средняя стоимость фрахта и страхования составляет около 5 долл./барр. (доставка: 3 долл./барр., страхование: 2 долл./барр.).

При условиях FOB покупатель нефти платит за фрахт и страхование, поэтому Россия получает доход только от цены продажи сырой нефти. При условиях CIF Россия продает нефть по более высокой цене, которая включает фрахт и страхование, что позволяет ей получать логистическую маржу.

При цене за баррель на условиях FOB – 67,20 долл. – общая выручка на условиях FOB составит 114,91 млрд долл., на условиях CIF – 120,04–124,32 млрд долл. Упущенная выгода из-за продаж на условиях FOB за 2023 г. – 5,13–9,41 млрд долл. (4,5–8,2%).

Таким образом, дополнительные поступления могли бы составить от 5,13 до 9,41 млрд долл. в 2023 г., перейдя с условий FOB на условия CIF, исходя из текущих расходов на доставку и страхование и объемов экспорта. Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Таблица 1. Обобщенные результаты

Измерения	FOB Primorsk	CIF Primorsk
Средняя цена нефти за баррель (сентябрь 2024)	67,20 долл./барр.	70,20–72,70 долл./барр.
Всего баррелей нефти экспортировано	1,71 млрд-барр.	1,71 млрд-барр.
Итого выручка от продажи	114,91 млрд долл.	120,04–124,32 млрд долл.
Стоимость фрахта	Не включается в данные условия поставок	1,50–2,50 долл./барр.
Стоимость страхования	Не включается в данные условия поставок	1,50–3,00 долл./барр.
Итого дополнительная выручка	5,13–9,41 млрд долл. (4,5–8,2%)	

Примечание: составлено автором на основании данных S&P Global.

Компания «Saudi Aramco» (далее – Aramco), крупнейший в мире производитель нефти, традиционно продавала сырую нефть на условиях FOB, когда покупатели организовывали и оплачивали фрахт и страхование. Однако по мере того как Aramco расширяла свое международное присутствие и стремилась к большему контролю над своей цепочкой поставок нефти, она начала искать способы извлечения бóльшей выгоды из своего экспорта нефти. В 2012 г. Aramco начала продавать нефть на условиях CIF на определенных рынках, в частности, в Азии, где были надежные транспортные и логистические сети и находились ключевые покупатели.

Переход с условий FOB на CIF хорошо согласуется с Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года (далее – Энергетическая стратегия) в нескольких ключевых областях, особенно с точки зрения рентабельности, диверсификации рынка, развития инфраструктуры и геополитической устойчивости. Акцент стратегии на создании логистической инфраструктуры и снижении зависимости от иностранных услуг дополняет подход CIF.

Однако такой переход требует решений в отношении сопутствующих вызовов, особенно касающихся крупных первоначальных инвестиций, необходимых для судоходной и портовой инфраструктуры. Для того чтобы проверить осуществимость такого перехода, необходимо выявить соответствия Энергетической стратегии. Результат представлен в табл. 2.

Таблица 2. Соответствие основным критериям Энергетической стратегии

Критерии	Соответствие Энергетической стратегии
Диверсификация рынка (фокус на Азию)	Подходит идеально: условия CIF помогают расширить присутствие России на азиатских рынках.
Рост прибыльности и доходов	Соответствует: условия CIF могут повысить прибыльность и позволить России извлечь большую выгоду из логистики.
Развитие инфраструктуры	Поддерживает: возросшая потребность в портовой и судоходной инфраструктуре соответствует целям модернизации стратегии.
Технологическое развитие	Подходит: развитие российских транспортных мощностей и страхования соответствует цели стратегии — технологической независимости.
Снижение геополитических рисков	Соответствует: контроль над судоходством и страхованием позволяет обойти санкции и укрепить энергетическую безопасность.
Инвестиции в логистику и судоходство	Потенциальная проблема: необходимы крупные капиталовложения, но они соответствуют целям стратегии в области инфраструктуры.
Вопросы экологии и эффективности	Может противоречить: расширение судоходного флота может привести к увеличению выбросов, что противоречит целям эффективности.

Примечание: составлено автором.

Выводы

Заключение о переводе российского экспорта нефти с FOB на CIF:

1. Экономическая надежность и рост доходов: переход с условий FOB (франко-борт) на CIF (стоимость, страхование и фрахт) позволит России получать больше доходов за счет получения дополнительной маржи на логистике и страховании. Расчетная наценка только на фрахт и страхование может увеличить прибыль на 4,5–8,2% с потенциальной общей маржой на логистические расходы в размере 15–35%.

