

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



НХ конференции

научно-практических конференций

**Инновационные решения
в геологии и разработке ТРИЗ**

**Цифровая трансформация
в нефтегазовой отрасли**

**28–30 ОКТЯБРЯ 2025,
МОСКВА**

Организатор



**НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО**

СОДЕРЖАНИЕ

- 4 Аксарин В.А., Каримова Е.Н.**
РАЗВИТИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПО ДЛЯ 3D ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
- 5 Андреева Н.Н., Черных П.А.**
СОЗДАНИЕ ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА
НА ПРИМЕРЕ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
- 8 Выломов Д.Д.**
ПОДБОР АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЖИДКОСТИ ГРП ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО
ГАЗОВОГО КОЛЛЕКТОРА ТУРОНСКОГО ЯРУСА
- 10 Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л.**
МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ПЛОТНЫХ ПОРОДАХ
- 12 Кононова Т.А., Шилова Ю.В., Анохин А.В., Бумагина В.А.**
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА ГЛУБОКОВОДНЫХ ФАЦИЙ ПО ГИС
- 14 Накаряков А.С., Буньков В.А., Гаврильчук А.С., Сухарев М.В., Степанова Н.Г., Хомутский В.В.**
ОТ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПИР К ЦИФРОВОМУ ПРОЕКТУ
- 16 Папушкина А.А., Замрий А.В., Черных С.П., Рыжов В.В., Стенников В.А., Сигов А.С.**
ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ПЛАСТ
- 18 Петраков А.М., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., Трушин Ю.М., Краснов И.А., Николаенков М.О.,
Фомкин А.В., Ткачев И.В., Вахмистров В.Е., Рогова Т.С.**
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПОДБОРУ СЕЛЕКТИВНОГО СОСТАВА ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА
ДЛЯ УСЛОВИЙ КАРБОНАТНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
- 20 Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А., Давлетов З.Р.**
ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ – ОСНОВА РАЦИОНАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
- 22 Смирнов М.Н., Сабашный В.Е., Немешев М.Х.**
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПРИМЕРЕ ПРОЕКТА
ПО ОБРАБОТКЕ ГЕОПРИВЯЗАННЫХ ДАННЫХ

- 24** **Трофимова Е.Н., Губайдуллин Р.Р., Дякина А.В., Мухтарова К.Р., Цесарж И.Л.**
ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ НЕФТИ НА ОБРАЗЦАХ КЕРНА
- 26** **Ушаков Е.А., Осин М.С., Закревский М.М.**
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ
МНОГОЗАБОЙНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ «ГИДРА»
- 29** **Шахвердиев А.Х., Бруслов А.Ю., Арефьев С.В.**
ПЕРСПЕКТИВЫ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ CO₂ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
- 32** **Юдин Е.В., Мурзин Э.Ф., Гудилов М.И., Исаев Д.О.**
АДАПТАЦИЯ МЕТОДОВ ПОИСКА ТРЕНДОВ И ИЗМЕНЕНИЙ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РЯДА
В ПОТОКОВЫХ ДАННЫХ С ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Развитие отечественного ПО для 3D геологического моделирования

В.А. Аксарин¹, Е.Н. Каримова²

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

²ООО «РН-ТЕХНОЛОГИИ», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: vaaksarin@rn-gir.rosneft.ru

Ключевые слова: моделирование, программы для геологического моделирования, трехмерные геологические модели, цифровые модели

В докладе кратко рассмотрена история развития программного обеспечения (ПО) для трехмерного геологического моделирования, а также проведен анализ лидирующего отечественного ПО. На примере матрицы сравнения функциональных возможностей программ показаны точки роста для российских производителей программного обеспечения. Представлена экспертная оценка ключевых особенностей отечественных программ и их основные отличия от иностранных аналогов. Показаны основные результаты тестирования нового отечественного ПО OIS Terra.

Создание физической модели технологического процесса на примере подготовки высоковязких нефтей

Н.Н. Андреева¹, д.т.н., П.А. Черных¹

¹РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Адрес для связи: andreevan.n@mail.ru

Ключевые слова: физическая модель, высоковязкая нефть, дискретное моделирование, программное обеспечение

Нефтегазовая промышленность постоянно нуждается в улучшении и развитии методов управления технологическими процессами. Мировая практика показывает, что совершенствование технологии требует лабораторных и промысловых исследований, испытаний на стендовых установках и полигонах. Накопление базы данных исследований всех видов позволяет создавать современное программное обеспечение (ПО) для численного моделирования технологических процессов, в нашем случае промысловой подготовки высоковязкой нефти. Применяемое в настоящее время ПО часто опирается на эмпирические зависимости и упрощенные представления, что может приводить к неточным прогнозам и неоптимальным решениям, особенно при работе с высоковязкими эмульсиями, поведение которых нелинейно и зависит от множества факторов. Можно сказать, что численное моделирование является одновременно и инструментом, который позволяет расширить возможности исследований и оптимизировать их, и продуктом, точность работы которого напрямую зависит от полноты и достоверности результатов проведенных исследований. Текущее состояние проектных работ в промышленности характеризуется тотальным использованием различного ПО для моделирования технологических процессов и анализа рисков. Интеграция экспериментальных исследований и численного моделирования является ключевым фактором для повышения

эффективности и безопасности технологических процессов в нефтегазовой отрасли. С этим связана актуальность вопроса подтверждения достоверности физических моделей технологических процессов, определения их применимости и границ, а также оценки точности. Это позволяет увидеть, насколько адекватно модель отражает исследуемый процесс и определить, может ли модель быть использована для получения достоверных результатов.

