

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



НХ конференции

XVI научно-практической конференции
**Математическое моделирование
и компьютерные технологии
в процессах разработки
месторождений**

**24-25 АПРЕЛЯ 2024,
МОСКВА**

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XVI международной научно-практической конференции

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

- Агишев Э.Р., Лубнин А.А.**
4 КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНИМОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА ВЬЕТНАМА
- Агупов М.А.**
6 РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ НА ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ
- Аленькин Д.А., Фахрутдинов А.Р., Аленькин А.А.**
7 РАНЖИРОВАНИЕ БУРЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФОНДА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА РИСКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
- Гайдуков Л.А., Посвянский Д.В., Тарасенко Е., Шарунов Н.В.**
10 ПРИТОК ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНАМ В СИЛЬНО НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ СО СЛУЧАЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ
- Гимазов А.А., Бабин В.М., Хамидуллин Д.Ф., Байкин А.Н., Головин С.В.**
12 ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
- Долгов И.Р., Киселев С.А., Полубоярцев Д.С., Литвинец И.В., Паппел К.Х., Ракитин А.Р., Скрипкин А.Г.**
14 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
- Закиров А.И.**
16 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПАСПОРТ СКВАЖИНЫ
- Зиазев Р.Р., Мигманов Р.Р., Пономарев Р.Ю., Ивлев М.И.**
18 ПРИМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ИНФОРМИРОВАННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ
- Ким В.В., Печко К.А., Афанасьев А.А., Симонов М.В.**
20 ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
- Конюшенко А.С., Шкрабов А.П., Иноземцев А.Н., Кондратенко А.М.**
22 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛНО-АЗИМУТАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ СОЛЯНО-КУПОЛЬНОЙ ТЕКТониКИ ДЛЯ ДЕТАЛИЗАЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
- Лощева З.А., Амерханов Р.М., Гилязов А.Х.**
24 ПРОГРАММНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
- Никитин А.И., Писаренко Д.В., Чехонин Е.М., Попов Ю.А., Ромушкевич Р.А., Заграновская Д.Е.**
26 ПРИМЕНЕНИЕ БАЙЕСОВСКИХ СЕТЕЙ ДЛЯ ТИПИЗАЦИИ ПОРОД НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС И РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОФИЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ НА КЕРНЕ
- Односталко О.З., Дьячков И.А., Иванова А.С.**
28 ОРГАНИЗАЦИЯ ДОСТУПА К ДАННЫМ: ИНТЕРФЕЙС И АРХИТЕКТУРА ВЕБ-ВИТРИНЫ ДЛЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ В РАМКАХ РАБОТ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
- Поташев К.А., Баушин В.В., Мазо А.Б., Старостин И.В., Мухина М.В.**
30 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛИ ТРУБОК ТОКА С ТРЕХМЕРНЫМ СИМУЛЯТОРОМ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

- 32** **Рязанова Е.Н.**
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ В СОСТАВЕ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА
- 34** **Савченко В.О., Картавцева И.А., Абдуллаев Р.А., Ходаков И.О., Симонов М.В.**
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ И ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА
- 36** **Сазонов Е.О., Дияров Д.Р., Хабибуллин И.Л.**
НОВЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ПОЛУЧЕННОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЕДИНИЧНОЙ ТРЕЩИНЫ
- 38** **Салимьянова Д.Р., Поташев К.А., Мазо А.Б., Давлетшин А.А.**
ОЦЕНКА ДЛИТЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕРМОМЕТРИИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ
- 40** **Ураимов А.А., Поташев К.А., Баушин В.В.**
ИДЕНТИФИКАЦИЯ ДЛИН ТРЕЩИН В ПЛАСТЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА
- 42** **Фазлетдинов С.У., Гарифуллин И.Ш., Питюк Ю.А., Батыршин Э.С.**
ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ НА МАСШТАБЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПОР
- 44** **Цыкунов О.И.**
МОДЕЛИРОВАНИЕ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
- 46** **Шубин А.А., Шабаров А.Б., Першин Н.С., Барковский Н.Н.**
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕВОДОГАЗОСОДЕРЖАЩЕГО ПЛАСТА С УЧЕТОМ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД
- 49** **Юдин Е.В., Луговой А.В., Дмитриев Д.Е., Чигарев Г.А., Бабчук А.А., Абрамов В.С.**
РАЗВИТИЕ КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ – ГИБРИДНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ АКТИВА
- 52** **Ющенко Т.С., Демин Е.В., Иванов В.А., Хабибуллин Р.А., Волков А.В.**
АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ И ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ С ГС И МГРП, РАБОТАЮЩИХ С ЭЦН В РЕЖИМЕ ПКВ
- 54** **Ющенко Т.С., Санникова И.А., Кульков М.Г., Брусиловский А.И., Салахидинова Г.Т., Алиев А.Э., Гаврилов А.Е.**
ИДЕНТИФИКАЦИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТВЕРДОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ФАЗЫ В ПЛАСТЕ НА ПОВЕДЕНИЕ ПОДВИЖНОГО ФЛЮИДА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНИМОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА ВЬЕТНАМА

Э.Р. Агишев¹, А.А. Лубнин¹

¹СП «Вьетсовпетро»

Адрес для связи: agishev@narod.ru

Ключевые слова: геомеханическое моделирование, геологическое моделирование, заканчивание горизонтальных скважин, геостириг, бурение горизонтальных скважин, шельф

В связи с развитием технологий добычи на первый план все больше выходят активы с запасами нефти, сосредоточенными в низкопроницаемых и подстилаемых подошвенной водой зонах, а также районах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Разработка подобных участков с применением наклонно направленных скважин во многих случаях может оказаться малоэффективной и низкорентабельной. В то же время, применение скважин с горизонтальным окончанием позволяет уменьшить проектный фонд без сокращения плотности сетки скважин, что особенно важно в условиях ограниченности инфраструктуры шельфовых месторождений.

В работе описан комплекс исследований для решения проблемы применимости горизонтальных скважин к геологическим условиям терригенных отложений шельфа Вьетнама в части устойчивости стенок ствола скважины, выбора и оптимизации заканчивания горизонтальной секции, проводки ствола в целевом интервале пласта и последующего мониторинга эксплуатации.

Месторождение Белый Тигр характеризуется сложной системой дизъюнктивных нарушений, что ведет к неустойчивости стенок скважин при прохождении разломов с большими зенитными углами. Для решения проблемы построена геомеханическая модель,

на основе которой определены условия безаварийного вскрытия потенциально неустойчивых интервалов. Однако, применение утяжеленного бурового раствора для предотвращения обвала стенок скважины потребовало подбор брейкерных композиций для разрушения фильтрационных корок призабойной зоны пласта, что было осуществлено на основе лабораторных экспериментов. Целевой объект разработки представлен рыхлыми слабосцементированными породами, из-за чего происходит разрушение призабойной зоны и вынос продуктов разрушения, что приводит к осложнениям и снижению продуктивности скважин. При этом сложность механизма разрушения коллектора и отсутствие опыта применения горизонтальных скважин делает невозможным использование опыта месторождений-аналогов для борьбы с пескопроявлением, поэтому, проведено исследование пескоудерживающих свойств фильтроэлементами для определения оптимальных параметров хвостовика. Применение геологического моделирования и геостиринга в процессе бурения позволило максимально точно спрогнозировать поведение целевого интервала и обеспечить 100% проводку по коллектору.

Таким образом, проведенный комплекс исследований для адаптации применимости горизонтальных скважин позволил не только превысить плановые показатели и увеличить эффективность разработки участка, но и дал потенциальную возможность масштабирования полученных результатов для вовлечения в добычу ранее нерентабельных запасов.

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РАСЧЕТОВ НА ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ

М.А. Агупов¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: mikhail.agupov@lukoil.com

Ключевые слова: интегрированное моделирование, моделирование месторождений, анализ данных, гидродинамическое моделирование, WorkFlow, автоматизация, оптимизация

Интегрированная модель (ИМ) – совокупность моделей пластов, скважин, поверхностных сетей систем сбора и поддержания пластового давления. ИМ позволяют получить единый профиль добычи с учетом ограничений во всех моделях. Создание ИМ и проведение оптимизационных расчетов требуют больших временных затрат квалифицированных инженеров. Не все производственные задачи можно решить штатными средствами имеющегося программного обеспечения (ПО). Для решения оптимизационных задач возможно создание дополнительных средств, написанных на языке программирования или с помощью встроенных функций ПО (WorkFlow).

Целью работы является применение средств автоматизации ИМ для формирования профиля добычи и принятия технологических и инвестиционных решений.

В работе представлена схема актива, описана производственная задача, которую необходимо решить с использованием моделей. Показаны различия при расчете на гидродинамических и интегрированных моделях.

Рассмотрен концептуальный подход для решения задачи оптимизации добычи. Показано несколько подходов к программной реализации выбранной схемы с применением WorkFlow и кода на языке Python.

Сделаны выводы об эффективности использования средств автоматизации для решения оптимизационных задач на ИМ.

