

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



НХ конференции

научно-практических конференций

**Инновационные решения
в геологии и разработке ТРИЗ**

**Цифровая трансформация
в нефтегазовой отрасли**

**27-29 НОЯБРЯ 2024,
МОСКВА**

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

научно-практических конференций

**ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
В ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКЕ ТРИЗ**

**ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ
В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

- Алексеев А.Д.**
4 НЕКОТОРЫЕ МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ВУЛКАНОГЕННО-ОБЛОМОЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА
- Вильданов Т.Ф., Мехоношин Р.О.**
6 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОСТЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ
- Гашин М.А., Белов К.В., Дорофеев А.В., Иванова А.И.**
7 ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»
- Гильманов Я.И., Серкин М.Ф., Новосадова И.В.**
8 СТАНДАРТИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ОТБОРУ И ИССЛЕДОВАНИЯМ КЕРНА
- Дмитриевский А.Н., Максимов А.Л., Антонов С.В., Нургалиев Д.К., Еремин Н.А., Замрий А.В., Варфоломеев М.А., Папушкина А.А., Безруков Н.П.**
10 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗА СЧЕТ ТЕХНОЛОГИИ УМНЫХ КОНТЕЙНЕРОВ (УМК)
- Домрачев А.А., Скареднов А.А., Евдокимов И.В., Шрубковский И.И.**
12 ОПЫТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗА СЧЕТ РАБОТЫ В КРОСС-ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ КОМАНДЕ
- Каширских Д.В., Паромов С.В., Шемелов Ф.А.**
14 ЕДИНОЕ ИНФОРМАЦИОННОЕ ПРОСТРАНСТВО – ПУТЬ К ЦИВИЛИЗАЦИИ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА И ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ (НА ПРИМЕРЕ ИС РН-ЛАБ)
- Кильдияров Д.Ж., Харисов М.Н., Костригин И.В.**
16 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ LLM МОДЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЧАТ-БОТА ДЛЯ КОНСУЛЬТАЦИЙ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ
- Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р., Абуталипов У.М., Старков С.В., Росляков К.С., Абдуллин А.А.**
18 ОПЫТ РАЗРАБОТКИ АВТОНОМНОГО УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ТИПА ЛЕВИТИРУЮЩЕГО ДИСКА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КОМПАНИИ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»
- Пашилов М.В., Попов В.А., Анкушев Я.Е.**
20 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ ЦИФРОВОЙ СИСТЕМЫ ВИЗУАЛИЗАЦИИ ТАБЛИЧНЫХ ДАННЫХ

- 22 **Петраков А.М.**
КРИТЕРИИ ВЫПОЛНЕНИЯ И ДОСТОВЕРНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
- 24 **Плиткина Ю.А., Бондаренко О.А., Грандов Д.В.**
ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИИ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ДОБЫЧУ ТРИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
- 26 **Распопин Д.И., Харисов М.Н., Костригин И.В., Галиев Р.В.**
ПОИСК СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГРАДИЕНТНОГО БУСТИНГА ДЕРЕВЬЕВ РЕШЕНИЙ
- 28 **Резванов Ю.И., Асфандияров Д.Д., Салимов Ф.С., Афанасьев С.В.**
ЛОКАЛИЗАЦИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И МЕТОДИК С ЭЛЕМЕНТАМИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЕКТА
- 30 **Саттарова Р.Ф., Терегулова Г.Р., Капишев Д.Ю.**
СОЗДАНИЕ ИНТРУМЕНТОВ СТИМУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ
- 32 **Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дякина А.В., Косолапова О.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р., Травина Ю.А., Цесарж И.Л.**
ИЗУЧЕНИЕ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД (ПО МАТЕРИАЛАМ ИЗУЧЕНИЯ КЕРНА ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»)
- 34 **Фахретдинов Р.Н., Якушин В.Б.**
ПЛАНИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ
- 36 **Чурочкин И.И.**
МЕТОДОЛОГИЯ УЧЕТА КАВЕРНОЗОГО КОЛЛЕКТОРА ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП)
- 38 **Шевко Н.А.**
РЕАЛИЗАЦИЯ ЦИФРОВОЙ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ В МНГОВАРИАНТНОМ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ
- 40 **Ядрышникова О.А., Тенюнин А.Ф., Бычков М.Л.**
ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ АРХИВЫ: НОВЫЕ ПОДХОДЫ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ИНДЕКСАЦИИ

Некоторые методологические аспекты определения подсчетных параметров и прогнозирования разработки для вулканогенно-обломочных коллекторов доюрского комплекса Западно-Сибирского-нефтегазоносного бассейна

А.Д. Алексеев¹, к.г.-м.н.

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: Alexey.Alexeev@lukoil.com

Ключевые слова: Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, доюрский комплекс (ДЮК), вулканогенно-осадочные породы, моделирование нефтенасыщенности, количественная оценка трещиноватости, прогноз положения трещины гидроразрыва пласта (ГРП)

Поддержание уровня добычи в «старых» нефтедобывающих районах имеет стратегически важное значение. Наличие действующей промысловой инфраструктуры позволяет сокращать затраты при опробовании новых перспективных технологий, а также вводить в разработку новые объекты, включая нетрадиционные трудноизвлекаемые запасы. В этом контексте Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн не потерял, а скорее нарастил свою привлекательность.

К категории нетрадиционных в Западной Сибири принято относить запасы баженовской свиты, которая является лидером по количеству публикуемых статей и научных работ, а также доюрский комплекс (ДЮК), которому уделяется меньше внимания. Несмотря на то, что запасы обоих объектов относятся к категории трудноизвлекаемых, по составу научной проблематики баженовская свита и ДЮК абсолютно различны, но их объединяет то, что в рамках традиционных методических подходов нефтепромысловой геологии их невозможно описать.

«Нетрадиционность» ДЮК заключается в том, что традиционные методы изучения с целью поиска залежей углеводородов для данного комплекса не подходят, либо

нуждаются в серьезной адаптации к его специфическим особенностям, таким как: идентичность минерального состава пород-коллекторов и пород-покрышек, сложный характер пустотного пространства, интенсивная трещиноватость, наличие обширной переходной зоны. В этой связи создание новых эффективных подходов к подсчету запасов и прогнозированию разработки залежей нефти в ДЮК комплексе представляет актуальную задачу.

Настоящий доклад посвящен проблемам изучения ДЮК комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, представленного породами вулканогенно-осадочного генезиса, и возможным путям их решения. В нем рассматривается задача определения основных подсчетных параметров по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и прогнозирования разработки в условиях применения технологий гидроразрыва пласта (ГРП) с целью интенсификации притоков в скважинах. Основное внимание посвящено семи методологическим аспектам:

- 1) учету вариативности плотности скелета породы при определении пористости;
- 2) фокусу на статистические критерии при обосновании величины граничной пористости;
- 3) методам определения и моделирования нефтенасыщенности в условиях наличия развитой системы трещин и обширной переходной зоны;
- 4) подбору уровня зеркала чистой воды для модели переходной зоны с привлечением керновых материалов и данных геолого-технологических исследований (ГТИ) во время бурения;
- 5) количественной оценке трещиноватости;
- 6) прогнозу положения трещины ГРП;
- 7) прогнозированию состава притока по данным ГИС и ГТИ.

