

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ



НХ конференции

международной научно-практической
конференции

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

**22-23 АПРЕЛЯ 2026,
МОСКВА**

Организатор



ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Международной научно-практической конференции

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
Москва, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

- Барыкина Е.В., Курьянов В.Д.**
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЕРТНО-ЭВРИСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ АВТОАДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
- Вершинин В.Е., Мигманов Р.Р., Пономарев Р.Ю., Ивлев М.И.**
5 ПОСТРОЕНИЕ УНИВЕРСАЛЬНОЙ НЕЙРОСЕТЕВОЙ АППРОКСИМАЦИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
- Задиранова Л.А., Кадыров Р.Р.**
8 ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ РЕЗУЛЬТАТА МНОГОТОЧЕЧНОГО АНАЛИЗА ЗАМЕРОВ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО
- Иванцов Н.Н.**
11 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И МАСШТАБИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ МУН
- Имаев Р.И., Потехин А.И., Хасанов В.И., Хисматуллина Ф.С.**
13 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ
- Керюта А.В., Хисматуллина Ф.С.**
15 ОБОСНОВАНИЕ ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
- Керюта А.В., Кузнецова Я.А.**
17 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ УДЕЛЬНЫХ ДРЕНИРУЕМЫХ ЗАПАСОВ ГАЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТА
- Кузнецова Я.А., Хисматуллина Ф.С.**
19 СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЫСОКОЧАСТОТНЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ПОЛЕМ НА ФИЛЬТРАЦИЮ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В ПЛАСТЕ
- Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Леонович Д.А., Насыбуллин А.В., Орехов Е.В.**
21 О ПОДХОДЕ К ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ДОСТИЖЕНИЯ ЖЕЛАЕМЫХ ИЛИ МАКСИМАЛЬНО ВОЗМОЖНЫХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ С УЧЕТОМ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ И ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ
- Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Сивенкова А.П., Романов М.Д.**
23 ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ ПРИ ПОИСКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ ПО КРИТЕРИЮ НАЛИЧИЯ ВЫЗВАННОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ
- Шель Е.В., Заусаев В.Д.**
25 АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ЧИСЛЕННЫЕ ПОДХОДЫ В МОДЕЛИРОВАНИИ ГИДРОУДАРОВ ВО ВРЕМЯ ГРП И ДРУГИХ ЗАКАЧЕК С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ АКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ПЕРФОРАЦИИ

Анализ эффективности экспертно-эвристических методов автоадаптации гидродинамических моделей

Е.В. Барыкина¹

В.Д. Курьянов¹

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

Адрес для связи: ebarykina38@yandex.ru

Ключевые слова: гидродинамическая модель, адаптация, оптимизационный алгоритм, экспертно-эвристический метод, целевая функция, проницаемость

Современные подходы к автоадаптации гидродинамической модели на историю разработки объединяют методы машинного обучения и оптимизации, реализованные в гидродинамических симуляторах, что позволяет выявлять неочевидные комбинации параметров и обеспечивать высокую математическую сходимость. Однако их работа ограничена оперированием только числовыми значениями коэффициентов, вследствие чего игнорируются геологическое строение пласта и процессы фильтрации, снижается физическая достоверность модели.

В данной работе проведены расчеты на синтетической модели в целях сравнения двух подходов к автоадаптации: экспертно-эвристического, сочетающего профессиональные знания и методы оптимизации, и подхода, основанного на правилах линейного программирования. Критериями эффективности являлись: точность воспроизведения параметров добычи и забойного давления, число итераций для достижения совпадения с историческими данными, вычислительные затраты, физическая корректность результатов.

Автоадаптация с применением эвристического подхода позволила установить допустимые диапазоны изменения параметров, что способствовало устранению физически некорректных решений и уменьшению временных затрат на подбор

коэффициентов. Поле проницаемости итеративно корректировалось на основе локальных несоответствий по дебитам и давлениям в динамически значимых зонах.

