

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



НХ конференции

международной научно-практической
конференции

**Математическое моделирование
и компьютерные технологии
в процессах разработки
месторождений**

**24-25 АПРЕЛЯ 2025,
МОСКВА**

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Международной научно-практической конференции

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

- 4 **Бектас Г.Ж., Бисикенова Л.М., Кунжарикова К.М., Дукесова Н.К., Жексембин А.М.**
ПРИМЕНЕНИЕ PVTSIM NOVA ДЛЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА PVT ДАННЫХ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ: ОПЫТ ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ»
- 6
- 8 **Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В.**
ПОЛУАНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ДЕБИТА СКВАЖИН В ПЛАСТАХ СО СТОХАСТИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ
- 10 **Гришко Е.В., Плоских Ю.А., Малютин Д.В., Грачев О.В., Погребной Е.А., Матвеева К.А.**
ПРИМЕНЕНИЕ СОПРЯЖЕННОГО 1D-3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
- 12 **Дорменев В.С.**
АНАЛИЗ СТАБИЛЬНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ
- 14 **Дукесова Н.К., Кунжарикова К.М.**
ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ СБОРА И АНАЛИЗА ДАННЫХ О ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДАХ: ОТ ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ К СОВРЕМЕННЫМ РЕШЕНИЯМ
- 16 **Зырянов Н.А., Марков Н.С., Юдин Е.В.**
ГИБРИДНЫЕ МОДЕЛИ В ПРОЦЕССАХ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПЛАСТА
- 18 **Кабатова М.А.**
СОПРОВОЖДЕНИЕ ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ НОВОГО МОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРАЦИИ ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК И БАЗЫ ЗНАНИЙ В ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ
- 20 **Корнев А.И.**
МЕТОДИКА МНОВОВАРИАТИВНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ГРП С ЗАМЕНОЙ ЧАСТИ ПРОПАНАТА НА КВАРЦЕВЫЙ ПЕСОК
- 22 **Костюченко С.В., Великопольский С.А., Зарипов И.И.**
РАСЧЕТ ЛОКАЛИЗАЦИИ ТЕКУЩИХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ОХВАТА ВЫТЕСНЕНИЕМ НА ГДМ С ДИНАМИЧЕСКИМИ ОФП
- 24 **Лучко М.А., Виноградов И.А.**
МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОБЪЕМА АКВИФЕРА ПУТЕМ РЕШЕНИЯ ОБРАТНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ
- 25 **Полянский В.А., Юдин Е.В., Слюсарев А.Ю., Воробьев Д.С.**
АЛГОРИТМ ОЦЕНКИ ДОБЫЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА СКВАЖИНЫ ПРИ ПЕРЕВОДЕ НА ВЫШЕЛЕЖАЩИЕ ГОРИЗОНТЫ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТКА ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
- 27 **Сизанов А.В., Накаева М.В., Сорокин К.С.**
ИНТЕГРИРОВАННЫЙ РАСЧЕТ: ОТ ПЛАСТА ДО ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ

- 29** **Соколов К.С.**
ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ PYTHON И МАШИННОГО ЗРЕНИЯ
- 31** **Субаев А.И.**
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АПСКЕЙЛИНГА В ЦЕЛЯХ ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ПРИГОДНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ
- 33** **Фазлетдинов С.У., Гарифуллин И.Ш., Питюк Ю.А., Батыршин Э.С.**
ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ В ПОРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЯХ
- 35** **Хисметов Т.В., Чернов О.С., Мухамадеев М.М., Журавлев Т.Б., Чернолецкий К.В., Морсаков И.М.**
К ВОПРОСУ О ЛИТОСКАНЕРЕ
- 37** **Юдин Е.В., Смирнов Н.А., Антипин Н.А.**
МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В КОЛЬЦЕВОМ РЕЖИМЕ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН

Применение PVTsim NOVA для оценки качества PVT данных пластовых флюидов: опыт ТОО «КМГ Инжиниринг»

Г.Ж. Бектас¹, Л.М. Бисикенова¹, К.М. Кунжарикова¹, Н.К. Дукесова¹, А.М. Жексембин¹

¹ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИМунайгаз»

Адрес для связи: g.bektas@kmge.kz, l.bissikenova@kmge.kz, k.kunzharikova@kmge.kz, n.dukessova@kmge.kz,
a.zhexembin@kmge.kz

Ключевые слова: пластовый флюид, PVT-свойства, отбор проб, материальный баланс, контроль качества, уравнение состояния, давление насыщения, объемный коэффициент

Результаты лабораторных исследований свойств пластовых флюидов представляют собой неотъемлемую часть исходных данных, на основе которых, осуществляется оценка запасов, а также проектирование и контроль за процессом разработки месторождений. Эффективные решения широкого спектра задач в данной области в значительной степени зависят от своевременного получения объективной и высокоточной информации о характеристиках пластовых флюидов.

В работе представлен опыт ТОО «КМГ Инжиниринг» оценки качества данных PVT-экспериментов с использованием программного обеспечения (ПО) PVTsim NOVA. Исследования проводились в лабораториях Атырауского и Актауского филиалов ТОО «КМГ Инжиниринг» для месторождений группы компаний АО НК «КазМунайГаз».