РАНЖИРОВАНИЕ БУРЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФОНДА НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА РИСКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Д.А. Аленкин^{1,2}, А.Р. Фахрутдинов^{1,3}, А.А. Аленкин^{1,2}

¹ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

²Альметьевский государственный нефтяной институт

³РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Адрес для связи: alenkin553@gmail.com

Ключевые слова: карта нефтенасыщенных толщин, риски бурения, рейтинг скважин кандидатов, математическая модель, текущие запасы, уплотнение сетки скважин, запасы, геолого-техническое мероприятие, статистический анализ.

В активах крупных компаний находятся зрелые месторождения нефти, которые уже оснащены инфраструктурой. Для вовлечения в разработку запасов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и залежей малого размера, которые ранее было нерентабельно разрабатывать, актуальным остается адресное уплотнение сетки скважин. Учитывая, что бурение скважин неизбежно сопряжено с различными неопределенностями и рисками, для их минимизации составляется рейтинг скважин кандидатов на первоочередное и зависимое бурение.

В данной работе отражен алгоритм, позволивший на основе геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) с учетом комплексного подхода по анализу работы участка и оценке рисков произвести ранжирование бурения проектных скважин, учесть целесообразность бурения с учетом межскважинного взаимовлияния. Подход выражается в следующем:

1) Формирование окружения проектной скважины на основе текущего фонда. Минимальное ограничение по расстоянию до окружения определяется с учетом

возможной интерференции со скважинами текущего фонда, уточнение по мере пересчета интерференции на одном участке.

2) Поскважинный анализ геологических и гидродинамических кубов модели, рассчитанных на последний расчетный шаг.

3) Анализ степени неоднородности свойств по загруженным кубам в двух направлениях – как отношение конкретного свойства верхней ячейки к нижней и соответственно правой к левой внутри одного доверительного радиуса. По итогам расчета первой итерации в случае значительного отклонения значений данного коэффициента от средневзвешенного значения по всему окружению (существующих скважин) происходит уменьшение доверительного радиуса.

На данном этапе происходит учет таких факторов, как наличие коллектора в окружающих скважинах, отсутствие перепадов в значениях пористости, проницаемости, песчаности, что не является краем залежи, отсутствие разломов внутри анализируемого участка.

4) Построение линии тренда ($y = kx + b$) к историческим и модельным показателям работы скважины на заданный период. Оценка адаптации производится через расчет 2-х коэффициентов адаптации по формуле (1):

$$B_{\text{адап.}} = \alpha \frac{b_{\text{мод.1}}}{b_{\text{ист.1}}} * \alpha \frac{b_{\text{мод.N}}}{b_{\text{ист.N}}}, \quad (1)$$

где α – весовой коэффициент учета влияния адаптации по низкодебитному, высокодебитному фонду

Сходимость модели по основным показателям работы скважины на предпрогнозный шаг анализируется по всему окружению относительно проектной скважины.

5) Используя весовые коэффициенты (вес определяется по степени удаления от проектной скважины), коэффициенты геологии, адаптации определяется интегральный коэффициент риска для каждой скважины.

6) На основании рассчитанного базового сценария разработки на долгосрочную перспективу (15 лет) и сценария с бурением проектных скважин для каждой

сформированной группы вокруг одной проектной скважины, определяется доля интерференции с действующим фондом и экономическая оценка эффективности бурения участка.

7) Ранжирование позволяет сформировать:

- реестр высокорентабельных с менее рискованными скважинами;
- реестр скважин с зависимым бурением;
- реестр скважин текущего фонда на проведение исследований;
- перечень кандидатов на поскважинную доадаптацию.

Данный подход позволил выявить риски на основе исходных геологических данных, заложенных в модель и автоматизировать экспертную оценку участков при ранжировании проектного фонда.

ПРИТОК ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНАМ В СИЛЬНО НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ СО СЛУЧАЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Л.А. Гайдуков^{1,2}, Д.В. Посвянский³, Е. Тарасенко⁴, Н.В. Шарунов⁵

¹Московский физико-технический институт (НИУ)

²ПАО «НК «Роснефть»

³ИРЭ им. В.А. Котельникова РАН

⁴РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

⁵МГУ имени М.В. Ломоносова

Адрес для связи: dimitrii.posvyanskii@gmail.com

Ключевые слова: многофазная фильтрация жидкостей, случайная проницаемость, неопределенность дебита, статистика Пуассона

Одним из ключевых параметров, которые определяют продуктивность скважин, является проницаемость пласта. Количество прямых измерений проницаемости на керне или с помощью методов ГДИС мало относительно масштабов пласта. Так же широко известно, что проницаемость среди прочих параметров, влияющих на продуктивность скважины, обладает наибольшей пространственной вариативностью. Данные факты позволяют при моделировании внутрипластовых потоков задавать распределение проницаемости в межскважинном пространстве в виде случайного поля. В данной постановке дебит скважин не имеет детерминированного значения, а будет определяться соответствующим вероятностным распределением.

Настоящая работа посвящена изучению влияния статистических характеристик поля проницаемости (среднего значения $\langle k \rangle$, стандартного отклонения σ_k и корреляционной длины) на неопределенность дебита скважин. Для этого используется метод многовариантного численного моделирования и метод уравнений для стохастических моментов поля давления (МСМ)

Получено, что зависимость дисперсии дебита жидкости от амплитуды флуктуаций проницаемости σ_K является немонотонной функцией. Начиная с определенного значения амплитуды флуктуаций σ_K^{crit} дисперсия дебита начинает убывать с ростом σ_K . Такое поведение не согласуется с результатами, представленными в литературе. Показано, что в этой области значений $\sigma_K > \sigma_K^{crit}$ распределение дебита будет подчиняться статистике Пуассона, которая характерна для дискретных случайных процессов. В работе выявлено, что причина появления данного эффекта связана с изменением геометрии потока жидкости и образованием дискретных каналов преимущественной фильтрации в пласте. На практике, наличие подобного типа течения к скважине может быть детектировано из анализа кривых восстановления давления.

Численным моделированием показано, что формирование каналов преимущественной фильтрации по описанному выше механизму существенно влияет на динамику двухфазного потока (нефть-вода) при заводнении пласта. Наличие каналов приводит к существенно более высокой скорости обводнения скважин относительно случая с $\sigma_K < \sigma_K^{crit}$. Динамика обводнения зависит от статистических характеристик поля проницаемости и от соотношения между корреляционной длиной и расстоянием между скважинами. Таким образом, при выборе оптимальной системы разработки неоднородных пластов со случайным распределением проницаемости необходимо помимо стандартных геолого-физических параметров учитывать так же статистические характеристики поля проницаемости. В противном случае возникают риски принятия ошибочных решений. Помимо аномалии в поведении дисперсии дебита было выявлено, что несмотря на качественно правильное поведение зависимости среднего дебита от σ_K в его численных значениях имеется определенная погрешность, которая увеличивается с ростом σ_K и достигает $\sim 20\%$. Эта неточность связана с использованием формулы Писмана для описания притока к скважине в сеточных моделях. Предложена коррекция этой формулы на основании решения уравнений МСМ.

ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

А.А. Гимазов¹, В.М. Бабин¹, Д.Ф. Хамидуллин¹,
А.Н. Байкин², С.В. Головин²

¹Группа компаний «Газпром Нефть»

²Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Адрес для связи: Gimazov.AA@Gazprom-Neft.ru

Ключевые слова: газоконденсатные исследования, низкопроницаемые коллектора, Ачимовские горизонты, Интерпретация исследований

Доля низкопроницаемых коллекторов в рентабельных запасах неуклонно растет. Ачимовские газоконденсатные залежи, кроме того, часто характеризуются аномально высоким пластовым давлением. Несмотря на озвученные сложности, высокое начальное потенциальное содержание конденсата делает их привлекательными для инвестиций. Выбор оптимального способа разработки таких залежей существенно затрудняется без при широком диапазоне неопределенности свойств пластового газа и его компонентного состава, в частности содержание тяжелых компонент, так как именно жидкие углеводороды являются ключевым фактором экономической рентабельности для данных месторождений. Однако исследование скважин на низкопроницаемых коллекторах не всегда возможно с соблюдением всех требований – отбор кондиционного флюида крайне затруднен, особенно для вертикальных скважин, даже с большеобъемным ГРП. Глубинную пробу невозможно отобрать достаточного объема для проведения исследований, а для отбора поверхностной пробы необходимо при минимальной депрессии создать достаточную скорость потока, чтобы обеспечить вынос жидкости с забоя скважины. Это крайне редко реализуется для коллекторов с низкой проницаемостью. Вариантов решения данной проблемы существует несколько:

проведение исследований на горизонтальных скважинах с МГРП, обеспечение выноса гибкой НКТ, лабораторные исследования малых объемов на микрочипах, специальные технологии восстановления состава. В работе рассматривается один из подходов – технологии восстановления состава.