В гидродинамическом симуляторе автоадаптация основывалась на правилах линейного программирования. Поиск оптимального решения выполнялся путем применения методов многокритериальной оптимизации: дифференциальная эволюция, симплекс-метод, метод роя частиц. Целевой функцией выступала сумма невязок исторических и фактических: дебитов нефти, приемистостей, забойного давления, а переменными – множители проницаемости в околоскважинной зоне, которые интерполировались на всю расчетную область модели.

В результате проведенных расчетов универсальные автоматизированные алгоритмы настройки в симуляторе показали низкую сходимость расчетных и исторических показателей при большом числе итераций, подтвердив свою универсальность и работу вне связи с физической природой процессов. Метод адаптации на основе экспертных правил и эвристик, напротив, обеспечил минимальные невязки по дебиту нефти, забойному давлению и приемистости. Следовательно, физическая корректность решений и сокращение времени адаптации – ключевые преимущества эвристического подхода перед универсальными методами, применимыми в автоадаптации, что в ряде сценариев повышает его практическую ценность.

Построение универсальной нейросетевой аппроксимации для оперативного моделирования гидродинамических процессов

В.Е. Вершинин^{1,2}

Р.Р. Мигманов^{1,2}

Р.Ю. Пономарев¹

М.И. Ивлев¹

¹ООО «РН-ГИР»

²Тюменский гос. университет

Адрес для связи: VE_Vershinin2@rn-gir.rosneft.ru, rrmigmanov@rn-gir.rosneft.ru, ryonomarev@rn-gir.rosneft.ru, miivlev@rn-gir.rosneft.ru

Ключевые слова: краевые задачи УЧП, физико-информированные нейронные сети, PINN, искусственная нейронная сеть

В настоящее время в нефтегазовой отрасли управление разработкой месторождений опирается на многовариантные расчеты с помощью численной гидродинамической модели. Но зачастую требуется оперативно моделировать влияние смены режимов работы скважин, а также решать различные задачи оптимизации. Классическая гидродинамическая модель формулируется как краевая задача для системы дифференциальных уравнений в частных производных (УЧП), и ее численное решение строится итерационно на дискретной сетке. При этом вычисленный результат «привязан» к конкретным начально-краевым условиям (НКУ). Следовательно, при любом изменении постановки задачи необходимо заново выполнять процесс решения, а в задачах оптимизации — многократно, что приводит к непропорциональному росту затрат машинного времени.

Теоретически наиболее целесообразным в этом случае является аналитическое представление, в котором НКУ входят в решение явно – одно выражение задает целое семейство решений. Однако аналитические выражения такого типа удастся получить лишь для упрощенных моделей, поэтому практический интерес представляет построение «универсальных» аппроксимаций, способных воспроизводить решения при варьировании НКУ дифференциальных уравнений.

В прикладных работах прогнозирования процессов добычи углеводородов нейросетевые аппроксиматоры часто обучают по данным, полученным из серий численных расчетов на гидродинамической модели при разных НКУ: в обучающую выборку включают значения сеточной функции в точках области допустимых значений (ОДЗ) — как правило, в узлах сетки или в точках, соответствующих, например, забоям скважин. Недостаток этого подхода состоит в зависимости качества аппроксимации от выбранной сеточной дискретизации и от того, насколько корректно представлены локальные особенности решения. Кроме того, не следует забывать, что сама сеточная функция является аппроксимацией решения УЧП в межсеточном пространстве, что вносит дополнительные погрешности в процесс обучения нейронной сети. Физически информированные нейронные сети (physical informed neural network - PINN) устраняют последнюю проблему, поскольку непосредственно учитывают уравнение и НКУ за счет введения соответствующих невязок непосредственно в целевой функционал обучения. Но стандартная PINN фактически строит приближение для единственной заранее заданной постановки. При изменении НКУ или коэффициентов уравнения требуется повторное обучение.