Найденные решения позволяют повысить надежность и достоверность при определении подсчетных параметров ДЮК, а также дают возможность прогнозирования разработки.

Прогнозирование негерметичностей эксплуатационных колонн с использованием алгоритмов машинного обучения

Т.Ф. Вильданов¹, Р.О. Мехоношин¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адреса для связи: Timur.Vildanov@lukoil.com, Roman.Mekhonoshin@lukoil.com

Ключевые слова: негерметичность эксплуатационной колонны (НЭК), заколонная циркуляция, машинное обучение, прогнозирование инцидентов

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли возникла объективная необходимость применения цифровых инструментов для обработки большого потока промысловой информации. Одним из приоритетных направлений цифровизации производства является внедрение методов предиктивной аналитики (прогнозирования) на основе систематизации и обобщения накопленного массива данных. Так сегодня появляется возможность решить вопросы, которые нельзя было решить ранее, используя традиционные подходы. Одним из примеров такой задачи является прогнозирование негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК). Ежегодно на месторождениях Западной-Сибири фиксируются сотни случаев негерметичности, на ликвидацию которых требуется значительное время и материальные затраты. Для решения этой задачи был разработан инструмент, позволяющий прогнозировать НЭК для проведения превентивных мероприятий и сокращения операционных расходов для их ликвидации.

Эволюция развития системы контроля работы нагнетательных скважин в ПАО «Сургутнефтегаз»

М.А. Гашин¹, К.В. Белов¹, А.В. Дорофеев¹, А.И. Иванова¹

¹«СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»

Адрес для связи: Gashin_MA@surgutneftegas.ru

Ключевые слова: система поддержания пластового давления, коэффициент извлечения нефти, низкопроницаемый коллектор, авто-гидроразрыв пласта («авто-ГРП»)

Применение системы поддержания пластового давления с целью вовлечения в разработку запасов низкопроницаемых коллекторов и достижения проектного коэффициента извлечения нефти неизбежно создание высокого давления нагнетания, что в некоторых случаях, вызывает возникновение эффекта авто-гидроразрыва пласта («авто-ГРП»). Эксплуатация низкопроницаемых коллекторов предъявляет требования к необходимости своевременного диагностирования образования трещин «авто-ГРП» и оптимального регулирования режимов работы нагнетательных скважин с целью управления параметрами создаваемых трещин или недопущения их образования в зависимости от прогнозируемого эффекта. Наиболее перспективным инструментом оперативного определения текущего состояния призабойной зоны скважины является график Холла, для построения которого необходимо решить задачу корректной непрерывной оценки забойного давления.

Стандартизация работ по отбору и исследованиям керна

Я.И. Гильманов^{1,2}, М.Ф. Серкин¹, И.В. Новосадова¹

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

²Тюменский индустриальный университет

Адрес для связи: YIGilmanov@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: отбор керна, образец керна, пористость, газопроницаемость, петрофизические исследования керна, регламентирующий документ (РД), ОСТ, ГОСТ

В статье рассмотрены действующие регламентирующие документы (РД) в области отбора и исследований керна в нефтегазовой отрасли РФ, оценена их актуальность, предложены мероприятия по совершенствованию имеющихся или разработке отсутствующих РД. Показано, что текущий уровень и количество действующих РД в области отбора и исследований керна ограничено, они не обеспечивают стандартизацию работ. Существуют локальные руководящие документы, разработанные специалистами нефтегазовых компаний и недоступные специалистам других компаний, что вызывает объективные трудности при организации работ по представлению проектных документов в госорганы. Примером может являться ситуация, когда одно и тоже месторождение разделено на два лицензионных участка и они принадлежат двум различным нефтегазовым компаниям. В ПАО «НК «Роснефть» организация работ по отбору и изучению керна для целей поисков и разработки месторождений углеводородов носит системный характер. С 2017 г. в Компании действует локально-нормативный документ «Исследования керна» № П1-01.03 Р-0136, в котором устанавливаются единые требования к порядку проведения исследований керна, единый порядок взаимодействия участников

процесса планирования, организации и проведения работ по отбору, транспортировке, хранению, ликвидации, а также комплексному исследованию керна при геолого-разведочных работах и разработке месторождений нефти, газа и конденсата, в том числе на шельфе и месторождений трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов за счет технологии умных микроконтейнеров (УМК)

А.Н. Дмитриевский¹, А.Л. Максимов², С.В. Антонов², Д.К. Нурғалиев³, Н.А. Еремин¹,
А.В. Замрий⁴, М.А. Варфоломеев³, А.А. Папушкина⁴, Н.П. Безруков²

¹Институт проблем нефти и газа РАН

²Институт нефтехимического синтеза имени А.В. Топчиева РАН

³Казанский (Поволжский) федеральный университет

⁴ООО «МЭАЦ»

Адрес для связи: a.dmitrievsky@ipng.ru, max@ips.ac.ru, antonov@ips.ac.ru, Danis.Nourgaliyev@kpfu.ru, erm@mail.ru, zav@sngpr.ru.com, mikhail.varfolomeev@kpfu.ru, paa@sngpr.ru.com, bezrukov@ips.ac.ru

Ключевые слова: отбор керна, образец керна, пористость, газопроницаемость, петрофизические исследования керна, регламентирующий документ (РД), ОСТ, ГОСТ трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), методы увеличения нефтеотдачи (МУН), физико-химические МУН, термогазохимические МУН, технология умных микроконтейнеров (УМК)

В настоящее время трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ) составляют примерно 65% от общего объема всех доказанных запасов нефти в России. К таким запасам относятся запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах, высоковязкие нефти, остаточные запасы выработанных месторождений, месторождения в сложных для добычи условиях. Освоение ТРИЗ требует нестандартных подходов, создания и промышленного применения новых технологий, разработки новых химических реагентов.

Преимущественно для извлечения ТРИЗ применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в меньшей степени – тепловые. Физико-химические МУН включают полимерное заводнение, которое приводит к уменьшению вязкостного отношения между нефтью и водой. К этим же методам относят щелочное заводнение, при котором щелочи взаимодействуют с органическими кислотами нефти. Это способствует уменьшению отношений подвижностей и изменению смачиваемости породы, что приводит к увеличению нефтеотдачи. Заводнение с поверхностно-активными веществами (ПАВ) влияет на снижение остаточной нефтенасыщенности и увеличивает краевой угол смачиваемости за счет уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела фаз вода–нефть. Также стоит отметить комбинированную технологию щелочно-ПАВ-

полимерного заводнения (ASP - Alkaline/Surfactant/Polymer). Помимо этого, активно развивается термогазохимическое воздействие на пласт бинарными смесями, где используется тепло реакции.

Несмотря на то, что данные технологии увеличивают коэффициент извлечения нефти (КИН), они обладают недостатками такими, как высокая адсорбция ПАВ, образование стойких эмульсий, деструкция полимера и высокая стоимость реагентов. При использовании термогазохимического воздействия необходимо организовать работу таким образом, чтобы избежать развития взрывного процесса, повреждения НКТ, срыва пакера, растрескивания цементного камня.