Для проведения восстановления составлен расширенный дизайн газоконденсатного исследования. Проведение исследования смоделировано на ГДМ высокой детальности. Анализ результатов показал, что исследования на данном коллекторе не позволяют отобрать кондиционные пробы пластового газа. Полученные пробы обедненного газа можно использовать для проведения лабораторных исследований, на основе которых составляется и настраивается PVT-модель. Проводится восстановление обедненной пробы до различных значений давления начала конденсации, полученные таким образом составы фиксируются в виде нескольких вариантов PVT-модели для композиционного моделирования. Для каждой из PVT-моделей проводится адаптация ГДМ на результаты проведения исследования скважины и выбирается та модель, которая позволяет получить максимально близкие к полевым данным значения. Анализ чувствительности показал, что такой алгоритм позволяет единственным образом выбрать один восстановленный компонентный состав, который является максимально близким к начальному пластового газу, заложенному в ГДМ. Важный момент: к настройке PVT-модели появляются дополнительные требования: результат моделирования отобранной пробы в условиях сепарации должна воспроизводить измеренный в полевых условиях конденсато-газовый фактор. Планируется испытание данной методик в полевых условиях, для чего подготовлен дизайн и подбирается скважина.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА ОСНОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

И.Р. Долгов¹, С.А. Киселев¹, Д.С. Полубоярцев¹, И.В. Литвинец¹,
К.Х. Паппел¹, А.Р. Ракитин¹, А.Г. Скрипкин¹

¹АО «ТомскНИПИнефть»

Адрес для связи: DolgovIR@tomsknipi.ru

Ключевые слова: математическое моделирование, коллоидные процессы, водонефтяная эмульсия

При добыче скважинной продукции и её последующей транспортировке по нефтегазосборным сетям в результате непрерывного перемешивания и изменяющихся термобарических условий происходит образование водонефтяных эмульсий (далее – ВНЭ) обратного типа. Проблема устойчивости ВНЭ является одной из ключевых на промысле.

В настоящее время требуемые параметры технологического процесса (температура, дозировка деэмульгатора, время удерживания) определяются на основании эмпирических зависимостей динамики образования слоя «свободной» пластовой воды в рамках лабораторных исследований (далее – ЛИ) по методике «bottle test». При этом, результаты ЛИ, выполненные по данной методике, не позволяют определить величину промежуточного эмульсионного слоя (далее – ПЭС).

В работе специалистами АО «ТомскНИПИнефть» было предложено применение рентгенографического метода для исследования процесса расслоения ВНЭ, позволяющего на основании анализа 2D-теневых изображений получать детальное представление о динамике образования ПЭС и слоя пластовой воды. Каждый из вышеупомянутых методов требует значительного времени на доставку проб скважинной продукции и выполнение

ЛИ, что является сдерживающим фактором при принятии технологических решений (в т.ч. при проектировании).

Моделирование процесса промысловой подготовки нефти является перспективным направлением научных исследований. Необходимость разработки универсальной математической модели процесса обезвоживания ВНЭ обусловлена потребностью оперативной оценки устойчивости ВНЭ и прогнозирования / корректировки режимов работы объектов промысловой подготовки нефти (например, при изменении свойств и параметров входного потока).

В рамках данной работы была сформирована модель, реализованная с использованием дискретного аналога уравнения баланса популяций, которая позволяет определять динамику перераспределения капель пластовой воды в объеме нефти за счет коллоидных процессов (таких, как бинарная коалесценция при осаждении и в зоне плотной упаковки, поверхностная коалесценция) и оценивать величину ПЭС. Преобразование уравнения баланса популяций в набор дифференциальных уравнений было выполнено при помощи метода фиксированного поворота. Подбор коэффициентов осуществлен методом Нелдера-Мида. Предложенный уровень детализации математической модели процесса обезвоживания ВНЭ позволяет учесть ключевые процессы, влияющие на обезвоживание нефти.

По результатам моделирования получено детальное описание процесса расслоения эмульсий при разных дозировках деэмульгатора для нескольких типов нефти.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПАСПОРТ СКВАЖИНЫ

А.И. Закиров¹

¹ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Адрес для связи: Koi2h@mail.ru

Ключевые слова: интеллектуальная скважина, интеллектуальный паспорт скважины, автоматизация, мониторинг данных, дебит нефти

На сегодняшний день одним из стратегических направлений нефтяной отрасли является интеллектуализация месторождения. Основная роль интеллектуального месторождения – это самостоятельное регулирование процессов под воздействием изменения условия системы. Количество получаемых данных с каждым днем растет при не столь высоком темпе роста автоматизации и внедрения программирования в нефтяную отрасль. Автоматизированные системы необходимы как для сокращения времени на анализ данных, так и для нивелирования возможных ошибок ручной обработки большого объема данных. Вопросы о видении и разработки полностью интеллектуальной скважины затрагиваются уже не первый год. Основной упор приходится для обеспечения автономной работы скважин учитывающий следующие параметры:

- дистанционная связь (возможность получения текущих показателей и регулирования параметров скважины);
- наличие устройств для саморегулирования (от средств анализа текущего состояния до определения критических моментов в виде поломок скважины);
- получение информации о необходимом глубинно-насосном оборудовании, необходимых геолого-технических мероприятий (ГТМ), необходимых исследованиях на основе накопительной информации по истории работы скважины;

- наличие заранее написанных алгоритмов поведения скважины для обеспечения бесперебойной работы при разрыве связей или выхода из строя каких-то элементов;
- наличие системы мониторинга и сигнализации (контроль состояния оборудования, датчиков, предупреждение пользователя);
- использование средств автоматизации и ИИ для визуализации получаемых данных и принятия решения о дальнейших действиях при эксплуатации скважины;
- способность к сохранению максимального дебита скважины путем контроля забойного давления и других параметров скважины.

Автором предложено внедрение интеллектуального паспорта скважины. Ее ключевой особенностью является консолидации наиболее значимых программ в единую платформу с блоком выдачи рекомендаций по геолого-техническим мероприятиям (ГТМ) на основе анализа истории разработки скважины. По результатам анализа истории разработки скважины выдается наиболее эффективный ГТМ, учитывающий особенности конкретной скважины (наличие остаточных запасов, наличие потенциала скважины по забойному давлению, возможность проведения ГТМ на скважине). Для решения данной задачи предлагается автоматизированный код, написанный на языке программирования python. Данный подход позволяет точно задавать граничные положения для каждого параметра. Также предлагается внедрения единого мониторинга состояния фонда – «светофор». Данный вид мониторинга позволит в режиме реального времени ранжировать потенциал по всему фонду скважин с учетом экономического эффекта от ГТМ, что позволит правильно распределять мощности компании.

По итогам проведенной работы сделан вывод о том, что стандартные методы анализа промысловых данных занимают достаточное количество времени. При этом предложенный интеллектуальный паспорт скважины не только снизит затраты на разработку, но также позволит получить рост дебита нефти за счет оперативного контроля состояния скважины.

ПРИМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ИНФОРМИРОВАННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ЗАВОДНЕНИЕМ

Р.Р. Зиазев¹, Р.Р. Мигманов¹, Р.Ю. Пономарев¹, М.И. Ивлев¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: rrziazev@tnnc.rosneft.ru, rrmigmanov@tnnc.rosneft.ru,
ryonomarev@tnnc.rosneft.ru, miivlev@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: машинное обучение, физико-информированные нейронные сети, PINN, искусственная нейронная сеть, управление заводнением

Классический метод нейросетевого анализа достаточно мощный инструмент для работы с большим объемом данных. Нейронные сети позволяют устанавливать различные неявные взаимосвязи между параметрами и в дальнейшем использовать полученные результаты для прогнозирования. Относительная простота вычислительной архитектуры нейронной сети существенно сокращает машинное время расчета прогнозных вариантов суточных показателей работы скважин, что, в свою очередь, позволяет использовать его при решении задач управления заводнением.

Однако методы нейросетевого моделирования имеют ряд ограничений:

- методы не способны экстраполировать значения вне обучающей выборки;
- в процессе обучения могут устанавливаться нефизичные связи между входными и выходными параметрами модели.

Одним из возможных вариантов нивелирования описанных ограничений является применение физико-информированных нейронных сетей. Ключевой особенностью метода является учет при обучении сети математической модели некоторого физического явления. При таком подходе изменяется процедура обучения нейронной сети – веса модели подбираются таким образом, чтобы воспроизвести фактическую динамику

прогнозных показателей в соответствии с физическими законами явления, записанного в виде дифференциальных уравнений.

Данный метод успешно применен для моделирования динамики дебита жидкости. В качестве опорной физической модели использовалось уравнение однофазной фильтрации – уравнение пьезопроводности. Для моделирования обводненности применяется классическая нейронная сеть LSTM. Обучение двух нейронных сетей производится независимо друг от друга. Ошибка прогнозирования составляет менее 10 % по дебиту нефти за 3 прогнозных месяца (90 расчетных точек). На обученных нейронных сетях решается задача по оптимизации уровней закачки по скважинам для максимизации добычи нефти с применением оптимизационного алгоритма метода имитации отжига.

В июле 2023 г. были проведены опытно-промышленные работы по нейросетевому управлению заводнением на одном из нефтяных месторождений Западной Сибири. Цель ОПР – сокращение непроизводительных отборов жидкости с сохранением добычи нефти. В ходе оптимизационных расчетов были определены 4 мероприятия по регулированию закачки с суммарным сокращением – 508 м³/сут.