В настоящей работе предлагается модифицированная PINN, способная обучаться на семействах функций, задающих НКУ и коэффициенты УЧП. В основе предлагаемого подхода лежит замена постоянных весовых коэффициентов нейронной сети весовыми функциями, что превращает ее в разновидность сетей Колмогорова-Арнольда (КАН-сети). Использование весовых функций потребовало изменения архитектуры нейронной сети. В отличие от традиционного для КАН-сетей явного задания в виде полиномов, весовые функции задавались вложенными нейронными сетями персептронного типа. Точность и

устойчивость предложенного подхода исследуются на семействах краевых задач однофазной и двухфазной фильтрации в одномерной и трехмерной постановках. Полученное отклонение от ГДМ составляет 1,0 % для давлений и 0,6 % для водонасыщенности. При этом время получения ответа на обученной сети на порядок меньше по сравнению с прямым численным расчетом, что делает подход пригодным для широкого круга оптимизационных задач.

Оценка устойчивости результата многоточечного анализа замеров телеметрических систем методом Монте-Карло

Л.А. Задиранова^{1, 2}

Р.Р. Кадыров¹

¹ООО «РН-ТЕХНОЛОГИИ»

²Томский гос. университет

Адрес для связи:

Ключевые слова:

Многоточечный анализ данных (Multistation Analysis (MSA)), предложенный Эндрю Бруксом в 1998 г., представляет собой метод, предназначенный для коррекции систематических ошибок измерений забойных телеметрических систем (Measurement While Drilling (MWD) - измерения во время бурения). В ходе MSA определяется такой набор поправок и масштабных коэффициентов, который обеспечивает минимальную суммарную дисперсию невязок геомагнитного поля. Эффективность метода непосредственно зависит от полноты и качества замеров датчиков телесистемы MWD. Неполные или некачественные замеры могут приводить к нестабильным и ненадежным результатам, негативно влияющим на точность построения траектории скважины.

Целью настоящей работы является разработка подхода к оценке статистической устойчивости поправок и масштабных коэффициентов, полученных MSA, с использованием метода Монте-Карло. Данный подход реализован в корпоративном программном комплексе ПАО «НК «Роснефть» для проектирования и строительства скважин - «РН-БУРОВЫЕ РАСЧЕТЫ».

В качестве иллюстрации разработанного подхода приводится алгоритм оценки устойчивости поправки z -магнитометра ez . Следует отметить, что этот алгоритм является

универсальным и позволяет выполнять оценку устойчивости любого набора поправок и масштабных коэффициентов, в том числе по трем осям X, Y, Z .

Ниже приведен алгоритм оценки устойчивости поправки z -магнитометра.

1. Используя наборы замеров магнетометров $\mathbf{B} = \{B_{x_n}, B_{y_n}, B_{z_n}\}, n = 1, \dots, N$ и замеров акселерометров $\mathbf{G} = \{G_{x_n}, G_{y_n}, G_{z_n}\}, n = 1, \dots, N$, выполняется MSA для коррекции измерений z -магнитометра B_{z_n} , при этом определяется некоторое «истинное» значение поправки εZ_{true}

2. Моделируются K случайных наборов данных для проведения анализа устойчивости полученной поправки εZ_{true} посредством добавления случайного шума $\xi \sim N(0, \sigma_{noise})$ к исходным замерам магнетометров

$$\mathbf{B}_{noise} = \mathbf{B} + \xi.$$

3. Используя зашумленные замеры \mathbf{B}_{noise} , K раз выполняется MSA, формируя набор поправок $\varepsilon \mathbf{Z}_{noise} = \varepsilon Z_{noise_k}, k = 1, \dots, K$,

4. Рассчитываются статистические оценки полученных поправок:

$$\bar{\varepsilon Z} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \varepsilon Z_{noise_k} \text{ и } s^2 = \frac{1}{K-1} \sum_{k=1}^K (\varepsilon Z_{noise_k} - \bar{\varepsilon Z})^2.$$

5. Выполняется оценка доверительного интервала для поправок:

$$\Delta a_P(\varepsilon \mathbf{Z}_{noise}) = \left[\bar{\varepsilon Z} - \omega_{100q}(t(K-1)) \frac{s}{\sqrt{K-1}}; \bar{\varepsilon Z} + \omega_{100q}(t(K-1)) \frac{s}{\sqrt{K-1}} \right],$$

где P – доверительная вероятность; $q = (1 - P)/2$; $\omega_{100q}(t(K-1))$ – значение $100q$ -процентной точки t -распределения с $(K - 1)$ степенями свободы при заданной вероятности P .