В данной работе рассмотрено создание физической модели технологического процесса подготовки высоковязких нефтей (ВВН). ВВН и их эмульсии с водной фазой обладают множеством свойств, и для каждого отдельного случая разные свойства будут иметь различную степень влияния на вязкость эмульсии и достижение технологического результата. Отсутствие методических руководств и норм технологического проектирования, содержащих конкретные рекомендации и критерии контроля технологического процесса разделения эмульсий, осложняют создание физических моделей.

Весь цикл разработки физической модели направлен на создание точной и надежной модели, поддерживаемой численным моделированием, которая служит основой для принятия инженерных решений и дальнейшего использования технологий в промышленных условиях.

Актуальность данного вопроса связана с ростом количества месторождений углеводородного сырья (УВС) с аномальными свойствами и перевод их в соответствующую категорию. Это связано с применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Для этой категории УВС не разработаны нормы технологического проектирования, существует очень мало публикаций с результатами, не структурированы требования к научно-технической основе проектов для уверенного расчета основных технологических показателей. Нет методических указаний по созданию физической модели процесса. Отсутствие нормативных документов влияет на увеличение количества некондиционной продукции в масштабах РФ.

В ходе исследования были выявлены ключевые особенности поведения высоковязких нефтей (ВВН) и их эмульсий, которые необходимо учитывать при создании физической модели.

Особое внимание уделено влиянию ГРП на стойкость эмульсий. Приведены результаты исследований, доказывающих, что гелеобразные фазы, содержащие полимеры ГРП, значительно осложняют процесс разделения фаз.

Результаты работы подчеркивают необходимость разработки специализированных норм технологического проектирования для ВВН, а также создания библиотеки эмпирических данных для интеграции в программное обеспечение. Это позволит повысить достоверность прогнозов и оптимизировать процессы подготовки высоковязких нефтей в условиях роста доли месторождений с аномальными свойствами.

Подбор альтернативной жидкости ГРП для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

Д.Д. Выломов¹

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: ddvylomov-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Ключевые слова: низкопроницаемый газовый коллектор, туронский ярус, лабораторные исследования керна, линейное расширение глин, жидкость гидроразрыв пласт (ГРП)

Ресурсы газовых залежей туронского яруса относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), так как для них характерны значительная неоднородность коллектора по площади, низкие продуктивные характеристики скважин и ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Разработка таких залежей требует применения высокотехнологичных подходов, которые практически не осуществимы в удаленных районах крайнего севера по причине слабо развитой инфраструктуры и, как следствие, высоких капитальных затрат на обустройство при отсутствии фактической добычи.

При учете отмеченной проблематики сформирована нетривиальная задача по подбору альтернативной жидкости гидроразрыва пласта (ГРП), применение которой позволит снизить негативное воздействие на коллектор (относительно пресной воды) и повысить рентабельность проекта (относительно углеводородной основы).

Принятый технологический вызов решен путем последовательной реализации следующих ключевых мероприятий:

1. формирование алгоритма подбора альтернативной жидкости ГРП в формате блок-схемы;

2. аналитический обзор жидкостей ГРП, применяемых в низкопроницаемых газовых коллекторах (мировая и отечественная практика). Структуризация исходных данных с последующим формированием обзорной таблицы, включающей в себя ранжирование жидкостей ГРП в порядке приоритетности их применения на объекте турон;

3. консолидация фактических данных по аналогам в части результатов лабораторных исследований керна (линейное расширение глин) и оценки последствий влияния технических жидкостей на пласт по результатам ОПР;

4. подбор и формирование пула экспериментальных растворов (потенциальных жидкостей ГРП) с последующей их апробацией на собственном керновом материале туронского объекта месторождения X;

5. выбор и обоснование альтернативной жидкости ГРП, соответствующей изначально поставленной задаче поиска решения для условий туронского объекта месторождения X;

6. подбор скважины-кандидата для апробации альтернативной жидкости ГРП и реализации целей ОПР.

На основе выполненного комплекса лабораторных исследований с использованием собственного керна туронского объекта месторождения X отмечена нецелесообразность преимущества результатов аналогов в явном виде.

С целью расширения накопленной базы знаний и повышения научной составляющей выполнена апробация типовых и принципиально новых основ потенциальных жидкостей ГРП. Всего изучено 25 растворов (12 впервые), выполнено 100 опытов.

В результате выполнения исследовательской работы определена альтернативная жидкость ГРП, удовлетворяющая исходно поставленной нетривиальной задаче. Осуществлен подбор скважины-кандидата для реализации целей ОПР и апробации альтернативной жидкости ГРП. Рекомендовано проведение предварительных тестов (реология, несущая способность, деструкция) для оценки стабильности жидкости ГРП и образования эмульсий.

Методы и технологии изучения коллекторов в плотных породах

А.Н. Дмитриевский¹, В.Л. Шустер¹

¹Институт проблем нефти и газа РАН

Адрес для связи: A.Dmitrievsky@ipng.ru, VLShuster@ipng.ru

Ключевые слова: нефть, газ, плотные породы, трещиноватые коллекторы, изучение керна, рассеянные волны, сейсмические образы

Для изучения коллекторских свойств плотных пород глубоких горизонтов разрабатываются и совершенствуются различные методы и технологии.