В рамках проведенной работы ТОО «КМГ Инжиниринг» удалось повысить качество проведения экспериментальных исследований пластовых флюидов. Благодаря использованию программного обеспечения PVTsim для оценки качества данных, были выявлены системные ошибки при проведении экспериментов, связанные с неточностью измерений и неисправностью испытательного оборудования, несоответствием

требований нормативно-методической документации по отбору и транспортировке проб существующим условиям на промысле и др.

Данная работа позволила улучшить бизнес-процесс от отбора проб до моделирования пластовых систем, что в свою очередь способствует достоверному подсчету запасов и прогнозу добычи на месторождениях групп компаний АО НК «КазМунайГаз».

Полуаналитический метод оценки неопределенности дебита скважин в пластах со стохастической проницаемостью

Л.А. Гайдуков¹, Д.В. Посвянский²

¹Московский физико-технический институт

²Институт радиотехники и электроники им. В.А. Котельникова РАН

Адрес для связи: dimitrii.posvyanskii@gmail.com

Ключевые слова: проницаемость, продуктивность скважин, разработка месторождений, неопределенность дебита скважин

Проницаемость это один из ключевых параметров пласта, определяющий продуктивность скважин и динамику показателей разработки. Она отличается высокой пространственной изменчивостью, поэтому может рассматриваться как случайное поле, описываемое статистическим распределением, средним значением, дисперсией и корреляционной длиной. Такая стохастическая природа проницаемости приводит к тому, что и продуктивность скважин также становится случайной величиной и оценка ее среднего значения и дисперсии имеет важное практическое значение при разработке месторождений.

Как правило, для оценки неопределенности дебита скважин применяется метод многовариантного численного гидродинамического моделирования. Однако его реализация может потребовать значительных вычислительных ресурсов и времени.

В настоящей работе предлагается полуаналитический метод оценки неопределенности дебита, не требующий значительных вычислительных затрат и обеспечивающий хорошую точность результатов.

При малых флуктуациях проницаемости ($\gamma < 0,5$, где γ – коэффициент вариации) среднее значение дебита и его дисперсия могут быть получены аналитически с использованием методов теории возмущений. При высокой неоднородности проницаемости ($\gamma > 1$) фильтрация жидкости реализуется преимущественно по узким проницаемым каналам, а распределение дебита скважины описывается распределением

Пуассона. Для статистики Пуассона характерна линейная зависимость между дисперсией и средним значением случайной величины. Этот факт позволяет получить полуаналитические выражения для дисперсии дебита в условиях сильной гетерогенности.

В относительно узком диапазоне значений γ дисперсия дебита может быть определена с помощью численной аппроксимации, учитывающей ее асимптотические поведение при малых и больших значениях γ .

На ряде примеров показано, что полуаналитическая модель оценки неопределенности дебита скважины демонстрирует хорошее согласие с результатами многовариантного численного моделирования. Предложенный подход не требует значительных вычислительных затрат и может быть использован для оперативной оценки вероятностных характеристик дебита проектируемой скважины.

Применение сопряженного 1D-3D геомеханического моделирования при разработке сложных коллекторов

Е.В. Гришко¹, Ю.А. Плоских¹, Д.В. Малютин¹, О.В. Грачев¹, Е.А. Погребной¹,
К.А. Матвеева¹

¹АО «ИГирГИ», ОГ ПАО «НК «Роснефть»

Адрес для связи: ev_grishko@igirgi.rosneft.ru

Ключевые слова: 1D и 3D геомеханическая модель, аномально высокое пластовое давление (АВПД), непроизводительное время (НПВ), осложнения, повышение эффективности бурения, сопровождение бурения

Ачимовские отложения расположены в Западной Сибири и относятся к нефтегазоносным залежам с очень сложным распределением коллекторов. Они залегают на больших глубинах, имеют сложное геологическое строение, низкую естественную проницаемость и аномально высокое пластовое давление (АВПД). Для освоения ачимовских отложений необходимы горизонтальные скважины, причем горизонтальный участок должен быть большой длины, чтобы увеличить зону контакта скважины и залежи, также необходимо проводить гидроразрыв пласта (ГРП).

Применение 1D и 3D геомеханического моделирования при разработке месторождений имеет свою специфику и ограничения. 1D моделирование целесообразно применять на крупных месторождениях с большой сетью опорных скважин при латеральной однородности залегающих пород. Результативность такого моделирования и дальнейшего сопровождения бурения высокая, можно добиться полного исключения непроизводительного времени (НПВ) по причине геологических осложнений, но суммарное снижение НПВ напрямую зависит от объемов моделирования. При этом 3D моделирование выгодно проводить на сложных месторождениях с высокой степенью латеральной изменчивости, которая определяет характер распределения осложнений по площади. При этом расширяется и список исходной информации, для моделирования становятся необходимы данные сейсмической инверсии или фациальные тренды, которые не всегда есть в наличии.

В данной работе рассматривается применение сопряженного 1D и 3D геомеханического моделирования в комплексе с сопровождением бурения в пределах изучаемого месторождения с целью повышения эффективности строительства интервалов под эксплуатационные колонны (ЭК) и хвостовики проектных скважин в ачимовских отложениях. Описано построение актуальной 1D геомеханической модели для уточнения градиентов порового давления, градиентов обрушения, поглощения и ГРП с оптимизацией траектории скважины и глубины посадки башмака ЭК, а также выполнение 3D геомеханического моделирования в пределах всего месторождения для учета геологической неоднородности, выявления локальных зон с возможной аномальностью механических свойств горных пород и напряженного состояния в них. Показана эволюция развития 3D геомеханической модели со временем разработки месторождения и обновление модели на актуальные замеры давления, керновые данные, данные ГРП и тестов на приемистость (LOT, FIT) и др.