Среднее квадратическое отклонение случайного шума σ_{noise} может быть оценено из спецификаций датчиков и информации о геомагнитном поле или из остаточной дисперсии невязок геомагнитного поля, полученной в пункте 1.

Под критерием устойчивости поправок предлагается понимать выполнение следующих условий: близость среднего значения поправок $\bar{\varepsilon Z}$ к «истинному» значению εZ_{true} ; вычисленный доверительный интервал $\Delta a_P(\varepsilon \mathbf{Z}_{noise})$ покрывает значение εZ_{true} .

Дополнительно, но, не ограничиваясь приведенным перечнем, предлагается оценивать отклонение магнитного азимута, полного вектора магнитной индукции,

вычисленных с использованием «истинных» результатов, от усредненных характеристик, полученных с использованием ϵZ_{noise} .

Таким образом, в настоящей работе предлагается алгоритм, позволяющий выполнить дополнительную проверку статистической устойчивости и пригодности поправок и масштабных коэффициентов, полученных в результате многоточечного анализа замеров телеметрических систем.

Интерпретация и масштабирование результатов лабораторных исследований при моделировании МУН

Н.Н. Иванцов¹

¹ООО «РН-ГИР»

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

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, лабораторные исследования, гидродинамическое моделирование, масштабирование результатов, численные эффекты

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) все чаще становятся необходимым элементом разработки месторождений для поддержания и максимизации добычи нефти. В качестве инструмента проектирования и оценки эффективности внедрения МУН, как правило, применяют гидродинамическое моделирование. Лабораторные исследования с применением агентов планируемых МУН являются ключевым источником данных для гидродинамической модели (ГДМ), особенно на стадии проектирования опытно-промышленных работ.

Процесс построения корректной ГДМ подразумевает решение ряда методологических задач, включая планирование лабораторных исследований в условиях ограниченной выборки образцов керна и допустимой длительности экспериментов, а также процедуру масштабирования результатов лабораторных исследований на размер ячеек ГДМ. В частности, необходимо обосновать: выбор начальной насыщенности образца, объем прокачки агента через образец, прирост коэффициента вытеснения при полимерном воздействии, применение в ГДМ относительных фазовых проницаемостей (ОФП), полученных в лабораторных исследованиях, а также учет в ГДМ численных и масштабных эффектов для данных, полученных в лабораторных исследованиях.

При интерпретации результатов необходимо учитывать специфику объекта, реалистично воспроизводить условия фильтрации в пласте. Например, в

слабосцементированном коллекторе потоковые эксперименты выполняются в основном на довытеснение, с нарастающей концентрацией полимера в растворе, с анализом влияния перепадов давления и насыщенности на геомеханическую устойчивость, учитываются вязкоупругие свойства полимерного раствора. При ограниченном числе потоковых экспериментов определяются ключевые зависимости для ГДМ: влияние концентрации агентов, проницаемости, температуры и других параметров на вытеснение, адсорбцию и десорбцию, фактор остаточного сопротивления.

Принятые практики моделирования МУН часто сдвигают получение эффекта «вправо», снижая прогнозную экономическую эффективность. Поэтому особое внимание уделяется воспроизведению геологической неоднородности пласта, а также корректному масштабированию данных, полученных в лабораторных исследованиях, на размер ячеек гидродинамической модели. Причем процедуре масштабирования должны подвергаться не только ОФП, но и многие параметры, связанные со спецификой МУН.

На примерах показано, как процедура планирования лабораторных экспериментов, интерпретации и масштабирования их результатов непосредственно влияет на технико-экономическую оценку и принятие решения о внедрении МУН.