Авторы детализировали и практически использовали на конкретных поисково-разведочных объектах ряд технологий и видов исследований.

Проблема изучения плотных пород возникает, в первую очередь, в образованиях фундамента: это и залежи УВ в доюрских отложениях Шаимского свода (гранитоиды) и севера Западной Сибири (карбонаты), а также месторождения Вьетнама, Индии (гранитоиды) и др.

Для эффективного проведения геологоразведочных работ в плотных породах необходимо: детально закартировать поверхность эрозионно-тектонических выступов фундамента; выявить и проследить разрывные нарушения; выявить и, по возможности, оконтурить зоны развития разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов (наиболее важная и сложная задача); оценить направленность трещин и характер их заполнения.

Для изучения плотных пород-коллекторов авторы использовали современные виды исследований и новые технологии: детальное изучение керна, в том числе, под электронным микроскопом, для детализации строения массивов уплотненных пород и оценки свойств плотных пород-коллекторов (Вьетнам); новую технологию сейсморазведки рассеянных волн для выявления в массивах плотных пород зон

распространения разуплотнённых трещиноватых пород-коллекторов (Западная Сибирь, Вьетнам, Индия); «Сейсмические образы» при оценке строения гранитоидных массивов (Западная Сибирь).

Полученные результаты исследований были использованы при проведении поисково-разведочных работ в производственных организациях.

Опыт применения машинного обучения для прогноза глубоководных фаций по ГИС

Т.А. Кононова¹, Ю.В. Шилова¹, А.В. Анохин¹, В.А. Бумагина¹

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: takononova@rn-gir.rosneft.ru

Ключевые слова: глубоководные фации, геофизические исследования скважин (ГИС), машинное обучение, самоорганизующиеся карты

Цель работы заключается в автоматизации процесса выделения фаций по данным геофизических исследований скважин (ГИС) с помощью алгоритмов машинного обучения.

В работе рассмотрены примеры использования иерархической кластеризации и классификации, самоорганизующихся карт Кохонена (SOM) с целью распространения фаций, выделенных по керну в ограниченных интервалах отдельных скважин, по данным ГИС на интересующий интервал разреза всего фонда скважин изучаемой площади. Суть метода заключается в том, что на основе свойств выбранных каротажных кривых формируется матрица векторных диаграмм, каждая из которых представляет собой набор определенных значений геофизических параметров. Каждой диаграмме присваивается преобладающий индекс. Векторные диаграммы представляют собой весь представленный в разрезе возможный набор каротажных откликов и их сочетаний. Диаграммы организованы в матрице таким образом, что ее границы характеризуют крайние керновые фации, плавно переходящие в середине одна в другую. В итоге формируется карта, отображающая взаимосвязь откликов методов ГИС и керновых фаций.

По результатам кластеризации (прогноз «без обучения») имеющихся данных ГИС по всем скважинам условная сходимость прогноза составляет 49 %. Данный алгоритм

может быть использован в случае отсутствия керна, при этом важно тщательно подходить к выбору числа прогнозируемых классов. Для повышения сходимости прогноза рекомендуется проводить «ручную» интерпретацию фаций по ГИС в нескольких эталонных скважинах и в дальнейшем применять обучающий алгоритм. Применение обучающего алгоритма (классификация) на непредставительной выборке данных может привести к значительным ошибкам в прогнозе. Наибольшая сходимость прогноза с фациями по керну (66 %) достигнута методом количественной классификации с использованием представительной обучающей выборки. Во всех вариантах прогноза допустимо наличие ошибок в соседствующих фациях, что обусловлено многообразием литотипов. С целью исключения подобных ошибок необходима ручная корректировка прогноза с учетом карт сейсмofаций и динамических атрибутов, отображающих объекты типа «русло» и «конус выноса».

Машинное обучение является актуальным методом анализа «больших данных». Впервые для площадей Уватского района рассматривается решение задачи прогноза глубоководных фаций, предложены подходы к формированию обучающей выборки и корректировке результата прогноза с учетом данных сейсморазведки.

Применение рассмотренных в работе методов позволяет значительно сократить время выделения фаций по данным ГИС для площадей с высокой изученностью бурением, позволяет избавиться от субъективизма.

Методы машинного обучения, в том числе SOM, реализованы в модулях современного программного обеспечения.

От автоматизации процессов ПИР к цифровому проекту

**А.С. Накаряков¹, В.А. Буньков¹, А.С. Гаврильчук¹, М.В. Сухарев¹,
Н.Г. Степанова¹, В.В. Хомутский¹**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: asnakaryakov@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: информационные системы, автоматизация процессов, проектно-изыскательские работы

В докладе представлено развитие информационных систем, реализуемых в рамках проектов внутренней автоматизации проектного института, направленных на повышение эффективности процессов управления и выполнения проектно-изыскательских работ, а также перспективы их совместной работы.

Необходимость автоматизации управления проектно-изыскательскими работами (ПИР) и создание информационной системы АПП-ПИР обусловлена значительным количеством проектов, находящихся на различной стадии реализации, необходимости мониторинга выполнения проектов с учетом большого количества участвующих служб и исполнителей, повышения прозрачности реализации, оптимизации работы сотрудников при выполнении рутинных операций и формирование отчетности. Это в свою очередь дает возможность оперативного выявления проблемных мест и своевременного принятия корректирующих управленческих решений.