Геомеханическое моделирование в комплексе с сопровождением бурения позволяют получить ключевую информацию, позволяющую принимать решения на стадии проектирования и бурения скважин: для предупреждения и, как следствие, снижения рисков аварий, осложнений, НПВ в сложных горно-геологических условиях, потерь стволов и перебуриваний интервалов в скважинах; для выбора оптимального способа заканчивания скважин и дизайна ГРП для достижения проектных дебитов; для выбора оптимальной траектории скважин.

В работе также представлена оценка эффективности применения сопряженного 1D–3D геомеханического моделирования и сопровождения бурения горизонтальных скважин по времени. Отмечен тренд снижения количества геологических осложнений со временем наряду с трендом на увеличение длины горизонтальных скважин соответственно.

Анализ стабильности работы нефтяной скважины

В.С. Дорменев¹

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

Адрес для связи: vladislav.dormenev@mail.ru

Ключевые слова: нестабильные режимы течения, пробковый режим течения, кривая вертикального подъема (VLP), эксплуатация нефтяных скважин

Обеспечение стабильности работы нефтяных скважин является важным аспектом эффективной эксплуатации месторождений. На практике эксплуатационные условия динамически изменяются, что приводит к формированию нестабильных режимов течения в стволе скважины. Одним из наиболее характерных является пробковый режим течения, сопровождающийся циклическими колебаниями дебита и накоплением жидкости в стволе скважины. Такие явления существенно снижают эффективность эксплуатации и требуют корректной оценки условий течения.

Для анализа поведения скважины традиционно используется метод узлового анализа, предполагающий раздельное рассмотрение притока из пласта и оттока на поверхность. Кривая вертикального подъема (VLP) учитывает суммарные потери давления, включающие гидростатическую составляющую (обусловленную высотой подъема и плотностью жидкостного столба), потери на трение (зависящие от скорости потока, шероховатости стенок, диаметра колонны), а также локальные сопротивления.

Форма VLP-кривой, как правило, имеет J-образный характер с точкой минимума, разделяющей зоны доминирования гравитационных и фрикционных потерь. В данной работе изучены факторы, влияющие на устойчивость работы скважины с фокусом на нисходящий участок VLP-кривой, как индикатора возможных нестабильных режимов.

В рамках работы выполнено численное моделирование поведения VLP-кривой при изменении следующих параметров: обводненности продукции; газового фактора;

диаметра насосно-компрессорных труб; диаметра штуцера; параметров работы электроцентробежного насоса.

Результаты исследования позволяют сформулировать практические рекомендации по подбору оборудования и условий эксплуатации для поддержания стабильного режима течения и повышения эффективности работы скважины. Полученные выводы могут быть использованы при проектировании и оптимизации эксплуатации нефтяных скважин.

Цифровизация процессов сбора и анализа данных о пластовых флюидах: от традиционных методов к современным решениям

Н.К. Дукесова¹, К.М. Кунжарикова¹

¹ТОО «КМГ Инжиниринг», филиал «КазНИПИМунайгаз»

Адрес для связи: N.Dukessova@kmge.kz

Ключевые слова: цифровой модуль «Пластовые флюиды», информационные базы данных, контроль достоверности PVT данных, физико-химические свойства (ФХС)

Настоящая работа посвящена разработке цифрового инструмента — модуля «Пластовые флюиды», ориентированного на автоматизацию процессов сбора, анализа и интерпретации данных о пластовых флюидах. Предложенное решение позволяет существенно сократить время на обработку информации, обеспечивает контроль качества параметров, автоматическую генерацию отчетных материалов (включая таблицы, графики и карты), а также формирование входных данных для проектной документации и PVT-моделирования. Разработанный модуль уже внедрен в группе компаний АО НК «КазМунайГаз».

Разработка и создание модуля «Пластовые флюиды» дали возможность сформировать единую цифровую платформу, предназначенную для упорядочивания, анализа и наглядного представления данных о свойствах пластовых флюидов. Внедренные функциональные решения позволяют автоматизировать этапы загрузки, обработки, сопоставления и экспорта информации, что существенно снижает временные и ресурсные затраты, исключает ошибки, связанные с человеческим фактором, и повышает качество интерпретации флюидальных параметров.

Встроенные алгоритмы цифрового анализа позволяют выявлять PVT-регионы, устанавливать закономерности изменения свойств нефти и газа, а также проверять согласованность данных, полученных из различных источников.

Автоматизированная система управления базами данных предоставляет пользователям возможность централизованного доступа к информации с функциями редактирования, фильтрации и экспорта данных в различные форматы.

Реализованные в модуле унифицированные и стандартизированные методы обработки данных способствуют повышению достоверности расчетов, необходимых для определения запасов, создания PVT-моделей и проектирования разработки месторождений. Таким образом, модуль «Пластовые флюиды» представляет собой эффективный инструмент цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли.