2. Для российских нефтяных компаний пример Saudi Aramco демонстрирует, как переход с условий FOB на CIF может увеличить доход, усилить контроль над цепочкой поставок и укрепить позиции на рынке. Большой объем экспорта нефти из России в сочетании с ее геополитическим положением дает возможность извлечь большую выгоду из логистики, если будут установлены необходимые инвестиции в инфраструктуру и партнерства.

3. Соответствие российской энергетической стратегии до 2035 года: переход на CIF соответствует российской энергетической стратегии 2035 года, помогая стране извлекать более высокую ценность из своего экспорта энергоносителей. Это соответствует целям сохранения

объемов экспорта при одновременном повышении финансовой отдачи от мировых рынков нефти, тем самым поддерживая долгосрочную устойчивость российского энергетического сектора.

Переход с условий FOB на CIF не только повышает прибыльность, но и обеспечивает конкурентоспособность России на мировых энергетических рынках при соблюдении ее стратегических целей.

Литература

1. Голубчик А.М., Катюха П.Б. Контракты FOB и CIF в практике российского нефтетрейдинга: миллионы недополученной выручки // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2020. № 1(181). С. 24–27. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-1\(181\)-24-27](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-1(181)-24-27)
2. Щербанин Ю.А., Голубчик А.М., Катюха П.Б. Фрахтовые и документарные операции нефтеналивного и газотранспортного флота / Под общ. ред. Ю.А. Щербанина. М.: РУСАЙНС, 2019. 264 с.
3. Холопов К.В., Голубчик А.М. Нестандартные аспекты применения Инкотермс® и направления дальнейшей унификации международных торговых обычаев // Российский внешнеэкономический вестник. 2016. № 11. С. 110–118.
4. Oil Market Report – September 2024 // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-september-2024> (дата обращения: 15.09.2024).
5. Asian buyers push for even steeper Urals discounts after G7 price cap // S&P Global Commodity Insights. 2022. 9 December. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/120922-asian-buyers-push-for-even-steeper-urals-discounts-after-g7-price-cap> (дата обращения: 15.09.2024).
6. Haddad N. The transformation of Aramco’s commercial operations // Oliver Wyman. 2023. September. URL: <https://www.oliverwyman.com/our-expertise/insights/2023/sep/transforming-commercial-operations-for-aramco.html> (дата обращения: 15.09.2024).
7. Lorenzon F., Baatz Y. CIF and FOB Contracts. 5th ed. Andover, UK: Sweet & Maxwell, 2012. 751 p. (British Shipping Laws).

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. Разработка месторождений, численное моделирование пластов

Абрамов Т.А. Особенности суперпозиции давления для горизонтальных скважин с МГРП как способ повышения информативности КВД	4
Автомонов П.Ю. Разработка методики построения и адаптации секторной модели для нефтяного месторождения с низкопроницаемым коллектором	8
Бызова С.И. О построении доскладчатой модели пласта для расчета поля деформаций	12
Горелкина Е.И. Возможные пути решения проблемы образования гидратов при водогазовом воздействии на пласт	15
Добровинский Д.Л., Вилков М.Н. Теория и практика обоснования оптимальных параметров трещин многоэтапного гидроразрыва пласта в наклонно-направленных скважинах	18
Дрозд А.С., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Фильтры для нефтяной и газовой промышленности – современные технологии	23
Жаглова А.Э. О проблемах моделирования притока к скважине в анизотропной среде с использованием прямоугольных ячеек	26
Зайдуллин А.Г. Вовлечение в активную разработку низкопроницаемых пластов терригенного девона Ромашкинского месторождения	31
Зайцев Д.И., Еремеев Д.М., Хакимов Д.К., Кайгородцев Е.Б., Еремин Н.А. Первый опыт в разработке трудноизвлекаемых запасов нефти на Салымских месторождениях	33
Зубарева И.А., Иванцов Н.Н. Перспективный подход к термополимерному заводнению нефтяных пластов	37
Ишкулов И.М., Тахауов Д.Д., Вафин Р.Р., Фаттахов И.Г., Пименов А.А. Инновационный подход к определению технического состояния скважины	40
Канин Е.А., Гарагаш И.А., Боронин С.А., Жигульский С.В., Пенигин А.В., Осипцов А.А. Гидро-геомеханическое моделирование закачки CO ₂ в водонасыщенный коллектор с тектоническим разломом	44
Корнев А.И., Максимова Ю.А., Коровкин М.В. Применение модуля подбора PVT-свойств для моделирования нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири	48
Ли Баочэн, Крауиньш П.Я. Оптимизированное импульсное устройство для очистки коллектора в зоне перфорации	51
Литовченко В.В., Бондаренко Е.Е., Уланов В.В. Перспективы применения сайклинг-процесса с целью повышения конденсатоотдачи на примере Средневилуйского газоконденсатного месторождения	56
Лулева А.И., Павельев Р.С., Губайдуллин Ф.А., Варфоломеев М.А. Разработка и исследование составов на основе полиакрилатов для ремонтно-изоляционных работ и выравнивания профиля приемистости	59
Москаленко К.А., Михайлов Н.Н. Обоснование систем геофизического мониторинга интеллектуальных скважин для сложнопостроенных месторождений	63