В то же время отдельные инициативы направлены непосредственно на автоматизацию процессов выполнения инженерных изысканий и проектирования.

В части инженерных изысканий в настоящее время реализован прототип информационной системы с использованием макросов в Excel позволяющий вести учет всех поступающих проб грунтов, осуществлять мониторинг выполнения требуемых исследований, консолидировать результаты исследований характеристик грунтов. По

результатам оценки работы прототипа начаты работы по реализации информационной системы.

В части проектирования реализована информационная система РН-Наборы сооружений. Информационная система консолидирует информацию об основных характеристиках зданий и сооружений, требований к ним, что упрощает процесс обмена заданий между смежными отделами при проектировании, создает единую базу данных зданий и сооружений по всем объектам, позволяет полностью автоматизировать формирование документов – технического заданий на проектирование, структуру проекта, экспликацию зданий и сооружений.

Некоторое время информационные системы, затрагивающие смежные процессы развивались параллельно, при этом в ходе развития выявилась возможность организации связи между информационными системами и перспективы начала формирования информационной модели на этапе предпроектной проработки и автоматического наполнения информационной модели проектируемого объекта в процессе выполнения инженерных изысканий.

Инновационная технология для увеличения эффективности теплового воздействия на пласт

**А.А. Папушкина¹, А.В. Замрий¹, С.П. Черных¹, В.В. Рыжов²,
В.А. Стенников³, д.т.н., А.С. Сигов⁴, д.ф.-м.н.**

¹ООО «Межотраслевой экспертно-аналитический центр
Союза Нефтегазопромышленников России»

²Национальный исследовательский университет «МЭИ»

³Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН

⁴Российский технологический университет «МИРЭА»

Адрес для связи: paa@sngpr.ru.com

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), тепловые МУН, закачка пара, закачка горячей воды

В нефтегазовой отрасли важным является вопрос добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) на фоне повышения обводненности скважин и снижения доли легкоизвлекаемых нефтей. Для разработки ТРИЗ используют методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые представляют собой сложные и дорогостоящие технологии. Выделяют следующие методы: тепловые, газовые, химические, гидродинамические, физические и комбинированные. При высокой вязкости нефти и небольших глубинах залегания применяют термические МУН, при применении которых коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 15–30 %.

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи классифицируют следующим образом: закачка горячей воды, вытеснение нефти паром, технология пароциклического воздействия, метод парогравитационного дренажа (SAGD), внутрипластовое горение. Эффективным терморастворителем является водяной пар, однако с ограниченными возможностями транспортирования его на значительные расстояния по причине потерь

тепла и конденсации максимальные глубины пластов составляют 1200–1500 м. Для коллекторов, залегающих на глубинах до 5 км, используют закачку горячей воды.

Предлагаемый способ теплового воздействия на пласт объединяет преимущества двух агентов и предполагает закачивание горячей воды при высоких давлении и температуре, а затем перевод ее в пар у забоя с помощью специального устройства.

Были проведены приблизительные расчеты затрат совместно с ПАО ТЗК «Красный котельщик», а также проверочные расчеты и моделирование, которые показали эффективность перехода на водогенератор, а с учетом расходов на трубы и оборудование, их амортизацию, зарплаты для персонала, то экономия средств будет значительной. Кроме того, результаты были проверены и подтверждены академиком РАН Стенниковым В.А. и рядом других экспертов высокого уровня.

В результате применения технологии будет повышена эффективность процесса и снижены затраты на дорогостоящее оборудование, электроэнергию и топливо, необходимые для производства пара.

Результаты исследований по подбору селективного состава изоляции водопритока для условий карбонатного нефтяного месторождения

**А.М. Петраков¹, Р.Р. Раянов², Е.Н. Байкова²,
Ю.М. Трушин³, И.А. Краснов³, М.О. Николаенков³,
А.В. Фомкин⁴, И.В. Ткачев⁵, В.Е. Вахмистров⁵, Т.С. Рогова⁵**

¹АО «ВНИИнефть»

²АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»

³ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

⁴АО «Зарубежнефть»

⁵ООО «ЗН НТЦ»

Адрес для связи: APetrakov@nestro.ru

Ключевые слова: добыча нефти, изоляция водопотоков, добывающая скважина, карбонатное нефтяное месторождение, селективность технологии

Разработка любого нефтяного месторождения, особенно сложенного карбонатным коллектором, как правило, сопровождается опережающим ростом обводнения продукции добывающих скважин. В этой связи необходимо применение технологий ограничения водопритока (ОВП), которые позволяли бы селективно изолировать наиболее обводненные прослои, не снижая при этом, притока нефти к скважине.

На основании анализа рынка производителей была составлена матрица 50 технологий ОВП с указанием типа химического вещества, состава, механизма действия, рабочего диапазона температуры, диапазона минерализации воды, возможности регулирования времени гелирования и других ключевых параметров, что позволило оценить их применимость в конкретных условиях и выбрать наиболее подходящие для условий рассматриваемого объекта разработки.

На основании комплекса физико-химических и реологических исследований по оценке применимости технологий ОВП для конкретных геолого-физических условий объекта разработки рекомендован термотропный гелеобразующий состав (СТГ), разработанный в АО «ВНИИнефть», на основе хлорида алюминия, имеющий низкую начальную вязкость рабочего раствора и время гелеобразования порядка 50 ч.