В связи с этим для физико-химических МУН предлагается технология капсулирования химического реагента в виде ПАВ внутри полимерной оболочки, а также перемещение и раскрытие капсул под действием физических факторов (УМК-МУН). Метод предполагает следующие стадии: закачка рабочего раствора ПАВ в полимерной оболочке в нагнетательную скважину, фиксация капсул с помощью магнитного поля в нужном участке для адресного воздействия композиции и после перемещения вместе с водой к нефтенасыщенной части пласта раскрытие капсул под воздействием определенного физического фактора.

В данный момент происходит подбор материалов ядра и оболочки, а также отрабатываются способы получения капсул. Изучается возможность контроля движения капсул магнитным полем, раскрытия капсул под действием сверхвысокочастотного излучения, ультразвукового воздействия, индукционного и др.

Для контроля реакции при применении термогазохимического метода предлагается капсулирование активатора, что будет способствовать протеканию процесса непосредственно в пласте с нужной скоростью.

В результате технология УМК позволит сократить потери реагентов, обеспечить управляемость воздействия, уменьшить время проведения процесса, повысить надежность технологии, а также увеличить безопасность. Также перспективным кажется применение УМК при гидроразрыве пласта (ГРП).

Дальнейшее развитие данной технологии обеспечит увеличение эффективности МУН, что позволит повысить добычу ТРИЗ нефти.

Опыт повышения эффективности реализации горизонтальных скважин с МГРП в сложных геологических условиях за счет работы в кросс-функциональной команде

А.А. Домрачев¹, А.А. Скарედнов¹, И.В. Евдокимов¹, И.И. Шрубковский¹

¹ООО «ПетроТрейс»

Адрес для связи: Arsenii.Domrachev@ptgeos.com, Andrey.Skarednov@ptgeos.com, Ivan.Evdokimov@ptgeos.com, Ivan.Shrubkovsky@ptgeos.com

Ключевые слова: горизонтальные скважины (ГС), гидроразрыв пласта (ГРП), стратегия проводки, способ заканчивания, тип разреза

Технология разработки месторождений с применением горизонтальных скважин (ГС), особенно в комбинации с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), значительно превосходит традиционные вертикальные скважины, повышая эффективность добычи в сложных геологических условиях. Для достижения максимального результата требуется эффективное взаимодействие специалистов различных областей, таких как геология, управление бурением, заканчивание скважин и их освоение.

В данной работе представлено взаимодействие специалистов из нескольких областей на примере реализации проектов ГС с МГРП в районах с разнообразными геологическими условиями.

На основе накопленного опыта бурения и эксплуатации ГС была разработана пошаговая стратегия их реализации, учитывающая взаимодействие специалистов кросс-функциональной группы. Основные этапы реализации скважин включают:

- выбор района под бурение скважины-кандидата;
- сопровождение бурения;
- выбор оптимального типа заканчивания, проведение ГРП.

Первый этап включает выбор оптимального местоположения скважины. В ходе этих работ определяется район для расположения потенциальной скважины, оцениваются перспективы локализации запасов и риски, связанные с наличием действующего фонда скважин, близостью фронта нагнетаемой воды (ФНВ) и водонефтяного контакта (ВНК). Проводится оценка запускных и накопленных показателей, режима работы на основе постоянно действующей геолого-гидродинамической модели (ПДГГДМ) для определения экономической эффективности реализации данного проекта.

На втором этапе после утверждения и корректировки местоположения кандидата разрабатывается плановый профиль и геологический проект для потенциальной скважины. На втором этапе осуществляется сопровождение бурения на геологической модели (ГМ) с постоянным мониторингом и рекомендациями по корректировке бурения с использованием геостирига для прокладки горизонтального участка в целевом интервале, что, в свою очередь, повышает эффективность бурения.

На третьем этапе на основе геологического строения объекта, фактического опыта реализации скважин, полученных данных при сопровождении бурения и результатов ГИС предлагается наиболее эффективный метод расположения муфт ГРП и заколонных пакеров.

Комплексное взаимодействие кросс-функциональной группы при выборе и реализации скважин обеспечивает более детальный анализ района и принятие наиболее эффективных геолого-промысловых и технологических решений. Результаты проведенных работ свидетельствуют о том, что обмен знаниями и опытом между специалистами позволяет достигать высоких результатов даже в районах, которые ранее считались нерентабельными и высокорискованными. Внедренная система взаимодействия способствует увеличению объемов эксплуатационного бурения и вовлечению ранее считавшихся «рисковыми» запасов в разработку.

Единое информационное пространство – путь к цифровизации исследований керна и пластовых флюидов (на примере ИС РН-ЛАБ)

Д.В. Каширских¹, С.В. Паромов¹, Ф.А. Шемелов¹

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

Адрес для связи: DVKashirskikh@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: лабораторные исследования (ЛИ), центр исследования керна (ЦИК), информационная система (ИС), искусственный интеллект (ИИ)

Лабораторные исследования (ЛИ) керна и пластовых флюидов являются одним из важнейших направлений геологоразведочных работ, призванных повысить эффективность нефтедобычи.

ЛИ – сложный многокомпонентный процесс, включающий в себя большое число отдельных бизнес-процессов, каждый из которых, в свою очередь, включает множество параметров, которые необходимо учитывать при планировании работ и обработке результатов ЛИ. С учетом этого, эффективное управление процессом ЛИ невозможно без комплексной автоматизации.

В ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ОГ ПАО «НК «Роснефть» была разработана информационная система (ИС) РН-ЛАБ, основной задачей которой является комплексная автоматизация всех бизнес-процессов центров исследований керна (ЦИК) и пластовых флюидов. Отличительной особенностью ИС РН-ЛАБ и ее главным преимуществом является то, что все данные, используемые в бизнес-процессах ЦИК, включены в БД ИС, которая является единым информационным пространством ЦИК. Единое информационное пространство ИС РН-ЛАБ объединяет все данные бизнес-процессов ЦИК и методы их обработки, связывая их между собой и позволяя использовать для обработки данных однотипные алгоритмы и процедуры.

Такой подход к структурированию данных позволяет не только повысить эффективность работ и снизить трудозатраты на их проведения за счет автоматизации бизнес-процессов, но также открывает качественно новые возможности для обработки и анализа данных по ЛИ ЦИК с использованием методов Data Science и искусственного интеллекта (ИИ).

Рассматривая развитие ИС РН-ЛАБ в ООО «ТННЦ», можно отметить, что на определенном этапе развития автоматизации с обязательным использованием ЕИП, она переходит в цифровизацию, которая отличается принципиально новыми возможностями, а именно – широким применением Data Science/ИИ для анализа данных, используемых в ИС, и построением математической модели ЦИК с предикативными и расширенными аналитическими функциями. Такие возможности единого информационного пространства и цифровизации в целом открывают новые перспективы для повышения эффективности геологоразведочных работ и использования наукоемких технологий (в ИС РН-ЛАБ определение границ литологических слоев с помощью ИИ, прогнозирований фаций, поиск аналогов керна и др.).