Мо Цзяли, Михайлов Н.Н. Обоснование технологий доизвлечения остаточной нефти на основе изучения ее подвижности и распределения в межскважинной области с учетом изменяющегося во времени влияния параметров фильтрации	66
Нигматуллин Э.Х., Сивкова М.В. Моделирование работы эжектора для добычи низконапорного природного газа	69
Никонорова А.Н., Кременецкий М.И. Информативность гидродинамических исследований скважин в условиях пласта аномально низкой проницаемости	72
Пасюта А.А. Особенности выбора технологических схем для реализации водогазового воздействия на пласт на нефтегазоконденсатных месторождениях	77
Прохоров В.В., Чернышов С.Е., Попов С.Н. Обоснование эффективности применения технологии Fishbones методом численного моделирования на примере одного из месторождений шельфа Каспийского мор	80
Рашайски Р. Борьба с пескопроявлением на нефтяных скважинах в Республике Сербия	84
Саяпов И.Р., Саяпова А.И., Мухаметшина Г.С. Оценка эффективности применения пенообразующих ПАВ на нефтяных оторочках	87
Соромотин А.В. О применении алгоритмов машинного обучения при прогнозировании проницаемости удаленной зоны пласта	90
Тарасенко Е.А. Численное моделирование фильтрации жидкости в пластах со случайной проницаемостью в гидродинамических симуляторах	93
Уфимцев А.В., Филипас А.А. Установка физического подобия определения утечек на участке нефтепровода	96
Хазипов Ш.К. Возможные направления повышения эффективности системы ППД путем стабилизации давления закачки на нагнетательных скважинах	101
Шадский Р.А., Денисова Н.И. Оптимизация траектории многозабойной скважины в низкопроницаемой залежи с обширной газовой шапкой	105
Шейко А.В. Расчет распределений давления и температуры при движении водогазовой смеси в водоводах в процессах водогазового воздействия	108
Штригель Д.Ю., Южанин В.В. Тестирование расчетного модуля пакета имитационного моделирования	110

СЕКЦИЯ 2. Нефтепоисковые исследования, геология нефти и газа

Ахметгареева К.О. Прорывной газ. Фациальная приуроченность и минимизация рисков	113
Беляков Е.О., Лутфуллин А.А., Хабилов Р.М., Зиятдинов А.Г., Данилов Д.С., Толибова М.Ф., Ломоносов А.Т., Пушин К.А., Храмкова Ю.О. Особенности выбора показателей вероятностного распределения подсчетных параметров и учета количества пластов в горизонте при оперативной 1D вероятностной оценке запасов углеводородов в карбонатных отложениях	117
Бордилов А.В. Прогноз распространения свойств глубоководных конусов выноса, основанный на физике гравитационных процессов	121
Боталов А.Н. Перспективы нефтегазоносности района Вычегодского прогиба и прилегающих территорий	123