В результате фильтрационных исследований с использованием выбранного состава получены коэффициенты изоляции: 5,97 и 26,91 для соответственно нефте- и водонасыщенной моделей, которые подтверждают эффективную работу состава в водонасыщенном прослое. В результате закачки термотропного состава в двухслойную модель пористой среды получено доказательство гидродинамической селективности технологии ОВП. Соотношение объемов проникновения состава ОВП при одновременной закачке в высокопроницаемую и низкопроницаемую модель составляет 45:1. Коэффициент изоляции для водонасыщенной модели в области градиентов давления 60-65 атм/м составляет 96 д.ед.

На основании анализа действующего фонда добывающих скважин продуктивного пласта по сформированным критериям, было выбрано 3 первоочередные скважины, по которым были составлены чек-листы, в которых содержится информация по параметрам работы скважин, запасам нефти, геолого-физической характеристике, а также выкопировка из карты текущего состояния разработки, каротажной диаграммы, графическую диагностику механизма прорыва воды. Дополнительно по отобранным скважинам построены и проанализированы диагностические графики по методике Чена и графики истории добычи в каждой из категории добывающих скважин.

Верификация ожидаемых параметров предлагаемой технологии ОВП была выполнена на действующей геолого-гидродинамической модели в t-Navigator на основании полученных лабораторных данных.

Ожидаемая удельная технологическая эффективность 1 скв.-операции составляет порядка 31 тонны дополнительно добытой нефти на тонну закачанного химреагента. При этом относительный эффект по дополнительной добыче нефти и сокращению добычи попутно добываемой воды оценивается на уровне соответственно 15 и 20 %.

Промысловая химия – основа рациональной нефтегазовой разработки месторождений

М.А. Силин¹, Л.А. Магадова¹, Л.Ф. Давлетшина¹, К.А. Потешкина¹, З.Р. Давлетов¹

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адрес для связи: ddvylomov-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Ключевые слова: промысловая химия, трудноизвлекаемые запасы, поверхностно-активные вещества, кислотные составы, технологии обработки призабойной зоны пласта

В современной нефтедобывающей промышленности все более значимую роль играет промысловая химия – научное направление, связанное с разработкой и применением химических реагентов для решения сложных задач, возникающих на всех этапах от поиска углеводородов и бурения скважин до разработки нефтегазовых месторождений и транспорта нефти, газа и воды. Актуальность этой области знаний обусловлена увеличением доли трудноизвлекаемых запасов, требующих инновационных подходов и технологий.

Научно-образовательный центр «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (НОЦ ПХ) является ведущим центром компетенций в данной сфере. В центре проводят фундаментальные и прикладные исследования, направленные на разработку и внедрение эффективных химических методов для решения различных проблем. Кроме того, в НОЦ ПХ осуществляется подготовка высококвалифицированных специалистов всех уровней образования (бакалавриат, магистратура, аспирантура), обладающих глубокими знаниями и практическими навыками в области промышленной химии.

Одним из ключевых подразделений НОЦ ПХ является сектор поверхностно-активных веществ (ПАВ) и кислотных систем. Это подразделение специализируется на

изучении особенностей технологий стимуляции скважин и разработке новых рецептур и технологий для кислотных обработок, позволяющих эффективно удалять отложения, увеличивать проницаемость призабойной зоны и стимулировать приток нефти и газа к скважине.

Кислотные обработки являются одной из наиболее распространенных технологий в нефтегазодобыче. В секторе ПАВ и кислотных систем разрабатывают и проводят широкий спектр исследований. В частности, изучаются физико-химические свойства кислотных составов и их взаимодействия с углеводородами. Все это помогает более детально подойти к изучению коллоидно-химических процессов на границе кислотный состав/углеводородная фаза и исключить осложнения, возникающие при кислотных обработках пластов.

В результате многолетних исследований в НОЦ ПХ для различных объектов была разработана линейка химических реагентов для кислотных обработок скважин. Их внедрение в инновационных технологиях стимуляции скважин позволяет повысить эффективность проводимых мероприятий по стимуляции работы скважин.

Использование ИИ в нефтегазовой отрасли на примере проекта по обработке геопривязанных данных

М.Н. Смирнов¹, В.Е. Сабашный¹, М.Х. Немешев¹

¹ООО «Ланит-Терком»

Адрес для связи: mikhail.smirnov@lanit-tercom.ru, vadim.sabashny@lanit-tercom.ru, marat.nemeshev@lanit-tercom.ru

Ключевые слова: цифровой подход, геопривязанные данные, искусственный интеллект, геоинформационный ресурс, автоматизация, нефтегазовая отрасль

В статье представлен инновационный цифровой подход к сбору и автоматической обработке геопривязанных данных съемки из различных источников с использованием методов искусственного интеллекта (ИИ). Создание единого геоинформационного ресурса (ГИР) повышает эффективность и скорость анализа больших массивов данных, поступающих через дистанционное зондирование Земли и аэрофотосъемку.

В контексте цифровой трансформации нефтегазовой отрасли данный подход способствует автоматизации рутинных процессов в геологоразведке, включая первичный анализ перспективных площадок с учетом существующей инфраструктуры и обработку сейсмических снимков. Кроме того, описана разработанная и зарегистрированная в реестре российского программного обеспечения (ПО) система, использующая данный метод и обеспечивающая повышение уровня цифровизации и инновационности в отрасли.