В декабре 2023 г. была проведена оценка эффективности работ от нейросетевого управления заводнением: зафиксировано сокращение закачки на 575 м³/сут, сокращение дебита жидкости на 282 м³/сут и увеличение дебита нефти в среднем на 43 м³/сут. Дополнительная добыча нефти составляет – 5 тыс. т за 5 мес работ. Цели ОПР выполнены.

Дальнейшее развитие связано увеличением точности прогнозирования дебита нефти на периоде 1 год, за счет применения физико-информированных нейронных сетей при моделировании обводненности.

Исследование и разработка описанных алгоритмов выполняются в рамках научно-практической школы ТННЦ «Оптимизация заводнения зрелых месторождений».

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.В. Ким¹, К.А. Печко², А.А. Афанасьев¹, М.В. Симонов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²НОЦ «Газпромнефть СГУ»

Адрес для связи: Kim.VVI@gazprom-neft.ru, Pechko.KA@gazprom-neft.ru, Afanasev.AAnd@gazprom-neft.ru, Simonov.MV@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: интегрированная модель, машинное обучение, метамодель, искусственный интеллект

В настоящее время создание цифровых моделей для нефтегазовых месторождений является ключевой задачей, которая требует учета множества параметров, связанных с потоком в скважинах и характеристиками самого месторождения. Для оптимального управления работой интегрированной модели необходимо учитывать и анализировать разнообразные данные о давлении, дебите жидкости, обводненности и прочих факторах. Традиционные методы моделирования, основанные на эмпирических корреляциях или механистических моделях, хотя и являются эффективными, однако требуют значительных усилий и времени для создания и адаптации. В связи с этим возникает предложение использовать в процессе моделирования алгоритмы машинного обучения, что позволит создавать более эффективные и точные модели месторождений. Применение данного подхода позволит значительно ускорить процесс принятия решений и повысить качество анализа нефтегазовых месторождений в целом.

Цель данной работы – демонстрация применения методов машинного обучения для моделирования различных компонентов интегрированной модели нефтегазового

месторождения, включая пласт, скважины и сеть сбора, а также их применение в процессах разработки месторождения.

В работе представлена информация о выбранных параметрах, используемых для создания исходных датасетов, оценке эффективности различных моделей машинного обучения и полученных результатов на практике. Особое внимание уделено анализу результатов метамоделей, относящихся к скважинам, сети сбора, гидравлике и пласту. Проведено сравнение полученных данных с фактическими.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛНО-АЗИМУТАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ СОЛЯНО-КУПОЛЬНОЙ ТЕКТониКИ ДЛЯ ДЕТАЛИЗАЦИИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

А.С. Конюшенко¹, А.П. Шкрабов¹, А.Н. Иноземцев², А.М. Кондратенко³

¹РУП ПО «Белоруснефть»

²Paradigm Geophysical

³ООО «ГЕОГАЛС»

Адрес для связи: a.konyushenko@beloil.by, a.kondratenko@geogals.com

Ключевые слова: сейсморазведка, полноазимутальная угловая глубинная миграция, глубинно-скоростная модель, зона трещиноватости, структурные элементы, рефлексионные сейсмограммы, дифракционная компонента

Данный доклад посвящен результатам переобработки и переинтерпретации сейсмических данных 3D на одном из нефтяных месторождений Республики Беларусь, с использованием технологии глубинной обработки и интерпретации сейсмических данных на основе применения инновационной полно-азимутальной миграции в локальной угловой области [Zvi Koren, Igor Ravve, 2011]. Месторождение характеризуется сложным строением межсолевых карбонатных коллекторов, залегающих на больших глубинах в условиях соляно купольной тектоники (СТК). Результаты предыдущей обработки данных на основе пре-стэк миграции Кирхгофа не позволили решить в полной мере главные задачи сейсмических исследований: выявить и оконтурить геологические тела в межсолевых отложениях связанные с зонами трещиноватости. В новом проекте по переобработке данных с привлечением всего комплекса полно-азимутальной обработки и интерпретации, VVAZ, AVAZ были получены результаты, отображающие новый уровень геологической информативности месторождения. Эти результаты позволили получить сейсмическое изображение СТК более высокого качества, а также намного точнее

спрогнозировать трещиноватые коллектора УВ и оценить их основные параметры в целях бурения новых разведочных скважин.

В результате проведенных работ была выделена перспективная трещиноватая зона коллектора, аналогичного в локации скважины 9001r, запланирована и успешно пробурена новая продуктивная скважина.

ПРОГРАММНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

З.А. Лощева¹, Р.М. Амерханов^{1,2}, А.Х. Гилязов^{1,2}

¹Центр моделирования ТатНИПИнефти ПАО «Татнефть»

²Альметьевский государственный нефтяной институт

Адрес для связи: AmerhanovRM@tatneft.ru

Ключевые слова: программное моделирование, оптимизации работы добывающих скважин, гидродинамическое моделирование, алгоритмы автоматизации, машинное обучение, геолого-технические мероприятия

Задача подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах является достаточно сложной и трудоемкой, т.к. специалисты, занимающиеся подбором ГТМ, вручную анализируют большой объем информации по скважинам.

Данный процесс можно оптимизировать с помощью использования программирования. Алгоритмы автоматизации и машинного обучения позволяют быстро и точно проанализировать большие объемы информации, и, как следствие, сокращают срок подбора ГТМ.

Авторами разработан и апробирован программный модуль по определению текущего потенциала добывающих скважин и автоматическому подбору оптимизационных мероприятий, направленных на достижение данного потенциала.

В структуру модуля заложен алгоритм, созданный на основе данных из электронных таблиц корпоративной базы данных (БД) ПАО «Татнефть». Перечень используемых таблиц включает в себя архив гидродинамических исследований скважин, показатели работы скважин, подземное и наземное оборудование скважин, конструкцию скважин, текущее состояние скважин и др.

Модуль создан с помощью авторского программного кода, написанного на языке «Python». Электронные таблицы из корпоративной БД подготовлены с помощью запросов,

написанных на языке «SQL». Прогнозирование показателя обводненности скважин после проведения ГТМ выполнено с помощью модели машинного обучения. Оболочка модуля реализована в «web интерфейсе» с использованием библиотеки «Dash».

Текущий потенциал по скважинам определяется исходя из величины предельно-допустимого забойного давления для скважин. Модуль в автоматическом режиме позволяет за «пару минут» выявлять потенциал на текущий момент по всем скважинам Компании с учетом основных технологических ограничений. В расчете учитываются коэффициент продуктивности скважин, текущее пластовое и забойное давление, затрубное давление, динамический уровень, глубина кровли пласта, типоразмер насоса, глубина спуска насоса, коэффициент подачи насоса, глубина установки пакера. Для определения вида необходимого ГТМ учитываются как конструктивные ограничения скважин, так и ограничения по максимальным и минимальным параметрам насосного оборудования и наземных приводов.

Конечным продуктом работы модуля является перечень ГТМ по скважинам с предлагаемыми режимами работы, приростами дебита нефти и жидкости, а также предлагаемыми параметрами наземного привода и насосного оборудования.

Структура программного кода позволяет ежедневно обновлять информацию из корпоративной БД и производить переоценку потенциала с актуализацией предлагаемых мероприятий по увеличению отборов. Модуль подбирает такие ГТМ, как замена насоса на больший/меньший типоразмер, изменение параметров наземного привода, углубление ГНО, а также ревизия ГНО.

ПРИМЕНЕНИЕ БАЙЕСОВСКИХ СЕТЕЙ ДЛЯ ТИПИЗАЦИИ ПОРОД НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС И РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОФИЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ НА КЕРНЕ

А.И. Никитин¹, Д.В. Писаренко, Е.М. Чехонин¹, Ю.А. Попов¹,
Р.А. Ромушкевич¹, Д.Е. Заграновская²

¹Сколковский институт науки и технологий, Сколтех

²Группа компаний «Газпром нефть»

Адрес для связи: Alexsander.Nikitin@skoltech.ru

Ключевые слова: байесовские сети, нетрадиционные формации, автоматическая классификация горных пород, данные ГИС, теплофизическое профилирование на керне

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ.

Традиционная интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС) с определением компонентного состава и типизацией пород значительно осложнена и приводит к неоднозначным результатам в интервалах глубин с наличием нетрадиционных коллекторов. Сложности в интерпретации обусловлены существенной неоднородностью и анизотропией пород, вызванной, в том числе, наличием органического вещества, по-разному распределенного даже в пределах интервала нетрадиционного коллектора, вскрытого одной скважиной. Интерпретация осложняется также различием в пространственном разрешении применяемых методов ГИС. Результат интерпретации зависит, в том числе, и от опыта специалиста, осуществляющего анализ данных.