В целом, рассматривая опыт применения ИС РН-ЛАБ в ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ОГ ПАО «НК «Роснефть», можно говорить о том, что структурирование данных ЦИК и ЛИ в целом в едином информационном пространстве в рамках единой ИС является единственно эффективным вариантом построения ИС с большим массивом данных. Все другие методы структурирования данных (макросы Excel, отдельные ИС без взаимосвязанных БД) неизбежно снижают эффективность автоматизации и в перспективе приводят к снижению эффективности ЛИ.

Опыт применения LLM моделей при разработке чат-бота для консультаций пользователей программного обеспечения

Д.Ж. Кильдияров¹, М.Н. Харисов¹, И.В. Костригин²

¹ООО «РН-БашНИПИНефть»

²ООО «РН-Технологии»

Адрес для связи: DZh_Kildiyarov@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: автоматизация технической поддержки, машинное обучение, чат-бот, большая языковая модель

В настоящее время расширяется использование предобученных больших языковых моделей (Large Language Model, LLM) в производственных задачах: от классификации текста до умных ассистентов. Наиболее часто используемыми являются модели на основе энкодеров и декодеров. В данной работе описан опыт применения LLM-моделей при разработке чат-бота для консультаций пользователей программного обеспечения.

Решаемая в исследовании задача заключается в формировании сервиса, который сможет дать ответ на вопрос по конкретному программному продукту на основе информации в соответствующем руководстве пользователя. Отдельное внимание уделялось вопросу безопасности: LLM-модель должна отвечать исключительно на вопросы касательно обсуждаемого в диалоге с пользователем программного обеспечения, игнорируя все остальные. Задачу можно разделить на четыре этапа: подготовка данных, тонкая настройка модели, формирование контекста и развертывание разработанного решения.

Подготовка данных включала ручное формирование датасета с информацией о программном обеспечении в формате «вопрос – ответ» для тонкой настройки модели и автоматическое выделение смысловых блоков руководства пользователя с использованием ChatGPT-4o для формирования контекста.

На основе созданного датасета была дообучена модель Llama 3.1 с использованием алгоритма QLoRA.

Формирование контекста модели осуществлялось с использованием алгоритма RAG на основе эмбединга. С целью определения наиболее подходящего для данной задачи эмбединга было произведено тестирование шести различных моделей на способность определять наиболее близкие по смыслу предложения методом STS. Наилучший результат показала модель USER-bge-m3. В дальнейшем, она была использована для векторизации выделенных смысловых блоков руководства пользователя.

Результатом работы является приложение, которое автоматически производит расчет эмбединга поступившего запроса, проводит поиск наиболее близких векторов смысловых блоков руководства пользователя и подставляет их в контекст LLM-модели. Для защиты модели от нецелевых запросов в приложение интегрировано 3 метода контроля: строгая инструкция в системном заголовке промпта, уведомление модели об отсутствии требуемой информации в руководстве пользователя и уменьшенный параметр температуры для генерируемых ответов. Развертывание решения осуществляется на корпоративной платформе для разработки и сопровождения моделей машинного обучения «ML-студия».

Опыт разработки автономного устройства контроля притока типа левитирующего диска для применения на месторождениях компании ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»

**Б.Ш. Муслимов¹, Р.Р. Исламов¹, У.М. Абуталипов¹, С.В. Старков¹, К.С. Росляков¹,
А.А. Абдуллин¹**

¹ООО «РН-БашНИПИНефть»

Адрес для связи: RoslyakovKS3@bnipi.rosneft.ru

Увеличение добычи нефти в России в настоящее время связано с эксплуатацией месторождений с использованием систем горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины позволяют увеличить площадь контакта продуктивной части пласта со скважиной, повысить дебиты и приемистость, а также увеличить КИН в целом по месторождению. Задача инженеров по разработке месторождений в этом случае – минимизировать риск быстрого роста обводненности и газового фактора на начальном этапе работы скважины.

Одним из самых эффективных методов борьбы с преждевременными прорывами является применение автономных устройств контроля притока (АУКП), которые позволяют выравнять профиль притока и отсекают интервалы прорыва воды и газа.

Однако, возникла потребность в импортозамещении из-за ухода иностранных производителей АУКП с российского рынка.

Для решения данной задачи была разработана модель устройства контроля притока в программной системе анализа методом конечных элементов. Данный шаг дал возможность рассмотреть вариации типоразмеров и материалов, из которых изготавливается устройство, что позволило значительно сократить как трудозатраты на

изготовление образцов устройств, так и материальные затраты на проведение стендовых испытаний.

Такой подход позволил изучить процесс работы автономного устройства контроля притока. В рамках работы была разработана программа стендовых испытаний, на основании которой был проведен ряд исследований.

На основе созданной 3D-модели АУКП был изготовлен стендовый образец. Проведены стендовые испытания образца АУКП показывающие, что образец выполняет свои функции: ограничение притока воды и газа при сохранении объема притока высоковязкого флюида.

В ходе исследований было выявлено, что формулы, основанные на законе Бернулли и описывающие работу АУКП, не учитывают появление кавитации при определенном перепаде давления. Результаты моделирования процесса работы АУКП с учетом возможности возникновения кавитации показали качественное совпадение модельных характеристик с экспериментальными. После предполагаемого начала кавитации рост перепада давления приводит к заметному снижению расхода жидкости за счет образования газовой фазы в виде водяного пара, в результате чего скорость потока в зазоре повышается.

Оценка эффективности мероприятий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с помощью цифровой системы визуализации табличных данных

М.В. Пашилов¹, В.А. Попов¹, Я.Е. Анкушев¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: Maxim.V.Pashilov@lukoil.com

Ключевые слова: визуализация табличных данных, анализ эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ), создание единого информационного пространства

При проведении анализа экономической и технологической эффективности в конкретном нефтегазодобывающем обществе (НГДО) выполненных геолого-технических мероприятий, а также в сравнении их между собой по тем или иным характеристикам необходимо обращаться к аккумулированным базам данных, которые сформированы за исторический период. При незначительной корректировке параметров желаемого анализа (запроса) производится полный пересчет всех элементов отображения, создание новых связей и построение конкретных диаграмм визуализации. Этот процесс требует больших трудозатрат и времени для обеспечения отображения желаемых элементов каждого отдельного созданного запроса. В условиях постоянного поиска возможностей автоматизации была предложена технология стандартизированной системы, которая обладает всеми необходимыми функциями отображения.

Целью работы является разработка алгоритма потенциального снижения затрачиваемого времени на получение качественной необходимой информации для принятия оперативных и долгосрочных решений в ПАО «ЛУКОЙЛ» при планировании проведения геолого-технических мероприятий. На данном этапе реализована идея разработки цифровой системы визуализации табличных данных, а также представления

информации основной утвержденной формы отчетности «Мероприятия по обеспечению добычи нефти» по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по Коми и НАО, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» по Пермскому региону, ООО «РИТЭК», ООО «КалининградМорНефть» с 2010 по 2023 гг. Реализуемый процесс является актуальным, так как входит в одно из направлений в соответствии с Концепцией развития ООО «ЛУКОЙЛ- Инжиниринг». Новизна внутри ПАО «ЛУКОЙЛ» заключается в отсутствии подобных систем планирования и реализации, структуризации эффекта, его визуализации в едином информационном пространстве.