Валитов Ш.К., Медведев А.Л. Литолого-фациальные особенности среднекаменноугольно-нижнепермских отложений для оценки перспектив нефтегазоносности в пределах Печорского моря	128
Григоренко Т.В., Видищева О.Н., Тихонова М.С., Грязнова Д.А., Костышина М.О., Савостин Г.Г., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Анализ характеристик органического вещества юрско-меловых отложений для выявления процессов насыщения залежей на территории Гыданского полуострова	132
Жомаа Жомаа. Корреляция геохимических характеристик нефти и нефтематеринских пород месторождений центральной и северо-восточной частей Сирии	137
Икон К.О., Натчук М.П. Классификация конусов выноса по типу питающей системы как инструмент для ранжирования поисковых объектов и постановки поисково-разведочного бурения	140
Лобес Д.С., Сагитова А.Р., Яковенко О.В. Особенности трехмерного геологического моделирования клиноформных нижнемеловых отложений на месторождении	144
Маракова И.А., Бабариков Д.А., Сирота А.В., Попова Е., Локьяев Т.Х. Закономерности изменения физико-химических свойств нефтей в пределах структурно-тектонических зон Тимано-Печорской провинции	148
Маракова И.А., Нуртазаева М., Потолицина А.А., Пуртова А.Д. Изучение гранулометрического состава пород триасового возраста в центральной части Кортаихинской впадины	152
Переплеткин И.А., Алехин И.И., Викторова Е.М. Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения	155
Потапова Е.А. Комплексный подход к построению концептуальной геологической модели прибрежно-континентальных отложений	160
Рожицин Ю.А. Уточнение геологической модели пласта БУ16(1-3) на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных	164
Трошин О.В., Ушаков С.М., Кубрак М.Г., Газизянов А.Р. Перспективы разведки домиоценовых отложений в дельте Нила	167
Филиппова Д.С. Роль научно-технологических полигонов в освоении ресурсного потенциала самородного водорода (на примере Балтийского щита)	170
Хусаинов Г.В. Опыт использования нейронных сетей Колмогорова при прогнозе коллекторских свойств по сейсмическим данным на примере месторождений Западной Сибири	174
Чалова П.О. Анализ гидрогеологических характеристик северной части Башкирского свода	178
Шабурова М.Е. Влияние условий осадконакопления и вторичных преобразований на фильтрационно-емкостные характеристики карбонатных коллекторов на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции	182
Шарапов А.С. Выделение перспектив нефтегазоносности доюрского основания центрального района Западной Сибири при помощи комплексирования данных магниторазведки и сейсморазведки	186
	190

Шевелев А.А., Матвеева Н.С. Применение AVO-индикаторов и флюидозамены для поиска перспективных объектов

Шевелева Д.К. Алгоритм для уточнения литолого-фациальной модели и оценки ресурсной базы месторождения

194

СЕКЦИЯ 3.

Экспериментальные и теоретические исследования керна и пластового флюида

Бачурин И.И., Лосев А.П. Исследование прочностных свойств кернов полускальных обломочных пород различной высоты путем одноосного сжатия

198

Бевзо М.О., Исаева А.В. Численное моделирование фазового поведения бинарных смесей легких n-алканов методом прямой минимизации энергии Гельмгольца

200

Бенько Г.А. Определение уровня водонефтяного контакта Морского-Западно-Ракушечного месторождения для установления границ подсчета запасов нефти в условиях геологической неопределенности

203

Воронкова В.В., Савостин Г.Г., Махнутина М.Л., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А.

Кинетические исследования изменчивости органического вещества баженовских отложений на юго-западе Фроловской мегавпадины (Западная Сибирь)

207

Воронов К.А., Воронова Л.А. Получение экспресс-информации о структуре порового пространства, пористости, количестве подвижного и связанного флюидов полноразмерного керна в режиме реального времени с использованием мобильной установки ЯМР-Керн

211

Гильманова К.Я. Сравнение результатов фильтрационных исследований для терригенных коллекторов с различным типом смачиваемости

214

Гудкова Е.Г., Курьяков В.Н., Мрачковская Д.А. Обнаружение и подсчет наноразмерных частиц в жидких средах методом ультрамикроскопии

218

Жук А.М., Кузьмина Е.В., Нагриманов Д.С., Вафин И.Л., Саяхов В.А. Исследование влияния технологии пароциклической закачки пара и растворителя на углеводородный состав битуминозной нефти

222

Ильченко И.С. Применение методов математического моделирования в задаче определения параметра пористости карбонатных пород-коллекторов

226

Коваленко А.С. Расчет фазовых равновесий бинарных смесей углеводородов с использованием кубических уравнений состояния

229

Костышина М.О., Ведищева О.Н., Григоренко Т.В., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А.,