В этой ситуации применение байесовских сетей, позволяющих классифицировать породы на основе вероятностного, а не детерминированного подхода, представляет практический интерес, т.к. позволяет упростить процесс типизации пород. Добавление к

исходным данным ГИС результатов неразрушающего непрерывного профилирования тепловых свойств пород на керне позволяет уточнить типизацию пород, т.к. к анализу добавляются новые базовые физические свойства пород, содержащие, в том числе, детальную информацию о распределении содержания органического вещества. Более того, привлечение результатов теплофизического профилирования позволяет классифицировать отдельные образцы керна и отмечать образцы, пригодные для отбора коллекций на лабораторные исследования, так как при профилировании автоматически фиксируется длина образцов.

В литературе описаны лишь единичные примеры применения простых инструментов теории байесовских сетей к типизации пород нетрадиционных коллекторов. В настоящей работе на примере результатов исследований для трех скважин, пробуренных в центральной части Западной Сибири и вскрывших ачимовскую, баженовскую, абалакскую и тюменскую свиты, нами разработаны и протестированы разные байесовские сети на различных комбинациях исходных данных. Для тестирования использовали результаты традиционной интерпретации данных ГИС. Качество типизации для каждой байесовской сети определяли отношением количества образцов, классификация которых совпадает с результатами традиционной интерпретации данных ГИС, к общему количеству образцов керна. Качество типизации оценивали в целом для всех образцов и, отдельно, для образцов каждого типа пород. В наиболее благоприятном случае качество типизации для изучавшихся пород составило ~85%, т.е. байесовские сети могут являться перспективным инструментом типизации пород, позволяющим упростить работу экспертов.

ОРГАНИЗАЦИЯ ДОСТУПА К ДАННЫМ: ИНТЕРФЕЙС И АРХИТЕКТУРА ВЕБ-ВИТРИНЫ ДЛЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ В РАМКАХ РАБОТ ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

О.З. Односталко¹, И.А. Дьячков¹, А.С. Иванова¹

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Адрес для связи: ozodnostalko@tnnc.rosneft.ru

Ключевые слова: витрина данных, хранилище данных, сбор и подготовка данных, автоматизация

В докладе представлен опыт ООО «ТННЦ» по оптимизации временных затрат профильных специалистов и организации удобного доступа к данным из корпоративного хранилища данных (КХД). Цель работы – создать гибкий инструмент доступа к данным, который позволяет пользователю получить актуальную информацию о полноте данных, а также настроить экспорт по произвольному набору скважин/объектов и типов данных.

Сбор и подготовка данных – важный этап в процессе построения моделей нефтяных и газовых месторождений, часто требующий значительного количества времени и усилий. Автоматизация процесса сбора и подготовки данных позволит повысить эффективность работы специалистов при создании моделей (ГМ, ГДМ) и подготовке проектов разработки месторождений.

Предлагаемое решение – витрина данных с веб-интерфейсом, которая не привязана к конкретному программному обеспечению для моделирования и проектирования разработки месторождений нефти и газа, что упрощает переход на новые и более современные инструменты, ускоряет добавление новых функций и уменьшает затраты на разработку и поддержку информационной системы.

Также важным аспектом при проектировании веб-витрины стал вопрос об уязвимости технологий к санкционным рискам. Для их предотвращения веб-витрина разработана с использованием технологий с открытым кодом PostgreSQL, ASP.NET. Кроме того, приложение может быть развернуто на сервере под управлением российской ОС Astra Linux или РЕД ОС.

Модуль статистики использует промежуточную базу данных на PostgreSQL, что обеспечивает быстрый отклик системы даже на «тяжелых» данных. Промежуточная БД концептуально представляет собой витрину, таблицы в которой организованы в схеме «Звезда» по Кимбаллу. В центре находится фактовая таблица с агрегированными данными на дату обновления, связанная с таблицами-измерениями (предприятие, месторождение, дата, вид данных и т.д.).

Модуль экспорта данных подготавливает пакет запрошенных пользователем данных согласно заданным настройкам, в том числе гибко формируемому списку скважин/объектов. Однонаправленный спуск по иерархически организованному дереву недропользователь-месторождение-объект-скважины заменен на произвольно формируемый пользователем список скважин. Такой подход позволяет привлечь данные из соседних месторождений, объектов со сходными условиями формирования и т.п. для решения нестандартных аналитических задач, в том числе для обучения моделей искусственного интеллекта.

В ходе дальнейшего развития планируется автоматизировать экспорт всех геолого-геофизических и промысловых данных из хранилища данных, настройка каналов данных из других баз данных и информационных систем, а также расширение доступных форматов для экспорта под конкретные инструменты и запросы пользователей информационной системы.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛИ ТРУБОК ТОКА С ТРЕХМЕРНЫМ СИМУЛЯТОРОМ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

К.А. Поташев¹, В.В. Баушин², А.Б. Мазо¹, И.В. Старостин³, М.В. Мухина¹

¹Казанский (приволжский) федеральный университет

²ООО «ИМПЕЛ СОФТ»

³ООО «Поликод»

Адрес для связи: kpotashev@mail.ru

Ключевые слова: нефтяной пласт, потокоотклоняющие технологии, оптимальное проектирование, двухфазная фильтрация, трехмерная модель, модель трубок тока, высокопроизводительные вычисления

Наиболее надежным способом прогноза эффективности методов воздействия на нефтяной пласт является численное решение дифференциальных уравнений теории многофазной фильтрации. Ряд сложных геолого-технических мероприятий, как, например, полимерное заводнение, гидравлический разрыв нефтяного пласта основаны на эффектах мелкомасштабного взаимодействия фильтрующихся фаз и тонкой структуры пласта геологического или техногенного происхождения. Подобные процессы требуют для достоверного детального численного воспроизведения использования расчетных сеток, размерность которых даже на относительно небольших участках воздействия может составлять десятки и сотни миллионов блоков. Таким образом многовариантное моделирование для планирования и оптимизации методов воздействия на нефтяной пласт с сохранением высокой точности прогноза в рамках трехмерных моделей, как правило, оказывается невозможным из-за несоизмеримых затрат машинного времени и ограниченных сроков проектирования.

Для преодоления указанных ограничений авторами работы ранее был предложен способ сокращения вычислительных затрат на порядки величин путем разложения трехмерной задачи на малое число двумерных задач фильтрации в вертикальных сечениях трубок тока переменной относительной ширины между взаимодействующими добывающими и нагнетательными скважинами и границей участка. Модель позволяет детально воспроизводить сложные фильтрационные течения с учетом вертикальной мелкомасштабной неоднородности пласта и изменения относительной ширины трубок тока вблизи и на удалении от скважин.

На примере потокоотклоняющих технологий, характеризующихся высоким контрастом неоднородности поля проницаемости, проведено сравнение результатов численного моделирования по модели фильтрации в трубках тока и по трехмерной модели широкоизвестного коммерческого пакета. Показано как качественное, так и количественное соответствие результатов моделирования при условии предварительной калибровки модели трубок тока. Продемонстрирована сходимость классической трехмерной модели по шагу пространственной сетки, а также сходимость модели трубок тока по числу эффективных трубок тока. Преимуществом перехода к набору независимых задач в трубках тока является возможность применения алгоритмов параллельных вычислений, что позволяет добиться дополнительного кратного сокращения времени численного моделирования. Выполнены предварительные оценки затрат машинного времени на решение эквивалентных задач разными методами и показано, что разложение исходной задачи на задачи пониженной размерности в трубках тока позволяет сократить машинное время счета на 1-2 порядка величин при уровне погрешности численного решения до 5-10%.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ В СОСТАВЕ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Е.Н. Рязанова¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Адрес для связи: Elena.Ryazanova@lukoil.com

Ключевые слова: декарбонизация, дымовые газы, водогазовое воздействие, лабораторные исследования, коэффициент вытеснения, гидродинамическое моделирование, модель Тодда-Лонгстафа

В настоящее время на карбонатной залежи евлановско-ливенского горизонта одного из месторождений Волгоградской области осуществляется реализация водогазового воздействия (ВГВ) путем закачки водогазовой смеси (ВГС) с целью повышения нефтеотдачи за счет перераспределения фильтрационных потоков и увеличения охвата воздействием участков с более низкой проницаемостью. В составе ВГС используется природный газ, добываемый из вышележащих газовых объектов.

В рамках реализации программы декарбонизации в качестве альтернативы пластовому газу в составе ВГС рассмотрена возможность и выполнена оценка эффективности организации закачки дымовых газов с целью формирования вторичных газовых шапок в повышенных частях рифа для довытеснения остаточных запасов нефти к добывающим скважинам.

В ходе работы определен источник дымовых газов и их состав. Выполнены лабораторные исследования по определению относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-дымовый газ» и коэффициента вытеснения нефти дымовыми газами на вертикально и горизонтально ориентированных образцах керна.