Гибридные модели в процессах моделирования пласта

Н.А. Зырянов¹, Н.С. Марков², Е.В. Юдин³

¹Научно-образовательный центр «Газпромнефть – СПбГУ»

²ООО «НЕДРА»

³Научно-Технический Центр «Газпром нефти»

Адрес для связи: Zyryanov.NA@contractor.gazpromneft.ru

Ключевые слова: моделирование пласта, гибридные модели, машинное обучение, искусственный интеллект (ИИ)

Моделирование пласта с необходимыми параметрами - трудоемкая задача, с множеством проблемных зон, высокой неопределенностью и недостатком реальных данных о процессах на большой глубине. В условиях дефицита данных подавляющее большинство современных методов машинного обучения (например, глубокие/конволюционные/рекуррентные нейронные сети) не обладают достаточной устойчивостью и не дают никаких гарантий сходимости. В этом контексте машинное обучение на основе физики PIML (Physics-Informed Machine Learning) представляет собой достаточно гибкий и перспективный инструмент для моделирования сложных процессов. PIML позволяет интегрировать физические законы в нейросетевые модели, что повышает точность моделирования и позволяет работать с ограниченными данными. Также такие модели называются гибридными, так как в их основе лежат методы искусственного интеллекта (ИИ), использующие физику процессов или учитывающие свойства физических полей.

В данной работе рассматривается подход, связывающий две фундаментальные концепции: современных численных решателей и искусственного интеллекта, для получения новой методологии обладающей большей гибкостью и скоростью, чем симуляторы.

Авторами описаны используемые технологии гибридного ИИ, физические информированные нейронные сети и нейронные операторы.

Изложены задачи, решаемые при моделировании пласта, фильтрации в пласте, газонефтяного контакта.

Приведены примеры применения моделей и результаты.

Сопровождение проекта освоения нового морского месторождения на основе интеграции экспертных оценок и базы знаний в геолого-технологическую модель

М.А. Кабатова¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: Mariya.Kabatova@lukoil.com

Ключевые слова: морские месторождения, гидродинамическое моделирование, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости (ОФП), экспертные оценки, база знаний

Морские месторождения, как правило, изучены редкой сеткой поисково-оценочных и разведочных скважин. Поэтому их освоение сложное и дорогостоящее. Неопределенность геологических параметров и технологических характеристик требует гибкого подхода к управлению проектом. Экспертные оценки позволяют учесть широкий круг фактов о геологии и разработке месторождений-аналогов при проектировании освоения месторождения, что повышает точность прогнозирования технологических показателей разработки на модели. Расширение базы знаний является основанием для актуализации геолого-технологической модели (ГТМ).

Залежь углеводородов, приуроченная к отложениям пласта K1h-II изучена одной скважиной. По результатам гидродинамического каротажа скважина вскрыла газонефтяной контакт. При испытании скважины в колонне получен приток нефтегазоконденсатной смеси с газовым фактором 1398,6 м³/м³. Керна не отбирался, что создало неопределенность в оценке фильтрационных характеристик. Вторая скважина, пробуренная в крыле структуры, не вскрыла коллектор в отложениях пласта K1h-II. Исходная ГТМ залежи K1h-II была построена на основе структурных поверхностей по результатам интерпретации данных сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) 3D и результатов интерпретации данных ГИС. Линия замещения коллектора была проведена условно ближе ко второй скважине в крыле структуры. Таким образом, объект представляет собой пластовую сводовую литологически экранированную

газонефтяную залежь с небольшой газовой шапкой, объем которой составляет 12 % от объема залежи.

Для уточнения запасов газонефтяной залежи выполнена сейсмическая инверсия и прогноз коллекторских свойств пласта K1h-II. Это позволило уточнить распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу пласта в ГТМ. С помощью экспертных оценок были уточнены зависимость проницаемости от пористости, коэффициента вытеснения, относительных фазовых проницаемостей, улучшена настройка гидродинамических исследований. С учетом опыта моделирования разработки морских месторождений региона, в ГТМ учтены свойства пород, не содержащих промышленные запасы нефти, но обеспечивающих гидродинамическую проводимость («неколлекторов»).

Выполнен факторный анализ влияния знаний и характеристик объектов-аналогов, привлеченных для актуализации ГТМ, на прогноз технологических показателей разработки.

Показано, что выбранный для обоснования параметров залежи объект может быть использован в качестве аналога при обосновании фильтрационных характеристик залежи, но не является аналогом по геометрическим характеристикам. Поэтому прогноз технологических показателей разработки по залежи K1h и выбранному объекту-аналогу по фильтрационным свойствам существенно отличаются.

Методика многовариативного моделирования трещин ГРП с заменой части пропанта на кварцевый песок

А.И. Корнев¹

¹Томский политехнический университет

Адрес для связи: alexkorn99@inbox.ru

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидродинамическое моделирование (ГДМ), кварцевый песок

В условиях истощения традиционных запасов углеводородов и необходимости повышения эффективности добычи с помощью технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП), требуется применение численного гидродинамического моделирования (ГДМ) для точного прогнозирования поведения флюида в модели с трещиной ГРП и подбора лучшей геометрии трещины для повышения продуктивности работы скважины с учетом актуальных геологических условий и неоднородности пластов. Благодаря применению специальных программных симуляторов ГРП производится расчет дизайна трещины, чаще всего основным критерием отбора топ варианта становится полудлина трещины x_f (при условии отсутствия рисков прорыва в водонефтяной (ВНК) и газонефтяной (ГНК) контакты по высоте трещины). С увеличением полудлины x_f идет подключение большей зоны продуктивного пласта в ГДМ и повышение добычи скважины после ГРП.