Комплексный подход к снижению неопределенностей геологического строения низкопроницаемых пластов на основе анализа промысловых данных

Р.И. Имаев¹

А.И. Потехин¹

В.И. Хасанов¹

Ф.С. Хисматуллина¹

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

Адрес для связи: Farida.Khismatullina@lukoil.com

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, адаптация гидродинамической модели, трудноизвлекаемые запасы, геологические неопределенности, латеральная связность, тектонические нарушения, разломы

Месторождения тюменской свиты имеет сложное геологическое строение, детальные особенности которого неизвестны на начальных этапах разработки. Это приводит к неопределенностям при построении геологической модели, искажению фильтрационных процессов в пласте и существенным расхождениям между моделируемыми и фактическими показателями разработки.

Для анализа неопределенностей геологического строения создана синтетическая модель, на которой рассматривалось влияние проводимости разломов и латеральной связности пласта.

Выявлено, что при высокой связности пласта проводимость разломов влияет несущественно на добычу нефти, а с уменьшением связности - значительно, так как проводящий разлом позволяет дренировать нефть с изолированных участков, что отражается в приросте добычи и падении давления у разлома.

Эти закономерности были проверены на модели реального месторождения Западной Сибири, относящееся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), которое обладает разветвленной системой разломов, низкой проницаемостью, малыми толщинами и низкой

проницаемостью. Система поддержания пластового давления (ППД) не обеспечивает ожидаемый рост пластового давления и добычи нефти, хотя в действующей гидродинамической модели (ГДМ) заметен выраженный отклик. Это свидетельствует о возможном несоответствии принятой геологической концепции фактическому строению коллектора.

В процессе адаптации модели к историческим данным разработки был реализован итеративный подход, включающий анализ влияния ключевых параметров неопределенности (относительную фазовую проницаемость воды, приемистость нагнетательных скважин, коэффициент сжимаемости пород и степень латеральной связности пласта), проведение многовариантных расчетов в физически обоснованных диапазонах, сравнение результатов расчетов с данными исследований скважин, оценку качества сходимости расчетных и фактических показателей разработки.

Выявлено, что изменение традиционно настраиваемых параметров не обеспечивает требуемого уровня сходимости модели с фактическими данными. Наиболее значимое улучшение было достигнуто при снижении латеральной связности коллектора, что позволило воспроизвести фактическую динамику пластового давления в зоне влияния нагнетательных скважин.

Полученный результат подтверждается результатами интерпретации геофизических исследований новых скважин, по которым установлена низкая корреляция продуктивных прослоев в межскважинном пространстве. Установленные особенности строения объясняют низкую эффективность действующей системы ППД.

Исследование показывает необходимость учета линзовидного строения коллекторов, то есть пересмотра существующей геологической концепции месторождения в пользу модели с ограниченной выдержанностью продуктивных тел. В дальнейшем предложенный подход может быть использован для аналогичных месторождений.

Обоснование причин обводнения добывающих скважин низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты на основе геолого-гидродинамического моделирования

А.В. Керюта¹

Ф.С. Хисматуллина¹

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

Адрес для связи: Farida.Khismatullina@lukoil.com

Ключевые слова: геолого-гидродинамическое моделирование, русловые тела, тюменская свита, трудноизвлекаемые запасы

Существующие аналитические методы диагностики причин нарушения работы добывающих скважин, получившие широкое применение в нефтяной промышленности, показывают низкую эффективность в условиях низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты, которые в настоящее время все чаще вводятся в разработку.

При мониторинге разработки месторождения X, продуктивные отложения которого относятся к тюменской свите, выявлено, что по ряду добывающих скважин отмечается рост обводненности, причины которого не определяются ни аналитическими методами, ни действующей геолого-гидродинамической моделью.