Савостин Г.Г., Тихонова М.С. Сравнение преобразования керогена и изменения состава флюидов в породах баженовской свиты при гидротермальном прогреве образцов породы из Среднеобской зоны Западной Сибири

233

Кулиев Э.А., Федореева М.А. Оценка представительности керна терригенных осадочных пород для определения сохраненной водонасыщенности

237

Курьяков В.Н., Мрачковская Д.А., Гудкова Е.Г. Исследование фазового поведения водной наноразмерной дисперсии n-эйкозана методом динамического и статического рассеяния света

241

Мельник А.Д., Строева А.Р., Абукова Л.А., Видищева О.Н., Абдрашитова Р.Н. Исследование пластовых вод на предмет биодеградациии углеводородов (на примере месторождений Западной Сибири)	246
Москаленко И.В. Некоторые вопросы кинетики термического разложения керогена	250
Никифоров М.В., Ильязов Р.Р. Верификация данных газового каротажа на данных ГИС в процессе бурения	253
Равилов Н.Ш. Разработка аналитической модели для определения качества экспериментальных данных при расчете статических и динамических упругих параметров горных пород	257
Савостин Г.Г., Тихонова М.С., Костышина М.О., Видищева О.Н., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. Сравнение результатов лабораторного моделирования преобразования органического вещества баженовской свиты при разнотемпературном воздействии	261
Сафарова Е.А. Исследование изменения физико-химических свойств песчаников в результате закачки водород-метановой смеси	265
Скворцов А.С. Исследование влияния температуры закачиваемого теплоносителя на изменение свойств горных пород	269
Сычева А.С. Цифровое решение вопроса оценки трещиноватости карбонатных пород Восточной Сибири на керне	271
Фролова М.А. Применение методов машинного обучения для прогноза фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов углеводородного сырья	274
Ходыкина А.А. Применение геохимических показателей для подтверждения насыщенности ачимовских пластов	278

СЕКЦИЯ 4.

Экологические проблемы нефтегазового комплекса

Аулов М.С. Об экологической переработке попутного нефтяного газа и достижениях «GT+»-технологий	282
Галькова К.Б. Особенности эксплуатации нефтепровода Южное Хыльчую – Варандей в условиях многолетнемерзлых грунтов	286
Гуськов М.А., Невская Е.Е. Обеспечение промышленной и экологической безопасности при работе устьевой технологической платформы на нефтегазоконденсатном месторождении с большим содержанием сероводорода	290
Дурум А.А. Метод оценки размера зоны загазованности над поверхностью воды при фонтанировании подводной газовой скважины	293
Зеновская А.И., Поваров Н.А., Гуськов М.А. Вопросы экологической безопасности при атаках БПЛА на объекты ТЭК	296
Казакова П.Ю., Павельев Р.С., Гнездилов Д.О., Сладь Н.А., Семенов М.Е., Варфоломеев М.А. Разработка реагентов комплексного действия – ингибиторов гидратообразования, коррозии и солеотложения	299
Козлов А.А., Шестаков Р.А. Влияние местных сопротивлений на магистральном газопроводе на поиск утечки параметрическим методом	302

Кудрявцева М.С., Петухов А.Н., Шаблыкин Д.Н., Степанова Е.А. Разработка энергоэффективной технологии газогидратной кристаллизации для очистки природного газа от сероводорода	304
Кузьмин Д.К. Деформации земной поверхности на объектах нефтегазового комплекса	307
Малахов С.Н., Чвалун С.Н. Нетканые полимерные материалы, получаемые электроформованием, как перспективные сорбенты для ликвидации разливов нефти и продуктов ее переработки	310
Маринец А.Р., Еремеева А.М. Синтез биодобавок для получения дизельного топлива с улучшенными экологическими свойствами	313
Морозова А.Э., Сизов О.С., Миронова М.А., Аковецкий В.Г. Дистанционная оценка качества атмосферного воздуха в пределах крупнейших месторождений нефти и газа в 2019–2023 гг.	315
Муфахарова А.Д., Волков Д.А. Разработка комплексной технологии утилизации дымовых газов с помощью микроводорослей и переработки биомассы микроводорослей в бионефть	319
Овечкина А.А., Голубев Д.М., Брызгун В.Е., Глинская Е.В. Оценка количественных показателей бактерий, участвующих в процессах круговорота азота, выделенных из почв г. Балаково (Саратовская область)	322
Петрова В.А. Влияние фрекинга на подземные воды: экологические риски и меры предосторожности	325
Подзорова М.В. Применение вторичного сырья, как решение экологических проблем переработки полимеров	328
Шабельникова М.С. Технологии CCUS/EOR как способ снижения концентрации CO ₂ в атмосфере	331
Юдаева В.В., Ильченко А.А. Геоэкологический подход в системе обращения ТКО в условиях Крайнего Севера	334

СЕКЦИЯ 5.