Используемые методы исследования: сбор геопривязанных данных съемки из различных источников; автоматическая обработка геопривязанных изображений с помощью ИИ; использование заранее обученных моделей машинного обучения (ML) для автоматического извлечения информации; запуск различных типов ML моделей (детекция объектов, сегментация, классификация); дообучение существующих моделей и обучение новых для расширения набора признаков или решения новых задач;

многопользовательская работа с данными и моделями; сравнение данных в разные временные периоды; выгрузка результатов в популярных форматах геоинформационных систем (ГИС); разработка ПО, реализующего данный подход, адаптированного для развертывания на мощностях заказчика; обучение сотрудников заказчика работе с системой.

В работе описан подход по автоматизации рутинных работ с анализом ГИР и представлена его реализующая система.

На данный момент это единственная известная авторам система, имеющая возможности силами пользователей расширять функционал ML моделей и добавлять новые. Это позволяет, в отличие от конкурентов, постоянно обновлять ML модели последними версиями архитектур.

Использование данной системы позволит снизить затраты на персонал и исключить ошибки, вызванные человеческим фактором.

Ценность цифровой платформы в нефтегазовой отрасли заключается в значительном повышении эффективности и конкурентоспособности компаний за счет интеграции и аналитики больших данных, оптимизации производственных процессов, многопользовательской и корпоративной работе.

Большое значение имеет содействие цифровой трансформации отрасли, так как платформа является инструментом перехода компаний к интерактивному управлению бизнесом в реальном времени, что критично для сохранения конкурентоспособности на современном рынке.

Изучение свойств нефти на образцах керна

Е.Н. Трофимова¹, Р.Р. Губайдуллин¹, А.В. Дякина¹, К.Р. Мухтарова¹, И.Л. Цесарж¹

¹«СургутНИПИНефть», ПАО «Сургутнефтегаз»

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru, elenatrofimova2021@vk.com

Ключевые слова: Западная Сибирь, нефть, керн, нефтенасыщение, углеводороды, метод, люминесценция, хроматография, пиролиз, цифровизация, трудноизвлекаемые запасы

В работе освещены результаты изучения нефти в пористой среде керна.

Цель изучения – корреляция свойств нефти из поверхностных и глубинных проб со свойствами нефтенасыщения горных пород в колонке керна, а также аналитическое подтверждение зависимости цветности люминесценции нефтенасыщения горных пород от компонентного состава нефти.

Для изучения свойств нефти применен метод, разработанный и опробованный в ПАО «Сургутнефтегаз» в период 2023–2024 гг. Техническая часть метода заключается в насыщении нефтью образцов керна с чистым и свободным пористым пространством, то есть в подготовке пробообразцов нефти. Аналитическая часть метода включает изучение физических свойств (окраска, люминесценция) пробообразцов нефти на фотоизображениях в дневном и ультрафиолетовом освещении и физико-химических особенностей их углеводородной составляющей по результатам пиролитического анализа.

Метод разработан для научного и практического применения на производстве. При разработке и опробовании метода использовались: нефти 44 проб из 40 скважин 27 месторождений Западной Сибири и образцы, изготовленные из пористой среды керна.

Процесс опробования метода условно разделен на 5 позиций: 1) изготовление образца, 2) регистрация и маркировка образца; 3) насыщение образца нефтью; 4) фотографирование пробообразца; 5) консервация пробообразца для пиролиза. В позициях

метода можно изменить форму и материал образца, способы маркировки, регистрации, насыщения, консервации и фотографирования.

Для подготовки пробообразцов нефти авторами были опробованы два методических способа. В первом способе требуется обязательная консервация пробообразцов нефти для пиролиза. Второй способ упрощен, и как следствие, более экономичен и более продуктивен для пиролитических исследований, в нем консервация не обязательна.

В процессе опробования метода по пробообразцам нефти получены: индивидуальные и комплексные фотоизображения, данные пиролиза при консервации и без консервации. Индивидуальные изображения по цвету люминесценции были разделены на 3 ряда. Средние значения данных хроматографии по каждому ряду не противоречат международному делению нефтей на 3 основных категории – легкие, средние и тяжелые. Анализ комплексных изображений показал изменение люминесценции и состава нефти со временем, подтвержденное данными пиролиза.

В результате проделанной работы авторами установлено, что в пористой среде керна разный компонентный состав нефти имеет разную цветность люминесценции. Изменение цветности люминесценции нефтенасыщения горных пород (в колонке керна) связано с изменением компонентного состава нефти.

Производственное применение метода позволит: расширить область изучения нефтей поверхностных и глубинных проб; сформировать банк данных по люминесценции нефтей; найти закономерные связи между характером люминесценции нефтей и их аналитическими данными (хроматография, пиролиз). Банк данных люминесценции нефтей необходим для цифровизации нефтенасыщения в колонке керна. Корреляция свойств нефти из пробы и из керна позволит выделять участки эффективных коллекторов и участки трудноизвлекаемых запасов.