Отложения месторождения X сформировались в условиях меандрирующих речных систем, для которых характерно наличие различных фаций со сложной геометрией, а также сильной дифференциацией фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Наиболее продуктивными зонами являются русловые тела, для которых средняя проницаемость не превышает 2 мД. К менее продуктивным зонам относятся прирусловые фации – поймы, озера, затапливаемые равнины, которые в соответствии с современными исследованиями содержат порядка 88 % запасов нефти, однако характеризуются еще большей степенью расчлененности и значительно сниженными ФЕС в сравнении с русловыми телами. В связи с этим специалистами по геологическому моделированию было принято решение

отнести низкопродуктивные тела к неколлектору. Влияние от принятия данного решения незаметно на ранней стадии разработки, однако при длительном мониторинге разработки было отмечено нарушение энергетического баланса залежи, за счет искажения протекания фильтрационных процессов в пласте, что привело к значительному несоответствию модельных показателей фактическим, свидетельствующему о низкой прогностической способности геолого-гидродинамической модели.

В работе была проведена актуализация геолого-гидродинамической модели, которая позволила обосновать причины обводнения добывающих скважин. Для решения поставленной задачи был произведен комплексный анализ геолого-промысловой информации о залежи, который позволил обосновать создание новой концептуальной модели месторождения, учитывающей низкопродуктивные участки пласта.

Определение величины удельных дренируемых запасов газа по результатам интерпретации кривой стабилизации давления и дебита

А.В. Керюта¹

Я.А. Кузнецова¹

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

Адрес для связи: Andrey.Keryuta@lukoil.com

Ключевые слова: удельные дренируемые запасы, газогидродинамические исследования скважин, гидродинамическое моделирование

Под удельными дренируемыми запасами газа понимается та часть геологических запасов, которые содержатся в зоне дренирования добывающей скважины и участвуют в формировании притока. Знание данной величины необходимо по многим причинам и актуально как для инженеров-проектировщиков, для обоснования выбора размещения скважин и задаваемой по ним величины технологического режима работы, так и для инженеров-разработчиков, которые занимаются мониторингом разработки залежи, для оптимизации режимов работы скважин с целью обеспечения равномерной выработки запасов газа.

В практике разработки месторождений природного газа для мониторинга величины дренируемых запасов газа широкое применение получил метод материального баланса, который позволяет оценить дренируемые запасы залежи или отдельного ее участка по данным замеров пластового давления и величины отборов из данной залежи. При этом для достоверного определения дренируемых запасов требуется массив данных по достаточно длительной эксплуатации залежи (или участка залежи). Однако данный метод не позволяет точно определить дренируемые запасы газа, приходящиеся на добывающую скважину, поскольку невозможно учесть изменение пластового давления в зоне размещения добывающей скважины в условиях работы соседних скважин.

В данной работе предложена новая методика определения удельных дренируемых запасов газа по данным интерпретации гидродинамических исследований на нестационарных режимах фильтрации газа в процессе работы скважины - снятие кривой стабилизации давления и дебита (КСДиД). Данная методика применима как для периодических исследований скважин, так и для условий скважин, оборудованных устройствами постоянного контроля забойных параметров работы скважин (забойное давление и дебит). Проверка предложенной методики на гидродинамической модели фрагмента залежи газового месторождения показала высокую точность, как для условий одиночной скважины, так и для условий совместной работы группы скважин.

Существующие подходы к математическому моделированию воздействия высокочастотным электромагнитным полем на фильтрацию высоковязких нефтей в пласте

Я.А. Кузнецова¹

Ф.С. Хисматуллина¹

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

Адрес для связи: Farida.Khismatullina@lukoil.com

Ключевые слова: высокочастотное электромагнитное поле, насыщенная пористая среда, фазовый переход, неизотермическая фильтрация, высоковязкая нефть, тепло- и массоперенос

В настоящее время существует множество способов добычи высоковязких нефтей и битумов, однако зачастую они не являются эффективными ввиду значительных теплотерь по стволу скважины и в пласте, низкой теплопроводности пород и слабой приемистости коллектора. Одним из перспективных и в то же время наименее изученных видов воздействия является высокочастотное электромагнитное (ВЧ ЭМ) воздействие.