Потребителями продукта являются все НГДО, участвующие в процессе анализа геолого-технических мероприятий, а также контролирующие структуры внутри ПАО «ЛУКОЙЛ», что имеет прямое практическое значение.

Критерии выполнения и достоверность результатов фильтрационных исследований

А.М. Петраков¹

¹ АО «ВНИИнефть имени акад. А.П. Крылова»

Адрес для связи: ampetrakov@vniineft.ru

Ключевые слова: экспериментальные исследования, разработка нефтяных месторождений, гидродинамическая модель (ГДМ)

Одним из основных источников необходимой информации для проектирования разработки нефтяных месторождений являются различные экспериментальные исследования. Однако лабораторные исследования керн, пластовых флюидов и технологий повышения нефтеотдачи проводятся в настоящее время по внутренним методикам предприятий и/или устаревшим/неприменимым стандартам, которые зачастую несопоставимы или непредставительны вследствие серьезных методических ошибок.

В результате проведенных некачественных исследований вместо достоверной и обоснованной информации, возникает «лавина ошибок», которая приводит к неадекватным и недостоверным выводам и рекомендациям для последующей разработки нефтяного месторождения.

Среди всего многообразия возможных ошибок при исследованиях, можно выделить наиболее характерные:

- 1) некондиционный образец (на стадии отбор-доставка-хранение-подготовка) – некондиционный результат всех последующих измерений;
- 2) ошибки в капиллярных кривых и связанных водонасыщенностях – некондиционная начальная точка для фильтрационных экспериментов;
- 3) неверно интерпретированная вязкость – неверные выводы о процессе;

- 4) некорректная относительная фазовая проницаемость (ОФП) – неверный расчет на гидродинамической модели (ГДМ);
- 5) длина и форм-фактор модели пористой среды – неверный подход к описанию процессов – потеря «полезного сигнала» в шуме краевых эффектов;
- 6) ошибки в исходных данных – неэффективные решения по разработке.

Экспериментальные исследования фильтрации различных рабочих агентов на образцах пористой среды являются одним из важнейших этапов получения информации для дальнейшего проектирования. Фильтрационные эксперименты должны проводиться с соблюдением реального характера процессов, происходящих в естественных условиях. Однако в лабораторных условиях невозможно полностью смоделировать реальный характер фильтрации и вытеснения нефти водой. Поэтому для проведения лабораторных исследований пользуются приближенными методами моделирования, суть которых сводится к исключению влияния на показатели вытеснения двух явлений, а именно так называемого «концевого эффекта» и зоны капиллярного обмена жидкостями (стабилизированной зоны).

На основании многочисленных исследований Гиртсма, Кроеса и Шварца, Раппопорта и Лиса, Эфроса Д.А. и Оноприенко В.П., Котяхова Ф.И., Оганджянца В.Г. установлено, что при соблюдении автомодельной области, которая ограничивается критериями подобия Π_1 и Π_2 , сохраняются условия подобия реальному объекту.

Проведение фильтрационных экспериментов для исследования процессов довытеснения остаточной нефти необходимо проводить на моделях длиной 50–70 см. Скорости фильтрации и градиенты давления в этом случае подбираются исходя из реальных значений, соответствующих пластовым, то есть линейная скорость фильтрации должна находиться в пределах 0,5–1 м/сут, а градиенты давления при фильтрации воды не должны превышать 0,03–0,05 МПа/м.

Обоснование системы разработки и технологии вовлечения в добычу ТРИЗ низкопроницаемых карбонатных коллекторов Восточной Сибири

Ю.А. Плиткина¹, О.А. Бондаренко¹, Д.В. Грандов¹

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

Адрес для связи: yaplitkina@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: карбонатные отложения, преображенский горизонт, низкопроницаемые коллекторы, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), секторная гидродинамическая модель (ГДМ), горизонтальные скважины (ГС), многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), поддержание пластового давления (ППД), закачка газа, закачка воды, истощение

В качестве объекта исследования выбраны карбонатные отложения Восточной Сибири, содержащие трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ). Рассматривается пласт Б12 преображенского горизонта катангской свиты с глубиной залегания до 2 км, с наличием тектонических разломов и газовых шапок, представленный доломитами с низкой проницаемостью до 2 мД.

Целью работы является подбор оптимальной технологии освоения низкопроницаемых коллекторов и обоснование системы разработки на основе фактического опыта эксплуатации скважин и результатов расчетов на секторной гидродинамической модели (ГДМ).

По большинству месторождений региона преображенский горизонт находится в стадии пробной эксплуатации и опытно-промышленных работ. Утвержденные проектные решения предполагают для нефтяной части рядную систему разработки с горизонтальными добывающими скважинами (ГС) и горизонтальными либо наклонно-направленными нагнетательными скважинами (агент закачки – вода или газ), расстояние

между рядами варьируется от 600 до 900 м. Для подгазовой зоны предусмотрена разработка на естественном режиме.

Фактически реализованные технологии разработки на пласте Б12 – наклоннонаправленные скважины с кислотными обработками, ГС длиной от 300 до 1200 м с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), многозабойные скважины до 5 стволов, пробная закачка газа и закачка воды. Наибольшей эффективностью характеризуется технология ГС с МГРП.

Полученные результаты легли в основу многовариантных расчетов на секторной ГДМ. Для корректного воспроизведения прогнозных показателей разработки выполнена адаптация на фактические результаты апробации вышеобозначенных технологий и результаты испытаний. В качестве прогнозных вариантов рассмотрены различные агенты закачки (вода, газ) в сравнении с вариантом на истощении, вариативность систем разработки с разной ориентацией, межрядным и межскважинным расстоянием, различной длиной ГС и стадийностью МГРП.

Результаты расчетов показали, что наибольшей технологической эффективностью характеризуются варианты однорядных систем с расстоянием между рядами 300-400 м и агентом закачки «газ». Однако, с учетом высоких капитальных затрат на строительство газовой инфраструктуры и компрессора, более высокая технико-экономическая эффективность получена по вариантам на истощении с ориентацией горизонтальных стволов поперек стресса. При этом коэффициент извлечения нефти (КИН) на истощении прогнозируется ниже на 20–30 % по сравнению с закачкой газа. Закачка воды сопряжена со сложностями поддержания приемистости скважин в зимнее время, что приводит к вынужденному сезонному режиму закачки и, как следствие, низкой эффективности.

На текущем этапе запланировано продолжение опытно-промышленных работ для подтверждения эффективности плотных однорядных систем с закачкой газа, воды и на режиме истощения. Вопрос оптимального направления геометрии системы и стволов ГС относительно регионального стресса в карбонатных коллекторах остается открытым. Требуется изучение влияния латеральной анизотропии и авто-ГРП на эффективность системы поддержания пластового давления при закачке воды или газа.