Вопросы цифровизации, управления и экономики нефтегазового комплекса

Аль-Шаргаби Мохаммед. Разработанная надежная модель и методы искусственного интеллекта для прогнозирования плотности бурового раствора и эквивалентной плотности циркуляции в режиме реального времени	338
Богоявленский И.В., Никонов Р.А. Применение методов дистанционного зондирования Земли при полевых исследованиях процесса дегазации верхней части разреза в арктическом регионе	342
Гришанова Е.С., Чабан Д.В. Кибербезопасность объектов топливного-энергетического комплекса в условиях импортозамещения: возможности и вызовы	346
Дауди Д.И. Формирование стратегий диверсификации нефтегазовых компаний через инвестирование в биотехнологические проекты	350
Зеликов В.Н. «Умная труба» и «умный газопровод» – современные технологии цифровизации магистрального транспорта газа	352
Иванова П.Д. Цифровизация как инструмент для интеграции ESG-концепции в работу нефтегазового сектора	354

Максимова С.Е. Об актуальности применения полнофункциональных геоинформационных систем для построения оптимальных маршрутов полетов беспилотных воздушных судов	357
Мельников В.А., Першина А.А., Савченко Н.А. Анализ применимости открытых инструментов работы с алгоритмами Data Mining для решения задач анализа экономических данных	360
Пескова М.Е. Направления повышения эффективности управления инновациями на предприятиях нефтегазовой отрасли	362
Петров А.Е. Моделирование системы сбора газожидкостной смеси с учетом возникающей инверсии водонефтяной эмульсии	366
Саяпов И.Р., Саяпова А.И., Мухаметшина Г.С., Герасимова М.В. Способы коммерциализации проекта по разработке мультимедийных инструкций по охране труда для оператора по добыче нефти и газа	370
Серкин В.Е. Разработка интегрального показателя качества функционирования трубопроводного транспорта	373
Степаненко И.Б., Лекомцев А.В. Предпосылки и разработка подхода прогнозирования начальных дебитов нефтяных скважин с использованием технологии машинного обучения	377
Степин Ю.П., Мухина А.Г. Моделирование и оптимизация выбора предпочтительной технологии подготовки газа и нестабильного конденсата в условиях Крайнего Севера	379
Суханова В.М. Будущее нефтегазовой отрасли: инструменты исследования ожиданий молодежи от обучения и профессионального роста в компании	383
Фонин А.А. Математическая модель для построения синтетической сейсмограммы	387
Шабалина Е.В. Алгоритмизация геологоразведочного этапа освоения месторождения углеводородов	392
Шищенко М.А. Применение онтологий для автоматизации обработки информационных ресурсов объектов транспорта нефти	394
Юдкин М.А. Экономические последствия продаж нефти на условиях FOB и CIF: почему стратегия России по экспорту нефти теряет миллиарды	397

Электронное издание

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ НЕФТИ И ГАЗА
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

**VII ВСЕРОССИЙСКАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
«АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА»,
16–18 октября 2024 г.**

Сборник трудов

Ответственный редактор:
Башкина Е.М.

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



НОВАТЭК

ЗОЛОТОЙ СПОНСОР

АССОЦИАЦИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
ОБОРУДОВАНИЯ
**НОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
ГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ**



ТРАНСКОР

СЕРЕБРЯНЫЙ СПОНСОР



**ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР**

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

МЕДИА ПАРТНЕРЫ

ROGTEC
РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ



Издательский Дом
«ГУБКИН»

ИНФРА·М
ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ХОЛДИНГ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ
БУРЕ И НЕФТЬ

**НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО**
WWW.OIL.INDUSTRY.RU

АРКТИКА
ЭКОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА



Neftegaz.RU

ТОЧКА ОПОРЫ
РОССИЙСКИЙ ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

РЕДАКЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКАЯ ПОДДЕРЖКА



Научное сетевое издание
**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТИ И ГАЗА**