Однако на сегодняшний день технологическое развитие ГРП и массовое его использование в России сводится к поиску оптимальных методов снижения затрат на проведения данной операции и сохранению или повышению ее эффективности. Одной из рассматриваемых технологий является замены части керамического пропанта на кварцевый песок. Основные преимущества применения кварцевого песка: стоимость кварцевого песка на 25–35 % ниже керамики; корректная оптимизация дизайна ГРП с песком сохраняет прирост добычи; появление дополнительного инструмент вывода

добываемого участка в рентабельную зону; увеличение числа успешных введенных в разработку нефтегазовых объектов.

В дальнейшем данная методика требует дополнительной проверки границ применимости при варьировании различными параметрами как по части ГРП (масса пропанта, ширина вдавливания пропанта, критическая концентрация пропанта и т.д.), так и по части ГДМ (проницаемость пласта, деградация трещины, геолого-геомеханические свойства объекта и т.д.). Помимо этого, будет проводиться масштабирование с целью оценки экономического потенциала использования данного инструмента на различных месторождениях и участках.

Расчет локализации текущих извлекаемых запасов нефти и охвата вытеснением на ГДМ с динамическими ОФП

С.В. Костюченко¹, С.А. Великопольский¹, И.И. Зарипов¹

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

Адрес для связи: SVKostyuchenko@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: гидродинамические модели залежей нефти, отклонения от закона Дарси, динамические относительные фазовые проницаемости, интерполяция относительных фазовых проницаемостей, текущий коэффициент охвата вытеснением, локализация извлекаемых запасов нефти

Известно, что значительная доля запасов нефти длительно разрабатываемых месторождений может быть сосредоточена в слабодренируемых и невыработанных зонах залежей. Поэтому одна из актуальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений – это расчет локализаций текущих извлекаемых запасов и целиков нефти и построение соответствующих карт. Эта задача актуальна на любой стадии разработки месторождений.

Традиционные гидродинамические модели нефтяных залежей, основанные на линейном законе фильтрации Дарси, неэффективны для решения задач расчета дренируемых и недренируемых запасов нефти и решения других задач.

Один из способов расширения возможностей цифровых гидродинамических моделей - это переход от статических к динамическим относительным фазовым проницаемостям (ОФП). Динамическими в данной работе называются такие ОФП, форма и концевые точки которых зависят не только от насыщенностей флюидами и истории насыщения, но и от скоростей фильтрации флюидов (от капиллярных чисел). Многочисленные фильтрационные эксперименты на образцах керна подтверждают эту «динамичность» ОФП. В гидродинамических симуляторах динамические ОФП могут быть реализованы, например, применением опций интерполяции ОФП.

В докладе показан пример 3D цифровой гидродинамической модели с газовой шапкой, законтурной и подстилающей водой и системой добывающих и нагнетательных

скважин. Для этой модели показан принцип задания динамических ОФП, приведены результаты расчетов локализаций недренируемых запасов, целиков нефти и других параметров.

На основании полученных результатов авторы делают вывод о целесообразности применения динамических ОФП в практике моделирования для расчета дренируемых и недренируемых запасов нефти, расчета целиков нефти и текущего коэффициента охвата вытеснением запасов нефти, для установления зависимостей коэффициентов извлечения нефти от плотности сеток скважин, а также для расчетов эффективности заводнений: очаговых, нестационарных и циклических.

Методика расчета объема аквифера путем решения обратной гидродинамической задачи

М.А. Лучко¹, И.А. Виноградов¹

¹ПАО «Газпром нефть»

Адрес для связи: luchkom@bk.ru, vinogradovl.a@yandex.ru

Ключевые слова: аквифер, коэффициент продуктивности, сжимаемость, методы приближенного вычисления, W функции Ламберта

Оценки перетока жидкости из водоносного горизонта (аквифера) важна для точного прогнозирования работы нефтяных месторождений. Существующие гидродинамические модели требуют значительного количества входной информации и времени расчета, что может ограничивать их применение. В данной работе предложена альтернативная методика, основанная на уравнении сжимаемости и модели Фейтковича. В статье проанализированы существующие модели аквифера: модель Шилтиуса, Картер-Трейси, Фейткович. Выделение ограничений накладываемые на разные модели, выбор наиболее подходящей для дальнейшей работы. Выделены системы дифференциальных уравнений, связывающих изменение давления в пласте и аквифере, сжимаемость системы и переток жидкости. Решены системы дифференциальных уравнений при помощи численных методов (Эйлера, Рунге–Кутты 4-го порядка и Адамса) и аналитического подхода.

Численные методы дают значительную погрешность (30–80 %) результатов, занимают больше времени на реализацию, ввиду итерационного процесса, однако не имеют явных ограничений на использование. Аналитический метод не имеет погрешности, скорость выполнения расчетов выше, однако существуют границы применимости метода, которые надо учитывать.