Поиск скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта с использованием градиентного бустинга деревьев решений

Д.И. Распопин¹, М.Н. Харисов¹, И.В. Костригин², Р.Ф. Галиев¹

¹ООО «РН-БашНИПинефть», ²ООО «РН-Технологии»

Адрес для связи: DI_Raspopin@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, геолого-технические мероприятия, гидроразрыв пласта, машинное обучение, градиентный бустинг деревьев решений

С целью обеспечения высокой эффективности поиска скважин-кандидатов для повышения их продуктивности методом гидроразрыва пласта (ГРП), необходимо регулярное проведение периодического анализа больших массивов геолого-физической и промыслово-технологической информации. Традиционные подходы к анализу часто опираются на применение эмпирических моделей, не обеспечивающих высокую точность прогнозирования запускных дебитов скважин после проведения на них планируемых ГРП или сложного физико-математического моделирования, требующего значительных вычислительных ресурсов. В данной работе мы рассмотрим результаты применения комбинированного подхода с использованием градиентного бустинга деревьев решений и эволюционного алгоритма с использованием библиотеки CatBoost.

На первом этапе исследования по разработке модели машинного обучения был сформирован большой набор данных, включающий более 600 геолого-физических и промыслово-технологических параметров, а также их статистических характеристик, отражающих характер работы скважин, на которых были проведены ГРП, и их окружения. Далее, с использованием корреляционного анализа, были выявлены взаимозависимые признаки, которые впоследствии были удалены. Затем, был проведен дополнительный отбор признаков с использованием встроенного в библиотеку CatBoost алгоритма

ранжирования по значению Шепли. Итоговый датасет содержал в себе 40 признаков, характеризующих более 5000 фактически проведенных ГРП на месторождениях Западной Сибири.

На втором этапе работы производилась настройка гиперпараметров модели машинного обучения с помощью эволюционного алгоритма из фреймворка Optuna.

Развертывание модели осуществлялось с использованием Docker-контейнера на корпоративной платформе машинного обучения «ML-студия».

Итоговая модель прогнозировала дебит жидкости по скважинам после проведения ГРП на тестовой выборке со средней абсолютной ошибкой в процентах (MAPE) 28%. Ввиду наличия в тестовой выборке наблюдений с низкими значениями дебита, MAPE может быть искажена. В связи с этим, для оценки точности прогноза, также использовалась медианная абсолютная ошибка в процентах (MdAPE), значение которой составило 20%.

Полученные метрики свидетельствуют о том, что использование градиентного бустинга деревьев решений позволяет проводить эффективный поиск скважин-кандидатов на проведение ГРП. Обучение таких моделей осуществляется быстрее, чем обучение нейросетей. Тщательный отбор релевантных признаков и оптимизация гиперпараметров модели машинного обучения позволяют значительно повысить точность прогнозирования. Будущие исследования должны быть направлены на совершенствование представленного подхода с целью повышения точности прогнозирования и тестирования предложенного решения в различных условиях деятельности нефтегазодобывающих предприятий.

Локализация остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки с применением современных цифровых технологий и методик с элементами искусственного интеллекта

Ю.И. Резванов¹, Д.Д. Асфандияров¹, Ф.С. Салимов², С.В. Афанасьев³

¹ПАО «Татнефть»

²ООО «АЛЬМА Сервисез Компани»

³ООО «Геоинформационные технологии и системы»

Адрес для связи: RezvanovYI@tatneft.tatar, AsfandiyarovDD@tatneft.tatar, fsalimov@almaservices.ru, asv@gintel.ru

Ключевые слова: структурно-минералогическая модель, углубленная интерпретация, геологическая модель, геолого-технические мероприятия

Послойная и зональная неоднородность эксплуатационных объектов терригенного девона осложнена техногенными изменениями продуктивных толщ, обусловленных продолжительной историей разработки. Дальнейшее использование систем воздействия на запасы углеводородов, показавших высокую рентабельность на начальных стадиях разработки, малоэффективно на поздних стадиях эксплуатации. Текущее состояние разрабатываемых залежей указывает на необходимость создания новых подходов к нефтедобыче, основой которым служит уточнение геологической модели с использованием достижений современной науки.

Целью данной работы является совершенствование методики выявления послойной неоднородности отложений терригенного девона с использованием современных технологий интерпретации геофизических данных на основе уточнения петрофизических свойств вмещающих пород и определения объемных, флюидальных характеристик для подсчета запасов и построения карт рассредоточения остаточных запасов нефти для снижения геологических рисков при планировании геолого-технических мероприятий.

Решение такой задачи основывается на углубленной интерпретации геофизических данных с использованием системы обобщенных петрофизических зависимостей, описывающих структурно-минералогическую модель скелета породы и флюидальную модель порового пространства. Результаты сравнения углубленной интерпретации с данными исследований керна показали, что величины пористости, содержание песчаной, алевроитовой и глинистой фракций, доли связанной воды и абсолютной проницаемости согласуются между собой и отражают фактическое структурно-минералогическое строение пород в разрезе, а также изменение фильтрационных и емкостных свойств пород. На сегодня для определения флюидального насыщения горных пород используется ряд прогнозных моделей, которые не учитывают неоднородность пласта. В данной работе для расчета величины потенциального прогнозного коэффициента нефтенасыщенности применен искусственный интеллект (многослойный персептрон), анализирующий выборку данных углубленной интерпретации. После расчета куб нефтенасыщенности был импортирован в геологическую модель и выполнен контроль его качества.

По результатам проведенной комплексной интерпретации геофизического материала и литолого-фациального геологического моделирования будет построена гидродинамическая модель для более эффективного планирования геолого-технических мероприятий.

Создание инструментов стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов

Р.Ф. Сатарова¹, Г.Р. Терегулова¹, Д.Ю. Капишев¹

¹ООО «РН-БашНИПИНефть», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: SattarovaRF1@bnipi.rosneft.ru

Ключевые слова: налогообложение для трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), сверхнизкопроницаемые коллекторы (ультра ТРИЗ), перспективы развития ТРИЗ, геология и разработка месторождений, технико-экономическая оценка месторождений, налог на добычу полезных ископаемых

В России налогообложение в нефтегазовой отрасли является важным и ключевым инструментом государственного регулирования и контроля над использованием природных ресурсов. Оно направлено на стимулирование рационального использования недр, развитие новых технологий и повышение экологической безопасности. Одним из главных вопросов в налогообложении трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти является определение оптимального уровня налога. Потому что слишком высокие ставки могут привести к снижению инвестиций в разработку таких ресурсов, в то время как слишком низкие могут не обеспечить достаточных доходов государства. При принятии новой системы налогообложения ТРИЗ необходимо учитывать множество факторов, таких как экономические условия, технологические возможности и интересы различных участников рынка.

Стоит отметить, что по данным Международного энергетического агентства, по объему запасов нефти низкопроницаемых коллекторов Россия занимает первое место в мире и это свидетельствует об актуальности темы.