На гидродинамической модели с использованием четырехфазной модели Тодда-Лонгстаффа выполнена оценка технологической эффективности использования дымовых газов в составе ВГС для условий залегания евлановско-ливенского пласта рассматриваемого месторождения.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ И ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

В.О. Савченко¹, И.А. Картавцева¹, Р.А. Абдуллаев¹, И.О. Ходаков¹, М.В. Симонов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть»

Адрес для связи: novaeidos@gmail.com

Ключевые слова: пластовое давление, кривая восстановления давления, регрессионный анализ, технологические остановки

Актуальной задачей является оптимизация времени остановки скважины на исследование кривой восстановления давления (КВД). Данная проблема связана с необходимостью продолжительной остановки скважины, которая увеличивается по мере ухудшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта и, соответственно, увеличения выхода скважины на радиальный режим фильтрации. В связи с проведением различных геолого-технологических (ГТМ) и организационно-технологических мероприятий (ОТМ) при эксплуатации месторождений существует большое количество кратковременных остановок скважин, которые несут полезную и важную информацию, но системно не интерпретируется. Однако, ввиду развития цифровых двойников месторождений задача получения дополнительной геолого-технологической информации о состоянии пласта и скважины может системно решаться. Таким образом, возникает потребность в получении кривой восстановления давления и оценке пластового давления без проведения длительного исследования, на основании данных, полученных с остановок различной продолжительности на скважинах при проведении ОТМ и ГТМ.

Реализован подход в области экстраполяции кривой восстановления давления и оценки пластового давления при помощи автоматизированных: поиска кратковременных

остановок, интерпретации КСД скважины на определенном режиме работы и последующего воспроизведения КВД при помощи данных, полученных на этапе интерпретации КСД.

В результате использования данных технических остановок и известных аналитических решений удалось повысить качество контроля энергетического состояния пласта, получать кривые восстановления давления, с высокой долей точности восстанавливать КВД на основе начального участка и рассчитывать пластовое давление. Представлены решения для различных случаев условий остановленной скважины: без и с учетом послепритока, для стационарного и нестационарного режима работы скважины перед остановкой. Использование предшествующего периода работы скважины на определенном режиме позволяет не только найти параметры пласта, такие как проницаемость и скин-фактор, но и снизить неопределенность в дальнейшем воспроизведении кривой восстановления давления, зафиксировать часть регрессионных параметров, чтобы не допустить их сильного варьирования в широком меняющемся диапазоне.

Подход в области экстраполяции кривой восстановления давления и оценки пластового давления возможно рассматривать в качестве замены периодических долговременных остановок скважины циклами работы скважины на форсированной и сниженной депрессии, что сведет потери добычи при исследованиях к минимуму.

НОВЫЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ПОЛУЧЕННОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЕДИНИЧНОЙ ТРЕЩИНЫ

Е.О. Сазонов¹, Д.Р. Дияров^{1,2}, Хабибуллин И.Л.²

¹ООО «Башнефть-Добыча»

²Уфимский университет науки и технологий

Адрес для связи: SazonovEO@bn.rosneft.ru

Ключевые слова: оптимальное количество трещин гидроразрыва, математическое моделирование, фильтрация, преобразование Лапласа, конечное преобразование Фурье, гидроразрыв пласта

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) является одним из основных способов добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Эффект от МГРП объясняется вкладом каждой трещины (порта) в суммарную дополнительную добычу. Особенно важным фактом является то, что при многостадийном разрыве пласта генерируется обширная сеть вторичных трещин, а также стимулируются первичные трещины в случае их наличия, что в значительной степени определяет технологическую и экономическую эффективность мероприятия. Стоит отметить, что данные физические процессы учтены путем задания модифицированных свойств в отдельной зоне пласта. Прогнозирование добычи нефти после гидроразрыва основано на математическом моделировании, которое позволяет определить рациональную стратегию добычи для достижения максимальной добычи нефти или газа. Одной из важнейших задач при этом является определение оптимального количества стадий гидроразрыва пласта. Целью настоящей работы является построение упрощенной численно-аналитической модели для прогнозирования дебита

скважины с МГРП и использования этой модели для экспресс-оценки оптимального количества портов МГРП. Для построения такой модели использовался принцип суперпозиции уточненного известного решения для определения притока в трещину в условиях замкнутой залежи. В работе продемонстрирован пример использования данного алгоритма с целью определения оптимального количества трещин гидроразрыва

ОЦЕНКА ДЛИТЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕРМОМЕТРИИ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Д.Р. Салимьянова¹, К.А. Поташев², А.Б. Мазо², А.А. Давлетшин³

¹КазО МСЦ РАН - филиал ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН

²Казанский (Приволжский) федеральный университет

³НПП «Черный ключ»

Адрес для связи: DiRSalimyanova@kpfu.ru

Ключевые слова: нефтяной пласт, нагнетательная скважина, термометрия, погрешность измерений, геологическая неопределенность, обратная задача, устойчивость решения

Интерпретация кривых восстановления температуры для определения гидродинамической связи ствола скважины с породой пласта осложняется неопределенностью задания теплофизических свойств пласта, предыстории показателей работы скважины, а также погрешностью замеров температуры. В рамках основной задачи интерпретации термометрии скважин обычно анализируется динамика восстановления температуры на интервале замеров термограмм, охватывающем участки так называемых аномалий, свидетельствующих о наличии конвективного теплообмена за счет поглощения пластом нагнетаемой воды. В то же время замеры восстановления температуры на верхних заведомо непроницаемых участках ствола скважины могут быть использованы для решения вспомогательных задач, способных понизить степень неопределенности исходных данных.

В настоящей работе рассматривается задача определения эффективной длительности работы нагнетательной скважины до ее остановки перед замерами термограмм. Для этого используется кривая восстановления температуры на верхнем непроницаемом интервале ствола скважины. В связи с отсутствием конвективного

теплообмена с пластом на данном участке изменение температуры в пласте происходит лишь за счет теплопроводности, что упрощает постановку и повышает достоверность решения соответствующей обратной задачи. Уточненная таким образом продолжительность работы скважины впоследствии понижает степень неопределенности и повышает корректность задачи интерпретации термограмм на участках ствола с интервалами поглощения.

При решении задачи моделируется два периода: а) работы скважины, когда в стволе протекает вода постоянной температуры; б) простоя скважин, когда температура воды в стволе постепенно восстанавливается до пластовой. Поскольку замеры температуры всегда имеют некоторую погрешность, то обратная задача решается методом подбора квазирешения, минимизирующего отклонение расчетных значений температуры в скважине от ее замеров в период простоя. Дифференцирование прямой задачи по искомому параметру с построением соответствующего численного решения делает возможным применение методов оптимизации первого порядка. Совместно с подбором эффективных настроечных параметров это позволяет сократить почти на порядок вычислительные затраты на решение обратной задачи по сравнению с применением методов нулевого порядка.

Выполнена оценка чувствительности квазирешения задачи к погрешности измерения температуры в стволе скважины и к погрешности задания теплофизических свойств пласта.

Аналогичный алгоритм решения задачи может быть применен к противоположной постановке, когда, наоборот, требуется уточнить теплофизические свойства пласта по заданной длительности работы скважины.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ДЛИН ТРЕЩИН В ПЛАСТЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

А.А. Ураимов¹, К.А. Поташев², В.В. Баушин³

¹КазО МСЦ РАН - филиал ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН

²Казанский (Приволжский) федеральный университет

³ООО «ИМПЕЛ СОФТ»

Адрес для связи: kpotashev@mail.ru

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, трещины бесконечной проницаемости, трассерные исследования, идентификация длин трещин, многокомпонентная фильтрация, обратная задача, модель трубок тока, высокопроизводительные вычисления

Дана постановка и экономичный алгоритм решения обратной задачи интерпретации трассерных исследований длин трещин многостадийного гидроразрыва пласта на горизонтальной скважине. Трассерные исследования состоят в нагнетании раствора индивидуальных трассеров (индикаторов) в область каждой трещины гидроразрыва с последующим измерением их концентрации в отбираемой скважиной жидкости. По полученным замерам требуется уточнять параметры каждой трещины гидроразрыва для последующего прогноза и управления процессом извлечения запасов из области дренирования скважины. В работе рассмотрен случай плоских трещин бесконечной проницаемости, ортогональных и симметричных относительно ствола скважины, вскрывающих пласт на всю высоту, когда уточняются лишь их длины. Ввиду невозможности получения достаточно точных полевых данных о фактических размерах трещин гидроразрыва, в качестве «истинных» данных использовались результаты синтетической имитационной модели о распределении и последующем отборе трассеров вблизи трещин заданных размеров. Для построения решения выполняется численное

моделирование многокомпонентной однофазной фильтрации. Данная постановка соответствует, в частности, случаю нагнетания нефтерастворимых трассеров в нефтенасыщенный пласт. В качестве примера рассмотрен случай однородного пласта, когда пространственная модель сводится к плоской постановке. Оценки сходимости численного решения показали, что даже в двумерной постановке для достижения уровня погрешности расчета дебита и концентраций трассеров в отбираемой жидкости порядка 1% необходимо покрывать область дренирования каждой трещины гидроразрыва расчетной сеткой с локальным сгущением размерностью порядка 10^5 узлов. Число стадий гидроразрыва может достигать 1-2 десятков. Это приводит к затратам от нескольких до десятков часов на численное моделирование процесса трассерных исследований только для одного варианта длин трещин. Таким образом, традиционные модели оказываются непригодны для интерпретации трассерных исследований, требующих решения прямой задачи для множества сочетаний длин трещин, достигающих $10^3 \cdot 10^4$ вариантов. Для сокращения вычислительных затрат пространственная задача фильтрации раскладывается на набор задач пониженной размерности вдоль трубок тока. В рамках рассмотренной задачи трубки тока являются одномерными. При том же уровне погрешности численного решения с помощью модели трубок тока может достигаться ускорение в сотни раз по сравнению с пространственной моделью фильтрации. Представлен способ нормализации минимизируемого функционала и устойчивый алгоритм решения обратной задачи методом Левенберга – Марквардта. Выполнена оценка чувствительности квазирешения задачи к погрешности измерения концентрации трассеров в отбираемой скважиной жидкости.

ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ НА МАСШТАБЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПОР

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

¹ООО «РН-БашНИПИНефть»

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 понимания и исследования фильтрационных процессов. Однако присутствуют ряд недостатков экспериментов по заводнению керна, таких как непрозрачность образца, специфичность отобранного участка, неоднозначность экспериментальных параметров и длительность экспериментов на низкопроницаемых образцах. 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.

Численная модель была построена 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. В начальный момент времени вся модель была заполнена гептаном и с левой стороны производилась закачка вытесняющего агента при постоянном давлении.

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, представленная в статье и 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.

МОДЕЛИРОВАНИЕ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

О.И. Цыкунов¹

¹Санкт-Петербургский Политехнический университет Петра Великого

Адрес для связи: olegtsykunovmgdn@gmail.com

Ключевые слова: многофазная фильтрация жидкостей, случайная проницаемость, неопределенность дебита, статистика Пуассона

Сегодня разрабатывается большое количество нефтяных месторождений с низкой проницаемостью коллектора. При этом на них возникают проблемы низкой эффективности системы поддержания пластового давления и высокого темпа падения дебита нефти. Последние опытно-промышленные работы иностранных компаний показывают, что при условии гидрофильности коллектора решить данные проблемы может использование капиллярной пропитки. Так как радиус поровых каналов очень мал, капиллярные давления достигают высоких значений, а при появлении в коллекторе свободной воды, это позволяет извлечь ранее не охваченную фильтрацией нефть. Для этого необходима циклическая закачка воды и остановка на пропитку добывающей скважины – технология водного Huff and Puff. Однако, большой проблемой является моделирование такого воздействия, так как капиллярные процессы в низкопроницаемых коллекторах исследованы слабо, а существующие подходы зачастую не позволяют получить точный прогноз эффективности. Поэтому в данной работе проведено исследование существующих подходов к описанию капиллярной пропитки.

Автором предложена одномерная аналитическая модель фильтрации под действием градиента давления с учетом капиллярных сил. Ее ключевой особенностью является прямое вычисление капиллярного давления, позволяющее учесть кривизну и форму порового канала с помощью свободных параметров, что дает возможность не

использовать экспериментальные кривые капиллярного давления. По результатам верификации модели на экспериментальных данных сделан вывод о необходимости учета микронеоднородности, так как в экспериментальных кривых фильтрации выделяется два этапа пропитки с разной динамикой процесса, за каждый из которых отвечают поры разного размера. Для решения данной задачи использована модель двойной среды, когда поровый объем разделяется на две среды с учетом взаимного массообмена. Данный подход позволил точно воспроизвести экспериментальные кривые. Также рассмотрены методы моделирования капиллярной пропитки в коммерческом гидродинамическом симуляторе. Так как гидродинамическая модель требует большого количества исходных данных, а в рассматриваемых экспериментальных работах не проведен полный набор стандартных керновых исследований, для адаптации был применен многовариантный подход с различными методами оптимизации целевой функции. По результатам серийных расчетов было определено, что в рамках одной среды симулятор не позволяет точно предсказать процесс капиллярной пропитки. Однако, применение модели двойной среды позволило значительно увеличить точность модели.

По итогам проведенной работы сделан вывод о том, что стандартные подходы плохо подходят для моделирования циклических процессов с капиллярной пропиткой в низкопроницаемых коллекторах. При этом предложенные методы с использованием мультипоровых сред позволяют моделировать капиллярную пропитку с высокой точностью.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕВОДОГАЗОСОДЕРЖАЩЕГО ПЛАСТА С УЧЕТОМ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

А.А. Шубин^{1,2}, А.Б. Шабаров², Н.С. Першин², Н.Н. Барковский¹

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²Тюменский государственный университет

Адрес для связи: alex_shubeen@mail.ru

Ключевые слова: пластовое давление, насыщенность, подсчет запасов, нефтегазовые месторождения

Прогнозирование пластового давления в зонах отбора нефтегазодобывающих скважин и межскважинном пространстве является актуальной задачей мониторинга разработки месторождения. Для моделирования изменения пластового давления во времени используют специализированные симуляторы, в основе которых лежат численные методы решения системы уравнений. Моделирование с использованием такого программного обеспечения требует определенных вычислительных мощностей. Альтернативой такому методу могут выступать аналитические методы решения подобных задач.

Рассмотрим фиксированный в пространстве контрольный объем (КО) пласта V_B , заполненный горной породой с объемом V_s , углеводородной жидкостью V_o , водой V_w и углеводородным газом V_g .

$$V_B = V_s + V_w + V_g + V_o, \text{ м}^3 \quad (1)$$

Применим следующее допущение, упрощающее расчетную модель: температура пласта T — постоянна, в каждый момент времени t параметры постоянны по всему КО. Деформация породы и жидкостей линейно зависит от изменения давления. В КО

устанавливается термодинамическое равновесие между газовой фазой и жидкостью на каждом временном интервале.

В пределах упругости фаз ($i = s, w, g, o$) изменение объемов за промежуток времени $\Delta t = t^{n+1} - t^n$ определяется следующим образом:

$$\Delta V_s = -V_s^n \cdot K_s \cdot \Delta p, \quad (2)$$

где K_s – коэффициент объемной деформации породы при изменении давления [5].

Δp – изменение давления в КО за время Δt .

Изменение объема занятого водой:

$$\Delta V_w = -V_w^n \cdot K_w \cdot \Delta p + Q_w \Delta t \quad (3)$$

Изменение объема занятого газом:

$$\Delta V_g = \Delta V_{gp} + \Delta V_{go} + Q_g \Delta t \quad (4)$$

Где ΔV_{gp} – изменение объема газа из-за сжимаемости газа при изменении давления на величину Δp , ΔV_{go} – изменение объема, занимаемого газом при изменении давления за счет фазового перехода, т.е. при испарении УВЖ или конденсации газа, Q_g – объемный расход газа через границу КО.

Изменение объема, занятого углеводородной жидкостью:

$$\Delta V_o = \Delta V_{op} + \Delta V_{og} + Q_o^n \Delta t, \quad (5)$$

где $\Delta V_{op} = -V_o^n \cdot K_o \cdot \Delta p$ (6) – изменение объема УВЖ при изменении давления

K_o – коэффициент объемной деформации углеводородной жидкости, Q_o^n , м³/с – объемный расход газа через границу F_B КО объемом V_B .

Расходы Q_w , Q_g , Q_o – определяются из обобщенного закона Дарси при 3-х фазной фильтрации [6, 7]:

$$Q_i = \int_{F_B} w_i dF = - \int_{F_B} \frac{k^0 \bar{f}_i}{\mu_i} \frac{\partial p}{\partial n} dF, \quad (7)$$

Где $i = w, g, o$, k^0 – абсолютная проницаемость, \bar{f}_i – относительная фазовая проницаемость при 3-х фазной фильтрации [4, 6].

Соотношения (2), (3), (4) подставляем в балансовое уравнение, устремляем в разностном уравнении Δt и Δp к нулю, получаем дифференциальное уравнение, описывающее изменение давления p по времени t в контрольных объемах V_B вида:

$$\frac{dp}{dt} = f(p, t) \quad (8)$$

$$\text{где } f(p, t) = \frac{Q_w + Q_g + Q_o}{V_S K_S + V_w K_w + V_o K_o + V_g \frac{1}{p} + K_{go} \left(1 - \frac{\rho_g}{\rho_o}\right)} \quad (9)$$

Уравнение (8) решается при начальных данных:

$$p = p^{(0)} \text{ и } t = t^{(0)} \quad (10)$$

И имеет вид:

$$p = p^{(0)} + \int_{t^{(0)}}^t f(p, t) dt \quad (11)$$

Одним из применений полученного решения является итерационное уточнение нестационарных граничных условий вида $p(r = R_k, t)$, где R_k – фиксированное расстояние от скважины, для расчета двухфазных и трехфазных течений в окрестности скважин [8, 4] и может быть важной прокси-моделью и расчетным блоком при создании перспективных компьютерных программ при разработке и эксплуатации нефтегазовых и газоконденсатных месторождений.