Алгоритм оценки добычного потенциала скважины при переводе на вышележащие горизонты в условиях недостатка геофизической информации

В.А. Полянский¹, Е.В. Юдин¹, А.Ю. Слюсарев¹, Д.С. Воробьев¹

¹ПАО «Газпром нефть»

Адрес для связи: vlad.pol.alex@gmail.com

Ключевые слова: перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ), результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), карта нефтенасыщенных толщин, потенциал добычи

Для многопластовых месторождений на поздних стадиях разработки перевод добычи скважины на вышележащий горизонт (ПВЛГ) является одной из дополнительных опций при формировании программы геолого-технических мероприятий (ГТМ). При критическом росте обводненности текущего пласта, переход на другой объект позволяет вовлечь в разработку дополнительные запасы без бурения нового ствола и продлить срок эксплуатации скважины.

Стандартная процедура поиска кандидатов на перевод заключается в анализе результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), выявлении перспективных нефтенасыщенных интервалов, а также оценке пластового давления и степени выработки запасов целевого пласта. В условиях месторождений с большим фондом скважин при отсутствии РИГИС (например, на транзитных горизонтальных стволах или при ошибках в базах данных), добычный потенциал от ПВЛГ для некоторых скважин может быть не учтен в рамках стандартной процедуры анализа.

Для выявления таких кандидатов, специалистам нужно вручную проводить оценку каждой скважины, что значительно увеличивает временные затраты и трудоемкость процесса.

В рамках доклада предлагается подход к автоматизированному поиску скважин-кандидатов на перевод добычи на вышележащие пласты, в том числе при условии недостатка геофизической информации по скважине.

В данной работе представлен алгоритм поиска потенциальных объектов для перевода по данным РИГИС соседних скважин. Определены синтетические координаты скважины в транзитных пластах для оценки нефтенасыщенности при отсутствии РИГИС. Описан расчет геологических и промысловых параметров целевого пласта для оценки добычного потенциала на основе скважин окружения.

Представленный алгоритм позволяет автоматизировать процесс работы с фондом скважин в рамках задачи по подбору скважин-кандидатов для ПВЛГ разработки. Простота используемых моделей и алгоритмов компенсируется возможностью рассчитать добычный потенциал фонда скважин по всем месторождениям в короткое время с заданной степенью точности. Метод предполагает использование широкого спектра информации об объекте разработки и фонде скважин (месячный эксплуатационный рапорт, карты нефтенасыщенных толщин, инклинометрия, РИГИС). Таким образом, перспективные кандидаты на перевод будут выявлены даже при отсутствии прямых сведений о вышележащих горизонтах.

Интегрированный расчет: от пласта до объектов подготовки

А.В. Сизанов¹, М.В. Накаева¹, К.С. Сорокин¹

¹ООО «Цифровое проектирование»

Адрес для связи: info@numdes.com

Ключевые слова: интегрированное моделирование, гидравлический расчет, оптимизация режимов работы

Интегрированные модели часто объединяют разнородные системы от разных производителей, работающие по разным принципам. Это затрудняет реализацию эффективных алгоритмов для гидравлических расчетов и оптимизаций. Каждый модуль обычно делает внутри себя полный расчет «до сходимости», что уменьшает общую скорость вычислений по сравнению с поиском решения для всей системы сразу. Это особенно сильно влияет на решение задачи методом подбора оптимальных параметров работы системы.

Авторы представляют универсальную математическую модульную программную платформу (фреймворк) для гидравлического моделирования квазиустановившегося потока, позволяющую объединять в единую систему расчет от пласта (в упрощенной блочной модели с учетом перетоков) до первичной подготовки нефти с разными моделями флюида.

Подход основан на дифференцируемом представлении гидравлических уравнений и измеряемых величин для каждого элемента системы, а также модели флюида. Дифференцируемое представление позволяет вычислять изменения потоков на всем горизонте планирования при изменении параметров работы системы.

В результате появляется возможность оптимизации режима работы или параметров сети, автоматически учитывающей изменение динамики пласта, которая обязательно должна учитываться при расчете, например, на один год.

Для того чтобы показать результат работы, авторы демонстрируют моделирование и оптимизацию режима работы системы, состоящей из пласта, добывающих и нагнетательных скважин, сетей сбора и первичной подготовки нефти, включая такое оборудование как сепараторы, насосы и штуцеры.

Оптимизация процесса гидродинамического моделирования: использование Python и машинного зрения

К.С. Соколов¹

¹ФАУ «ЗапСибНИИГГ»

Адрес для связи: sokolovks@zsniigg.ru

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, сокращение трудозатрат, визуализация результатов, создание траектории горизонтальной скважины, Python-сценарий, компьютерное зрение

В настоящее время создание гидродинамической модели для проекта технической документации является одним из самых затратных по времени процессов. В ходе сборки и адаптации модели необходимо контролировать соответствие подсчетных параметров и характеристик коллектора, с данными представленными на утверждение. Входящую информацию необходимо готовить согласно утвержденным регламентным требованиям действующих нормативных документов. Кроме того, сопоставить фактические и модельные показатели разработки, представив информацию в табличном и графическом виде. На данный момент процесс слабо автоматизирован, обработка необходимой информации происходит вручную исполнителем. Монотонность выполняемых действий приводит к неизбежным ошибкам в процессе работы. Таким образом, правильно построенная гидродинамическая модель, которая отвечает регламентным требованиям, возвращается на доработку, в связи с расхождением параметров в модели и указанных в отчете. Для решения этой задачи разработаны сценарии на языке программирования Python, которые создают необходимые табличные и графические приложения.