В данной работе внимание уделено залежам с ультра ТРИЗ, дано определение таким залежам и рассматривается технология разработки одного из лицензионных участков Западной Сибири с такими фильтрационно-емкостными свойствами. В настоящее время

выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов (ультра ТРИЗ) является ключевой задачей, как на новых активах, так и в краевых зонах старых месторождений. Предлагаемая авторами технология предполагает переход на системы горизонтальных скважин, расположенных поперек направления распространения регионального стресса с увеличением количества стадий гидроразрыва пласта (ГРП). Совместно с новой технологией предлагается и применение налоговой льготы в виде фиксированного вычета в размере капитальных вложений в годы активного разбуривания кустов с ультра ТРИЗ.

Применение налоговой льготы в виде фиксированного вычета позволит для ультра ТРИЗ:

- 1) снизить налоговую нагрузку недропользователя;
- 2) повысить эффективность проектов;
- 3) вовлечь в разработку сверхнизкопроницаемые коллектора.

В перспективе, благодаря новой льготе и после проведения опытно-промышленных работ с многостадийным ГРП, появится возможность распространить данный механизм на другие участки и месторождения.

Изучение глинистых пород (по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз»)

Е.Н. Трофимова¹, Е.В. Артюшкина¹, О.А. Быкова¹, А.В. Дякина¹, О.В. Косолапова¹,
Н.В. Новикова¹, В.Р. Сахарова¹, Ю.А.Травина¹, И.Л. Цесарж¹

¹«СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз»

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru

Ключевые слова: Западная Сибирь, керн, глинистые породы, аргиллиты, нефтенасыщение, трещиноватость, пластические деформации, сдвиг, меланж, будинаж структурный рисунок, тектонизация, реконструкция, нефть, битум, углеводороды, генерация, люминесценция

Для глинистых пород суммарное содержание пелитовых частиц (<0,005мм) составляет 50 % и более. Все существующие классификации глинистых пород основаны на аналитических данных и не могут применяться при изучении горных пород в колонке керна. По статистическим данным литологического изучения глинистые породы в колонке керна составляют 60–70 %, а значит трудозатраты на их отбор при бурении значительные.

В разрезе Западной Сибири глинистые породы являются не только флюидоупорами, но и нетрадиционными коллекторами, а также нефтегазоматеринскими прородами. Запасы глинистых пород относятся к трудноизвлекаемым.

В настоящей работе рассмотрены данные, полученные при комплексном литологическом изучении керна глинистых пород Западной Сибири. Основная цель работы – анализ и визуализация свойств глинистых пород при изучении керна. Комплекс изучения помимо макроуровня включает мега-, мезо- и микроуровни. Способ исследования является универсальным, но нетрадиционным для данного типа пород, отражает характеристики пород, получение которых невозможно при помощи данных аналитических исследований.

Многоуровневое изучение аргиллитов позволило получить больше информации о данном типе пород, новые данные об их текстурно-структурном строении, характере

нефтенасыщения, значимости и участия в генерации углеводородов. Анализ данных многолетнего изучения выявил приуроченность глинистых пород с нефтенасыщением к зонам тектонизации, а также другие связи или закономерности между свойствами.

Инновационность работы заключается в том, что все свойства глинистых пород освещены только с позиции визуального изучения – органолептического и на фотоизображениях разных уровней и с разным характером освещения. Результаты исследований показывают возможности и значимость комплексного изучения глинистых пород в колонке керна, актуальны для понимания строения недр, окружающих основные продуктивные пласты, поиска продуктивных участков в глинистых отложениях.

Планирование геолого-технических мероприятий с использованием нейронных сетей

Р.Н. Фахретдинов¹, В.Б. Якушин¹

¹ООО «ЕОР-Софт»

Адрес для связи: frival46@mail.ru, info@eor-soft.com

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов, планирование геолого-технических мероприятий, прогноз добычи нефти, мониторинг разработки нефтяных месторождений, извлекаемые запасы нефти, факторный анализ

Для России важно экономическое благополучие, особенно в постоянно меняющихся, сложных геополитических условиях. Энергетика, в том числе добыча нефти являются важной составляющей этого благополучия. Эффективная добыча нефти и более полное ее извлечение – это государственная задача. Для этого необходимо решать задачи правильного планирования мероприятий направленных на повышение нефтеотдачи, подбора нужных технологий и химических составов для них, а также оценки успешности после проведения этих мероприятий.

Использование информационных технологий позволяет повысить извлечение нефти на 5–10 %. Накопленный опыт в программном обеспечении за длительное время (25 лет) в сфере информационных технологий нефтегазовой отрасли РФ позволяет решать задачи в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в таких нефтяных компаниях, как: «Газпромнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО «НГК «Славнефть», АО НК «КазМунайГаз», различных НИИ нефти и газа и в сервисных компаниях нефтегазовой отрасли.

Повышение извлечения нефти достигается за счет управления разработкой месторождений и выявления потребности в проведении геолого-технических мероприятий при помощи:

- мониторинга разработки месторождений;
- составления программы планируемых геолого-технических мероприятий;
- анализа эффективности проведенных геолого-технических мероприятий.

Использование аппроксимационных моделей и нейронных сетей в отечественном программном комплексе EOR Effect+ позволяет сотрудникам нефтяных компаний ежемесячно выполнять следующие мероприятия.

1. Подбирать оптимальные составы химических реагентов и технологии для проведения планируемого геолого-технологического мероприятия на конкретной скважине нефтяного месторождения с учетом ее особенностей.

Моделировать для конкретной скважины на основе нейронных сетей эффекта от планируемого мероприятия для различных составов химических реагентов, что позволяет заранее видеть перспективу их применения.

2. Анализировать технологическую и экономическую эффективности планируемых и проведенных геолого-технологических мероприятий по утвержденным методикам для различных видов мероприятий на нефтедобывающих скважинах: физико-химических (потокоотклоняющих, нефтеотмывающих, изменяющих смачиваемость, гелеобразующих), гидродинамических и термотропных.

3. Прогнозировать добычу нефти на будущие периоды.

4. Определять остаточные извлекаемые запасы нефти.

5. Анализировать и планировать разработку (комплексный блочно-факторный анализ, оценка потенциала скважин, анализ прироста и потерь нефти с разделением на причины, управление заводнением).

Методология учета кавернозного коллектора при построении геологической модели (на примере месторождения Тимано-Печорской НГП)

И.И. Чурочкин¹

¹ООО «ЗН НТЦ»

Адрес для связи: Ichurochkin@nestro.ru, ilyqchu@gmail.com

Ключевые слова: карбонатный коллектор, вторичная пористость, каверны, комплексирование данных

С точки зрения химических свойств известняк является нестабильной горной породой и подвержен растворению водой. Вторичные пустоты, сформированные путем растворения карбонатных отложений, обладают сложной непредсказуемой геометрией, неоднородностью распространения, разнообразием масштабов и позволяют создать полезный объем для аккумуляции углеводородов. В данной работе основным объектом исследования является карбонатный коллектор объекта А нефтяного месторождения Х, которое расположено в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В результате исследований установлено, что по условиям осадконакопления коллекторы фаменского яруса можно разделить на две основные зоны: барьерная – на юге и зарифовая лагуна – на севере. В зарифовой лагуне доминирует матричный тип коллектора, отсутствуют разрывные нарушения, трещиноватость и карстообразование. Барьерная зона (рифовый массив) характеризуется высокой трещиноватостью и интенсивным карстообразованием. Различные источники данных (керна, пластовый микроимиджер, поглощения бурового раствора во время бурения) свидетельствуют о наличии каверн. В рифовом массиве в области барьера выделяют пористость двух типов:

1) пористость матрицы – классифицируется как первичная пористость, рассчитывается на основе стандартного комплекса ГИС;

2) второй тип пористости образуется в результате процессов диагенеза.