РАЗВИТИЕ КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ – ГИБРИДНАЯ ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ АКТИВА

Е.В. Юдин¹, А.В. Луговой², Д.Е. Дмитриев³, Г.А. Чигарев¹, А.А. Бабчук³, В.С. Абрамов³

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²ООО «Нефтесервисные решения»

³ООО «Недра»

Адрес для связи: Yudin.EV@gazprom-neft.ru, Lugovoy.AV@gazprom-neft.ru, Dmitriev.DE@gazprom-neft.ru, Chigarev.GA@gazprom-neft.ru, Babchuk.AA@gazprom-neft.ru, Abramov.VSe@gazprom-neft.ru

Ключевые слова: интегрированная модель актива, цифровой двойник месторождения, цифровизация процесса добычи нефти, оптимизация режимов работы скважин

В настоящее время нефтяная отрасль все чаще сталкивается со снижением рентабельности подъема нефти на поверхность ввиду роста обводненности на месторождениях последней стадии разработки. В результате возрастают требования к точности учета и внедрению энергосберегающих и ресурсосберегающих методов добычи, и, как следствие, становится особенно актуальной задача повышения эффективности процесса добычи углеводородов. С целью разработки мероприятий в данном направлении на основе комплексной оценки развития активов как в краткосрочной, так и долгосрочной перспективе активно внедряются различные ИТ-инструменты. Они направлены на максимизацию объемов добываемой нефти, снижение доли подтоварной воды, а также на предотвращение и поиск оптимальных решений для проблем систем поверхностного обустройства. В этом контексте интегрированная модель является успешно зарекомендовавшим себя инструментом, связывающим основные компоненты производственного процесса – пласт, скважины, инфраструктуру – в единую взаимоувязанную систему.

Интегрированное моделирование широко применяется в оперативной деятельности ПАО «Газпром нефть». Необходимость ускорения принятия решения и повышения точности расчетных параметров при обработке большого количества данных по фонду скважин в рамках комплексной оценки процесса добычи нефти стали предпосылками для создания «Гибридной интегрированной модели актива» (Гибридная ИМА) - импортонезависимой автоматизированной системы интегрированного моделирования, предназначенной для создания цифровых двойников нефтегазовых месторождений. Этот инструмент позволяет учитывать их специфику, оперативно проводить мониторинг, контроль и управление всеми основными производственными процессами эксплуатации месторождений с целью:

1) Повышения операционной эффективности за счет оптимального управления режимами работы скважин с учетом текущей и перспективной загрузки объектов инфраструктуры (увеличение добычи нефти при сокращении добычи жидкости и потребления электроэнергии);

2) Сокращения операционных и капитальных затрат на эксплуатацию месторождений за счет подбора оптимального варианта реализации мероприятий, учитывающих комплексное взаимовлияние процессов пласт-скважина-инфраструктура.

В Гибридной ИМА реализованы и внедрены идеи, существенно отличающие ее от зарубежных аналогов. К основным отличительным особенностям относятся:

1) Гибридность платформы – универсальность и вариативность использования с возможностью выбора сложности модели в зависимости от наличия необходимых исходных данных и сроков выполнения задачи;

2) Адаптивность под бизнес-процессы компании – развитие инструмента идет по принципу «ЛЮДИ - Процессы – инструменты», что способствует быстрому внедрению и удобному использованию на рабочих местах;

3) Автоматизация рутинных операций обработки промысловых данных и адаптации моделей пласт-скважина-инфраструктура с целью сокращения трудозатрат и времени принятия решения производственными службами;

4) Импортонезависимость в связи с возможными санкционными рисками;

5) В основу разработки Гибридной ИМА заложены технические решения на перспективу с возможностью развивать инструмент под возрастающие потребности нефтегазовой отрасли.

Опыт решения реальных бизнес-кейсов по расчету различных опций оптимизации текущего фонда скважин месторождения позволил сделать вывод об успешности внедрения на нескольких ключевых активах компании и предопределил планы развития инструмента.

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАБОТЫ И ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО МНОГОФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИНАХ С ГС И МГРП, РАБОТАЮЩИХ С ЭЦН В РЕЖИМЕ ПКВ

Т.С. Ющенко¹, Е.В. Демин¹, В.А. Иванов¹, Р.А. Хабибуллин¹, А.В. Волков¹

¹Группа компаний «Газпром нефть»

Адрес для связи: yushchenko@phystech.edu

Ключевые слова: низкодебитные скважины, нестационарное течение, математическое моделирование, оптимизация режима работы

Для промышленной добычи нефти из низкопроницаемых нефтяных пластов необходимо бурение скважин с протяженным горизонтальным стволом (ГС) и многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). В течение всего периода жизни скважины темп снижения дебитов хорошо описывается кривыми Арпса. За первый год работы темпы снижения добычи варьируются от 60 до 80 %, скважины становятся низкодебитными и для эффективной добычи нефти из них необходимо использования механизированных способов добычи. Наиболее популярным и эффективным способом на сегодняшний день является электроцентробежный насос (ЭЦН), который используют как при работе в постоянном режиме, так и при работе в режиме периодических кратковременных включений (ПКВ), что позволяет добывать нефть из скважин при дебитах не превышающих нескольких тонн в сутки.

При работе ЭЦН в режиме ПКВ течение в скважине является нестационарным, и для оптимизации режимов работы необходимо использования специализированных симуляторов моделирования многофазного нестационарного течения.

Данная работа посвящена анализу и моделированию режимов работы низкодебитных скважин с протяженным ГС и МГРП при механизированной добыче с ЭЦН. В статье

проведен комплексный анализ режимов работы скважин баженовской свиты с ГС и МГРП, работающих с ЭЦН. Показаны осложнения при работе ЭЦН в подобных скважинах, связанные с постоянным снижением продуктивности и ростом газового фактора, приводятся данные эксплуатации различных типов ЭЦН в скважинах сложной конструкции.

Одним из основных достижений работы является методика создания модели многофазного нестационарного течения в скважине с ЭЦН, работающим в режиме ПКВ с использованием специализированного ПО. Для точного описания физических процессов использовались различные подходы для численного моделирования нестационарных многофазных течений в скважине с ЭЦН с забойным сепаратором.

В статье продемонстрирован процесс адаптации нестационарных режимов работы двух скважин с ЭЦН в режиме ПКВ с использованием специализированного ПО на основе реальных промысловых данных (многофазный расходомер, манометры и др.) с учетом конструкции скважины, характеристик ЭЦН, дополнительного оборудования (клапаны, сепаратор и т.д.) и параметров пласта. Проведена адаптация модели на фактические данные, показаны возможные пути оптимизации режима работы. Кроме этого, в работе приводится анализ чувствительности свойств жидкости и параметров скважины к нестационарному течению в скважине.

В работе проведен анализ работы более 40 малодебитных скважин с ГС и МГРП с ЭЦН в режиме ПКВ. По результатам проведенного анализа ЭЦН в ПКВ могут эффективно снижать забойное давление до минимальных значений в 20–30 бар при условии наличия стабильного уровня жидкости в затрубном пространстве. Для выбора оптимального режима работы ЭЦН в ПКВ для малодебитных скважин рекомендуется использование математических моделей нестационарного многофазного течения в скважинах.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТВЕРДОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ФАЗЫ В ПЛАСТЕ НА ПОВЕДЕНИЕ ПОДВИЖНОГО ФЛЮИДА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ

Т.С. Ющенко¹, И.А. Санникова¹, М.Г. Кульков², А.И. Брусиловский^{1,3},
Г.Т. Салахидинова², А.Э. Алиев², А.Е. Гаврилов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»

³Институт проблем нефти и газа РАН

Адрес для связи: yushchenko@phystech.edu

Ключевые слова: Баженовская свита, PVT-модель, битумоид, пластовая углеводородная система, лабораторные исследования, геохимические исследования

Целью работы является идентификация компонентного состава исходной пластовой углеводородной (УВ) системы баженовской свиты, а также оценка влияния наличия тяжелой твердой УВ фазы (битума) в пласте на добычу подвижных флюидов с использованием методов PVT-моделирования.

В статье описаны необходимые эксперименты для определения компонентного состава до фракции C_{81+} и PVT-свойств пластового подвижного флюида, отобранного из скважины и экстракта битумоидов из породы, а также приведены их результаты. Кроме того, рассчитаны свойства фракций до C_{81+} в зависимости от молекулярной массы для PVT-моделирования (расширение таблицы Катца-Фирузабади).

Одной из важных частей статьи является оценка соотношения связанной и свободной нефти в составе исходной пластовой системы. На основе данных геохимических исследований выполнен анализ, позволяющий провести оценку компонентного состава

исходной системы (на примере баженовской свиты) с помощью пиролиза горной породы и изучения пластового флюида и битумоида.

С использованием результатов исследований проб пластового подвижного флюида была построена и адаптирована PVT-модель. Данная PVT-модель была применена для оценки свойств исходной пластовой УВ системы и была настроена на долю твердой фазы в пласте при начальных пластовых условиях. После этого на основе PVT-модели была проведена оценка влияния наличия твердой фазы в составе пластовой системы на поведение подвижного УВ флюида при разработке залежи на истощение, а также на применение методов увеличения нефтеотдачи (закачка попутного нефтяного газа и тепловые методы воздействия на пласт).