На этапе создания расчетных вариантов значительное время занимает процесс расстановки горизонтальных скважин. Создание траекторий обычно происходит вручную, поскольку необходимо учесть фильтрационно-емкостные свойства пласта, расчлененность и геометрию объекта. Для ускорения этапа по созданию расчетных

вариантов был реализован сценарий на языке программирования Python с использованием библиотеки компьютерного зрения. Такой подход позволяет создать более эффективную траекторию, чем применение «Workflow» и простых сценариев, которые дают приемлемый результат лишь в рифах и монолитных коллекторах.

Использование апскейлинга в целях экспресс-оценки пригодности геологической модели для гидродинамических расчетов

А.И. Субаев¹

¹ООО «ЗН НТЦ»

Адрес для связи: ASubaev@nestro.ru

Ключевые слова: апскейлинг, комплексирование данных, проницаемость, геологическая модель

Современные методы оценки геологических моделей (ГМ) не учитывают динамические показатели (коэффициент продуктивности скважин, коэффициент нефтенасыщенности (КН)), что приводит к задержкам на этапе гидродинамического моделирования (ГДМ). Цель работы — разработка метода экспресс-оценки КН на основе околоскважинного апскейлинга до передачи модели в ГДМ. В основе работы лежит адаптированная методика Soeriawinata et al. (1997), учитывающая радиальный поток вблизи скважины.

Процедура включает:

- деление куба ГМ на квадратные кольца в пределах радиуса контура питания;
- усреднение проницаемости внутри колец (арифметическое взвешенное);
- гармоническое усреднение по слоям;
- арифметическое усреднение слоев с учётом толщин слоев.

Для автоматизации процесса разработана программа на языке программирования Python, интегрирующая данные ГМ, траектории скважин и перфорации и реализующая в дальнейшем заданную методику.

На синтетической слоистой модели (layer-caked) получены идентичные значения КН в Python (381 mD·m) и Petrel (381 mD·m), близкие к ГДМ (390 mD·m). Программа требует дальнейшей верификации, планируется тестирование на четырех ГМ с разной геологической сложностью (неоднородность, разломы) и двадцати сценариях (вертикальные, наклонные, горизонтальные скважины).

Данный метод позволяет оперативно оценить соответствие ГМ динамическим данным, сократив время на этапе ГДМ. Для повышения точности необходима валидация на сложных моделях, анализ погрешностей и адаптация под анизотропию. В перспективе – интеграция с machine learning для оптимизации весовых коэффициентов.

Работа направлена на совершенствование геологического моделирования, предлагая практический инструмент для предварительной оценки качества ГМ. Дальнейшие исследования направлены на унификацию метода и расширение его применимости.

Численное моделирование электрических свойств в поросетевых моделях

С.У. Фазлетдинов^{1,2}, И.Ш. Гарифуллин², Ю.А. Питюк^{1,2}, Э.С. Батыршин^{1,2}

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

²Уфимский университет науки и технологий

Адрес для связи: spartak.fazlet@gmail.com

Ключевые слова: поросетевое моделирование, вычислительная микрофлюидика, микрофлюидный чип, двухфазная фильтрация

В настоящее время часто используются образцы керна с участков нефтяных пластов для исследования фильтрационных процессов. Однако в экспериментах по заводнению керна присутствует ряд недостатков (непрозрачность образца, специфичность отобранного участка, неоднозначность экспериментальных параметров, длительность экспериментов на низкопроницаемых образцах и др.). Данные особенности препятствуют проведению фундаментальных исследований в лабораторных условиях. Использование микромоделей вместо образцов керна позволяет наблюдать за течением двухфазной жидкости на масштабе пор и изучать процессы, протекающие на микроуровне.

В ходе работы была построена численная модель на основе экспериментальной поросетевой модели, которая представляет собой упрощенное пустотное пространство в виде пор и соединяющих их каналов. По сравнению с методами, использующими воксельную сетку, моделирование в поросетевых моделях позволяет рассматривать репрезентативные объемы породы (вплоть до полноразмерного керна) и на порядки сокращает время вычислений. Для численного моделирования использовались открытые программные продукты: библиотека OpenPNM и приложение PNFlow. Основой моделирования одно- и двухфазных течений в поросетевых моделях является модель Хагена-Пуазейля.

В рамках настоящей работы рассматривалось вытеснение гептана различными водными растворами. Проведены расчеты вытеснения гептана из поровой сети с гидрофобной поверхностью различными агентами вытеснения за счет варьирования коэффициента поверхностного натяжения и контактного угла. Показано, что с увеличением коэффициента поверхностного натяжения доля гептана, вытесненного из поросетевой модели, уменьшается, а с увеличением контактного угла, направленного в воду, доля гептана уменьшается.

Однако по умолчанию в библиотеку OpenPNM включена модель с постоянным контактным углом, что приводит к тому, что каждый раз при одинаковом давлении в модели захватываются одни и те же поры. В экспериментальных данных мы наблюдаем различные картины вытеснения для одинакового давления на входе, что связано со случайным распределением динамических контактных углов. Для решения этой проблемы использовалась модель со случайным распределением статического и динамических контактных углов, реализованная в PNFlow.