Совершенствование заканчивания скважин, реализация технологии многозабойного заканчивания «ГИДРА»

Е.А. Ушаков¹, М.С. Осин¹, М.М. Закревский¹

¹ООО «Салым Петролеум Девелопмент»

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru, elenatrofimova2021@vk.com

Ключевые слова: заканчивание скважин, неоднородный коллектор, радиальное бурение, трудно извлекаемые запасы

Современные нефтегазовые месторождения характеризуются высокой неоднородностью коллекторов, наличием подстилающих водных или газовых зон, что осложняет применение традиционных методов заканчивания скважин, таких как многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) или использование фильтр-хвостовиков. Актуальной задачей является разработка технологий, позволяющих снизить капитальные затраты без ущерба для продуктивности скважин.

Технология многозабойного заканчивания скважин бурением боковых стволов малого диаметра основана на создании большого количества боковых каналов в продуктивном пласте от основного ствола скважины, как правило, горизонтального, что обеспечивает увеличение площади контакта скважины с коллектором.

Технология реализуется с помощью специальной компоновки, которая спускается в скважину на бурильных трубах, как стандартный фильтр-хвостовик. После спуска компоновки следуют операции по активации элементов, а именно подвески компоновки в предыдущей обсадной колонне, якорей в открытом стволе скважины. После установки оборудования в стволе скважины выполняют операцию бурения радиальных каналов. Этот процесс запускается изменением расхода и давления буровых насосов. Сигналами о

выполнении перечисленных этапов работ служат перепады давлений, которые фиксируются оборудованием на поверхности.

Конструкция компоновки многозабойного заканчивания включает модули, оснащенные титановыми иглами длиной 12 м, каждая из которых оборудована долотом и турбиной. Активация игл происходит за счет циркуляции бурового раствора: поток жидкости приводит в движение турбины, передающие крутящий момент на долота, что позволяет формировать каналы под заданным углом.

В отличие от гидроразрыва пласта рассматриваемая технология исключает риск вскрытия подстилающей воды или газовой шапки благодаря контролируемой длине боковых каналов и отсутствию протяженных трещин. Технология также не требует использования специализированных жидкостей, что снижает затраты, сложность выполнения работ и уменьшает экологическую нагрузку.

В зарубежной практике технология технологии многозабойного заканчивания скважин бурением боковых стволов малого диаметра имеет успешный опыт применения и является относительно недорогостоящим методом повышения продуктивности скважин и эффективности извлечения запасов углеводородов.

Потенциал технологии многозабойного заканчивания для повышения эффективности разработки месторождений углеводородов стал ключевым стимулом для отечественных компаний. Это привело к созданию комплекса «ГИДРА» – полностью локализованного решения. В рамках проекта была не только разработана технологическая платформа, но и детально проработана методика ее применения, включая оптимизацию процессов бурения, мониторинга и управления.

15 января 2025 года на скважине №1141 (куст №700) Верхнесалымского месторождения был успешно осуществлен спуск и активация компоновки «ГИДРА». В результате бурения было сформировано 60 боковых стволов длиной по 10 м каждый, что значительно увеличило площадь дренирования пласта. Процесс заканчивания занял всего на 6,5 часов больше времени в сравнении с фильтр-хвостовиком, тем самым показав высокую скорость выполнения операций.

10 апреля 2025 года скважина №1141 была выведена на режимные параметры добычи. Забойное давление на стационарном режиме оказалось на 31% выше, чем у аналогов с фильтр-хвостовиком, что повысило надежность скважины и снизило нагрузку на эксплуатационное оборудование.

Дебит нефти увеличился на 91% по сравнению с традиционным заканчиванием, а обводненность продукции снизилась на 47%, что свидетельствует о более эффективном вовлечении запасов.

Реализация технологии многозабойного заканчивания «ГИДРА» на скважине №1141 Верхнесалымского месторождения подтвердила ее высокую эффективность и технологическую зрелость. В результате проекта были созданы готовые к внедрению оборудование и стандартизированные процедуры, которые могут быть успешно масштабированы в различных нефтегазовых компаниях, особенно при работе с низкопроницаемыми и неоднородными коллекторами.

Отечественная разработка «ГИДРА» доказала свою конкурентоспособность, высокую продуктивность и экономическую целесообразность. Успешный пилотный проект открывает перспективы для широкого внедрения технологии на других месторождениях России, способствуя повышению эффективности разработки месторождений.

Таким образом, «ГИДРА» представляет собой перспективную альтернативу традиционным методам заканчивания, обладающую значительным потенциалом для оптимизации разработки сложных запасов углеводородов.

Перспективы внутрипластовой генерации CO₂ для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти

А.Х. Шахвердиев¹, А.Ю. Бруслов¹, С.В. Арефьев²

¹Российский гос. геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе

²ПАО «ЛУКОЙЛ»

Адрес для связи: ah_shah@mail.ru

Ключевые слова: двуокись углерода, CO₂, внутрипластовая генерация, ВПГ-CO₂, методы повышения нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, газообразующий агент, газогенерирующий агент

Применение двуокиси углерода (CO₂) для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти хорошо известно. Во многих случаях CO₂ целесообразно не закачивать с поверхности, а генерировать непосредственно в пластовых условиях. В работе рассмотрены опыт и перспективы применения инновационного метода внутрипластовой генерации CO₂ (ВПГ-CO₂) после реакции между газообразующим и газогенерирующим агентами. Этот метод успешно апробирован в лабораторных, промысловых условиях, защищен патентами в России и за рубежом, обеспечивает заметное увеличение нефтедобычи, применим в условиях обводненных месторождений, нефтей малой, повышенной вязкости, а также низких и высоких пластовых температур. Перспективы внутрипластовой генерации CO₂ связываются с оптимизацией количеств применяемых реагентов и частоты повторного применения, уточнением области и масштабированием эффективного применения, а также с наработкой промысловой практики обработки призабойных зон добывающих скважин.