Известно, что особенностью тяжелых нефтей является повышенное содержание полярных компонентов – парафиновых, битумных, асфальто-смолистых включений, которые осложняют процесс добычи углеводородов. Под действием ВЧ ЭМ поля часть энергии колебания диполей преобразуется в тепловую, в результате прогрева пласта снижается вязкость нефти, что положительно сказывается на нефтеотдаче. Однако наиболее эффективными являются методы, основанные на сочетании нескольких способов воздействия на пласт.

В работе рассмотрено ВЧ ЭМ воздействие с одновременной закачкой растворителя: изменяя соотношение мощности излучателя электромагнитных волн, температуры и расхода нагнетаемого агента возможно регулирование процесса плавления твердых включений, находящихся в нефти и на поверхности порового пространства. В зависимости от состава нефти рассматриваются разные подходы к моделированию этого процесса:

модель плавления на границе фазового перехода (задача Стефана) – для парафинов и битумов в чистом виде; модель фазового перехода в объеме - для многокомпонентных асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

Первый подход предполагает изменение фазового состояния твердых включений на тонкой границе, при этом положение границы раздела фаз меняется во времени. Здесь рассматриваются две задачи: течение флюидов в ВЧ ЭМ поле при постоянной температуре плавления твердой фазы (для случая с парафинами) и при температуре плавления, зависящей от концентрации этой фазы (для битумов).

Второй подход заключается в том, что плавление твердых частиц сложного состава в нефти происходит не на четкой границе, а в объеме пласта, который вследствие продолжительного нагрева расширяется вглубь пласта и к забою скважины. Система уравнений для этого случая подобна первому, но эта система дополнена кинетическим уравнением, согласно которому при плавлении АСПО тепло поглощается, а при кристаллизации – выделяется.

Применимость того или иного метода напрямую зависит от преобладающего типа твердых компонентов в нефти, что необходимо учитывать при решении подобных задач фильтрации.

О подходе к оптимизации разработки нефтяных месторождений с целью достижения желаемых или максимально возможных уровней добычи с учетом индивидуальных и инфраструктурных ограничений

М.Г. Персова¹

Ю.Г. Соловейчик¹

Д.А. Леонович¹

А.В. Насыбуллин^{2,3}

Е.В. Орехов²

¹Новосибирский гос. технический университет

²Альметьевский гос. технологический университет «Высшая школа нефти»

³ТатНИПНефть, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Адрес для связи: mpersova@mail.ru

Ключевые слова: оптимизация разработки нефтяных месторождений, гидродинамическое моделирование, геолого-гидродинамические модели нефтяных месторождений

Рассматривается подход к оптимизации разработки нефтяных месторождений, нацеленный на достижение желаемого или максимально возможного уровня добычи нефти при заданных ограничениях на добычу и закачку жидкости в заданный период разработки путем перераспределения добычи и закачки между скважинами, в том числе при использовании технологий полимерного заводнения. Предлагается вид целевой функции, и приводятся примеры оптимизаций разработки на моделях месторождений. Оптимизируемыми параметрами являются дебиты жидкости и объемы закачки на каждой из скважин. Целевая функция включает в себя минимизацию набора критериев и регуляризирующую добавку. В качестве основного критерия задается квадрат интеграла по времени от модуля взвешенной разности расчетного и желаемого дебита нефти. Регуляризирующие добавки обеспечивают получение значений оптимизируемых параметров внутри заданных ограничений. Регуляризирующие коэффициенты подбираются адаптивно на каждой итерации минимизации целевой функции, которая