Проведен сравнительный анализ коэффициента вытеснения (далее $K_{\text{выт}}$), полученного численным моделированием и в эксперименте. После проведения серии экспериментов был получен $K_{\text{выт}} \approx 80\%$. В случае использования библиотеки OpenPNM с постоянным контактным углом $K_{\text{выт}} = 79,4\%$. При использовании модели со случайным распределением статического и динамических контактных углов использовался тот же диапазон значений контактных углов, что и в эксперименте. В результате в PNFlow получено среднее значение $K_{\text{выт}} = 80\%$, что согласуется с экспериментальными данными.

Таким образом, предложенный численно-экспериментальный подход можно использовать как элемент скрининг технологии для выбора эффективного агента вытеснения для увеличения нефтеотдачи пласта.

К вопросу о литосканере

Т.В. Хисметов¹, О.С. Чернов¹, М.М. Мухамадеев¹, Т.Б. Журавлев¹, К.В. Чернолецкий¹,
И.М. Морсаков¹

¹ООО НТЦ «ГЕОТЕХНОКИН»

Адрес для связи: info@ntcgtk.ru, office@geoidp.ru

Ключевые слова: ядерная спектрометрия, геофизические исследования скважин (ГИС), импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГК-С), спектрометрический гамма-каротаж (СКГ), импульсный нейтронный каротаж (ИНК), литосканер

На сегодняшний день ядерная спектрометрия является одним из наиболее эффективных методов геофизического исследования скважин (ГИС), позволяющим решать широкий спектр задач в различных геологических и технических условиях.

Комплекс ядерно-физических методов ГИС включает импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГК-С), спектрометрический гамма-каротаж (СКГ) и импульсный нейтронный каротаж (ИНК). Физический принцип этих методов основан на спектрометрическом исследовании естественной и наведенной (вследствие облучения нейтронами) гамма-активности породы. Каждое измерение прибора представляет собой регистрацию нескольких гамма-спектров, последующий анализ которых позволяет определять содержание основных породообразующих элементов (Ca, Si, S, Cl, C, O, K, Th, U и др.), а также оценивать ключевые параметры для интерпретации, такие как время жизни нейтронов и радиогеохимические аномалии.

Во ВНИИА имени Н.Л. Духова разработан ряд аппаратных решений для каротажа ядерно-физическими методами, которые по своим техническим характеристикам превосходят мировые аналоги.

Уникальный подход к анализу данных ядерной спектрометрии, разработанный специалистами ООО НТЦ «Геотехнокин», позволяет не только оценивать нефтенасыщенность, но и анализировать минеральный состав породы, прогнозировать приток, контролировать (мониторить) разработку залежей и решать другие задачи. При

этом исследования могут проводиться через стальную обсадку скважины, включая перфорированные интервалы.

Суть подхода заключается в интеграции всех доступных данных в единое интерпретационное пространство. Для этого создана библиотека моделей, адаптированных к различным геологическим и техническим условиям. В сочетании с высокоточной аппаратурой (например, АИНК-ПЛ и др.) это позволяет рассматривать метод не как традиционный углеродно-кислородный C/O-каротаж, а как «литосканер» — новую веху в развитии ядерной спектromетрии.

ООО НТЦ «Геотехнокин» обладает значительным опытом в области ядерной спектromетрии, является обладателем патентов и лауреатом государственных премий. Благодаря литосканерным исследованиям удалось решить ряд производственных задач, включая выявление пропущенных залежей и восстановление продуктивности месторождений, считавшихся выработанными.

Моделирование двухфазного потока в кольцевом режиме в затрубном пространстве скважин

Е.В. Юдин¹, Н.А. Смирнов¹, Н.А. Антипин²

¹Научно-Технический Центр «Газпром нефти»

Адрес для связи: nantipin76@yandex.ru

Ключевые слова: двухфазный поток, кольцевой режим, затрубное пространство, моделирование, метод конечных объемов, машинное обучение, нейросетевые модели, прогнозирование градиента давления

Прогнозирование градиента давления при кольцевом режиме двухфазного потока в затрубном пространстве скважины представляет собой технически сложную задачу в области нефтегазовой промышленности. Существующие механистические модели часто демонстрируют значительные погрешности при расчете градиента давления и не учитывают важные параметры, такие как влияние наклона затрубного пространства, что существенно ограничивает их точность и применение в реальных условиях эксплуатации.

Для повышения точности прогноза в данной работе предлагается подход к прогнозированию градиента давления, основанный на применении нейросетевой модели с обратным распространением ошибки. Обучение модели проводилось на базе данных, полученных с использованием численного моделирования методом конечных объемов (FVM), где была реализована модель турбулентности. FVM-расчеты позволили сгенерировать сбалансированную обучающую выборку

Для построения обучающей выборки были собраны следующие физико-химические параметры, которые используются в качестве признаков: диаметр внутренней трубы, диаметр внешней трубы, скорость газа, скорость жидкости, вязкость жидкости, поверхностное натяжение, плотность жидкости, плотность газа и угол наклона затрубного пространства.

В отличие от известных механических моделей, предлагаемая модель учитывает угол наклона как один из ключевых входных параметров, что обеспечивает ее адаптивность к изменяющимся геометрическим и физическим условиям течения. Это подтверждает ее практическую применимость для задач нефтегазовой отрасли.