Для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти применяют методы, где пластовые нефть и вода вступают в контакт с техногенной двуокисью углерода [1-23].

Двуокись углерода (CO_2) закачивают через нагнетательные, добывающие скважины или генерируют в пластовых условиях.

В отличие от технологий поверхностной закачки, внутрипластовая генерация не требует дорогостоящего специального оборудования и трубопроводов, может воспроизводиться многократно, а также не сопровождается рисками ранних прорывов CO_2 к добывающим скважинам, взрывопроявлений, ранений, отравлений и загрязнений для здоровья персонала и экологии.

В отличие от метода внутрипластовой генерации CO_2 путем высокотемпературного гидролиза растворов карбамида [24, 25], генерация по методу ВПГ- CO_2 применима в коллекторах как с низкой, так и с высокой пластовой температурой.

По методу ВПГ- CO_2 для довытеснения нефти на поздней стадии заводнения, объемы и продолжительность закачки химреагентов кратно меньше тех, что в технологиях объемной закачки CO_2 .

При внутрипластовой генерации CO_2 проявляются следующие базовые механизмы увеличения нефтедобычи: высокоскоростная генерация двуокиси углерода как продукта внутрипластовой реакции между водными растворами газообразующего и газогенерирующего агентов, распределение сгенерированной двуокиси углерода в свободной фазе, нефти и побочно сгенерированном водном солевом растворе, дополнительная очистка и увеличение проницаемости коллектора в контакте с CO_2 , вытеснение (дренаж) дополнительной нефти, обогащенной CO_2 , водным солевым раствором с растворенной двуокисью углерода.

Проведение внутрипластовой генерации CO_2 имеет ряд особенностей: скважинная циклическая чередующаяся закачка порций растворов реагирующих газообразующего и газогенерирующего агентов, с обязательной закачкой порций буферной воды, разделяющей порции реагирующих агентов, последовательная закачка одной порции раствора газообразующего агента, порции разделяющей буферной воды и порции раствора газогенерирующего агента составляет один цикл, оптимальное количество циклов для одной скважино-операции составляет от двух до четырех.

Перспективы внутрипластовой генерации CO_2 связываются с оптимизацией количеств применяемых реагентов и частоты повторного применения, уточнением области и масштабированием эффективного применения, а также с наработкой промысловой практики обработки призабойных зон добывающих скважин.

Адаптация методов поиска трендов и изменений статистических характеристик ряда в потоковых данных с промысловых объектов

Е.В. Юдин¹, к.ф.-м.н., Э.Ф. Мурзин², М.И. Гудилов³, Д.О. Исаев¹

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²ООО «ОЙЛ ЭНД ГЭС ПРОДАКШН ТУЛС»

³ООО «Недра»

Адрес для связи: muremfic@mail.ru

Ключевые слова: телеметрия, электроцентробежный насос (ЭЦН), временные ряды, CUSUM, алгоритмы ADWIN и BOCPD

В работе рассматриваются современные методы анализа временных рядов, направленные на выявление трендов и изменений статистических характеристик ряда. Цель исследования заключается в разработке адаптивных алгоритмов анализа временных рядов, обеспечивающих оперативное выявление аномалий и точек изменения статистических характеристик в режиме потоковой обработки данных со скважин.

Для достижения поставленной цели проводится обзор и сравнительный анализ классических и современных методов. Среди алгоритмов поиска тренда исследуется «кумулятивная сумма» (CUSUM), рассматриваются его классическая реализация и подходы к адаптивному подбору порогового уровня. Предлагается применение алгоритма для обработки данных в реальном времени, а также использование сглаживающих методов (экспоненциального скользящего среднего, взвешенного скользящего окна и фильтра Калмана) для предварительной подготовки данных перед анализом.

Для задач поиска точек изменения статистических характеристик ряда исследуются алгоритмы ADWIN и BOCPD. Предлагаются их адаптации: для ADWIN – новый способ сжатия точек, позволяющий быстрее реагировать на изменения, для BOCPD – оптимизация обработки при накоплении большого объема данных, что существенно

ускоряет вычисления. Кроме того, представлен новый метод, основанный на последовательном применении информационного критерия и F-теста, позволяющий выявлять изменения дисперсии в потоковых данных. Дополнительно предложена методика адаптивного подбора уровня детектирования, зависящего от текущих статистических характеристик ряда.

Новизна работы заключается в комплексной адаптации алгоритмов для функционирования в условиях потоковой обработки промышленных данных с возможностью их запуска в режиме real-time на edge-устройствах. Такой подход открывает перспективы для построения локальных интеллектуальных систем, потенциально способных к автономному управлению режимами работы скважины без существенной зависимости от удаленных вычислительных ресурсов.

Практическая значимость работы проявляется в возможности применения предложенных алгоритмов для автоматического контроля состояния оборудования, прогнозирования изменений производительности скважин и своевременного выявления отклонений от нормального режима работы. Разработанные методы могут быть внедрены в системы промышленного анализа данных, повышая надежность и эффективность добычи.