Модель, учитывающая объем коллектора, выделенного путем отсечения интервалов ниже граничных значений, не отвечает историческим данным. Первичный расчет модели показал нехватку добычи жидкости по некоторым скважинам, что говорит о наличии дополнительных неучтенных объемов и предпосылке их выделения за счет кавернозных интервалов.

Для выделения интервалов с кавернозной составляющей был проведен анализ данных бурения (поглощения бурового раствора), азимутального электрического микроимиджера (FMI), промыслово-геофизические исследования (ПГИ). В межскважинном пространстве карст (после ремасштабирования кривой карста на ячейки сетки) распространяется методом Sequential Indicator Simulation в пределах барьера. Пористость в ячейках модели с карстом получена на основе анализа результатов исследований Porospect (на основе FMI) и NMR (Nuclear Magnetic Resonance) на керновых образцах. В ячейках, для которых происходит совпадение ячейки коллектора «Матрица» (на основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС)) и «Карст» (на основе выделения кавернозной составляющей) к матричной пористости РИГИС прибавляется значение кавернозной пористости. Модель, учитывающая каверны, показывает лучшую сходимость с историческими данными.

Реализация цифровой стратегии разработки во многовариантном геолого-гидродинамическом моделировании

Н.А. Шевко¹

¹Группа Компаний «Газпром нефть»

Адрес для связи: shevko.na@gmail.com

Ключевые слова: автоматизация, автоадаптация, анализ неопределённостей, прогнозирование разработки залежей

Целью работы является практическая реализация цифровой стратегии разработки нефтяных месторождений с использованием встроенного в гидродинамический симулятор высокоуровневого (скриптового) языка программирования, позволяющего управлять логикой вычислений. Увеличивающиеся требования к качеству прогнозирования геологии и разработки, анализу неопределенностей и управления рисками обуславливают необходимость проведения многовариантных и мультиреализационных расчетов.

Современные информационные технологии и облачные решения позволяют эффективно выполнять такие расчеты, масштабируя вычислительные ресурсы на удаленных кластерах. Формализация логики построения геологических моделей и реализация последовательности процедур в виде набора встроенных команд (workflow) уже широко применяется на практике, однако в гидродинамическом моделировании этот подход еще требует развития. Важной задачей данного исследования является поиск подхода к формированию оцифрованной бизнес-логики процессов, используемых не только для автоматизации рутинных операций – построения, обновления и адаптации гидродинамических моделей, но и для описания более комплексной логики управления расчетами – стратегии прогнозирования и анализа неопределенностей показателей разработки с использованием многовариантного моделирования.

Для формализации цифровой стратегии введены специальные понятия, правила, объекты и конструкторы, позволяющие поэтапно строить стратегию разработки месторождения — от этапа разведки до эксплуатации, с учетом внешних сценарных условий и критериев выхода из проекта. Для программной реализации этого подхода потребовалась интеграция скриптового языка (Lua) в существующий гидродинамический симулятор, написанный на C++.

Создание дополнительного уровня абстракции для управления логикой расчетов симулятора открыло новые возможности использования гибких форматов входных данных, динамически меняющихся при определенных внешних условиях, способствовало автоматизации расчетов для различных сценариев, внедрению дерева принятия решений и, в общем, созданию набора стратегий разработки, применяемых для серии моделей залежей.

Применение цифровой стратегии разработки нефтяных месторождений является важным шагом к созданию их цифровых двойников и включает автоматизацию процессов прогнозирования, повышение эффективности и оптимизацию проектируемых и действующих систем разработки в условиях геолого-технологических неопределенностей.

Искусственный интеллект и геологические архивы: новые подходы для автоматической индексации

О.А. Ядрышникова¹, А.Ф. Тенюнин¹, М.Л. Бычков¹

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

Адрес для связи: oayadrishnikova@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: искусственный интеллект (ИИ), геологический архив, автоматизация индексации, базы данных

В докладе представлено практическое применение новых подходов для автоматической индексации и анализа данных геологических архивов с помощью технологий искусственного интеллекта (ИИ). Рассматриваются преимущества использования ИИ в этой области, а также представлен обзор созданного в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» сервиса для повышения эффективности извлечения информации из геологических данных.

Актуальность темы обусловлена наличием огромных массивов данных в геологических архивах и базах данных нефтегазовых предприятий, накопленных десятилетиями. Поиск и извлечение информации из неструктурированных массивов является трудной работой, требуется систематизация для эффективного использования архивов. Ручная индексация данных является трудоемкой и подвержена ошибкам. Автоматизация индексации с помощью искусственного интеллекта открывает путь к быстрому и точному поиску информации, ускоряя принятие решений и повышая эффективность разведки и добычи.

Для создания решения были использованы современные технологии. В качестве базы данных используется OpenSearch – нереляционная (NoSQL) база данных с открытым исходным кодом. Пользовательский WEB-интерфейс создан на фреймворке Vue.js. Произведена разметка обучающего набора данных с применением LabelStudio. В решении

используются глубокие модели машинного обучения с производными от BERT архитектурами. Разработаны модели для обработки текстовых данных из архивных массивов. Решены задачи классификации и извлечения наименованных сущностей из текстов документов. Эти задачи важны для полной автоматической обработки и возможности анализа текстовых данных. Поиск именованных сущностей в тексте позволяет извлекать ключевую информацию, что важно для поиска информации, ответов на вопросы и семантического анализа. Классификация документов, в свою очередь, необходима для систем фильтрации информации, автоматической категоризации и организации больших объемов данных.

Созданное решение имеет ряд практических преимуществ для нефтегазовой отрасли, а именно:

- ускорение доступа к информации: быстрый поиск нужных данных по различным параметрам сокращает время сбора данных для геологических исследований;
- оптимизация процессов: автоматическая индексация освобождает специалистов для решения более сложных задач, аналитики и стратегического планирования;
- повышение точности интерпретации: автоматизированная обработка большого объема данных способствует более полному и объективному пониманию геологических особенностей;
- создание единой цифровой платформы: объединение разнородных архивов в структурированную базу данных с ИИ-поддержкой для комплексного анализа и принятия решений.

Можно сделать вывод, что подходы к индексации геологических архивов с применением ИИ уже сейчас являются ключевым инструментом для цифровой трансформации нефтегазовой отрасли, способствуют более эффективной, точной работе.

Перспективы и дальнейшее развитие данной технологии заключается в создании интеллектуальных систем нового уровня, способных помогать экспертам в изучении недр, что приведет к новым открытиям и улучшению процесса разведки.