выполняется методом Гаусса-Ньютона. Целевая функция при полученных на очередной итерации значениях параметров и чувствительности показателей добычи к изменению параметров вычисляются с помощью трехмерного гидродинамического моделирования. Индивидуальные ограничения на параметры учитываются с помощью регуляризирующих добавок. Инфраструктурные же ограничения на добычу и закачку могут быть учтены двумя способами. Первый способ заключается в ограничении получаемых приращений параметров за счет коэффициентов регуляризации, а второй – путем включения в целевую функцию дополнительных критериев, которые задаются в виде квадратов интегралов по времени от модуля взвешенной разности расчетного и установленного дебита жидкости и объема закачки. В результате вычислительных экспериментов было выявлено, что второй способ значительно эффективней первого и позволяет получить меньшие значения минимизируемых критериев. Также было определено, что улучшению процесса оптимизации способствует включение в целевую функцию критерия, отвечающего за максимизацию пластового давления. Предложенный подход был исследован при решении задачи оперативного планирования на краткосрочный период – до года. На примере различных геолого-гидродинамических моделей было показано, что за счет предложенного подхода к оптимизации можно увеличить дебит нефти при сохранении текущего дебита жидкости за счет перераспределения добычи и закачки между соответствующими скважинами. Разработанное программное обеспечение позволяет решать поставленные оптимизационные задачи в автоматическом режиме, существенно сокращая трудозатраты специалистов и повышая эффективность разработки.

Применение комплексной технологии электромагнитных зондирований при поиске углеводородов на шельфе по критерию наличия вызванной поляризации

М.Г. Персова¹

Ю.Г. Соловейчик¹

А.П. Сивенкова¹

М.Д. Романов¹

¹Новосибирский гос. технический университет

Адрес для связи: mpersova@mail.ru

Ключевые слова: морская электроразведка, электромагнетизм, вызванная поляризация, поиск месторождений углеводородов

Известно, что имеются хорошие предпосылки для реализации определенных электроразведочных технологий на море благодаря хорошим условиям заземления. Рассматривается технология, в которой возбуждающая электромагнитное поле линия и приемные линии буксируются судном. Измерения сигналов электромагнитного поля выполняются во временной области после отключения импульса тока П-образной формы. Отличительной особенностью этой технологии является наличие дифференциальных приемников, представляющих собой встречно-направленные электрические линии. Такие измерения позволяют, во-первых, существенно снизить влияние проводящей фоновой среды, что увеличивает относительный аномальный отклик от поискового объекта, а во-вторых, определять наличие залежей углеводородов не только по критерию повышенного сопротивления, но и по критерию повышенной поляризации, которая образуется вследствие электрохимических реакций при миграции углеводородов к поверхности. В начальном варианте эта технология содержала три стандартных (MN) и три дифференциальных (MON) приемника. У MON-приемников встречно-направленные линии имели одинаковый размер. В данной работе представлены результаты применения этой технологии на морском шельфе, которая была модифицирована следующим образом.

Количество измерительных каналов было увеличено до двадцати, и в качестве дифференциальных приемников использовались встречно-направленные линии разной длины, что позволило еще больше снизить влияние фонового разреза. Для интерпретации данных использовалась многоэтапная 3D-инверсия, которая основана на конечноэлементном 3D-моделировании электромагнитного поля и поля вызванной поляризации в сложных контрастных геологических средах с изогнутыми границами слоев и решении соответствующих многопараметрических обратных задач. При решении обратных задач определялись как геометрические параметры геологических структур, так и их физические параметры: электропроводность, поляризуемость и параметры функции спада вызванной поляризации. Использовалась многоэтапная 3D-инверсия, позволяющая разделять процессы становления поля и вызванной поляризации и тем самым снижать область эквивалентности и повышать надежность восстановления параметров поляризуемости. В результате инверсии были выделены перспективные зоны, которые характеризовались наличием повышенной поляризуемости. Эти выделенные зоны сопровождалось наличием пониженного сопротивления вплоть до глубинной части разреза, что соответствует повышенной трещиноватости, способствующей миграции углеводородов. В результате электроразведочных работ было получено распределение поляризуемости в придонном слое, которое хорошо согласуется с продуктивностью коллектора и подтверждено бурением.

Аналитические и численные подходы в моделировании гидроударов во время ГРП и других закачек с целью определения активных интервалов перфорации

Е.В. Шель¹

В.Д. Заусаев²

¹Группа компаний «Газпром нефть»

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Адрес для связи: Shel.EV@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, гидроудар, hummer-effect, трубные волны, акустика, волновые процессы, анализ временных рядов

В связи со значительным ростом числа горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) на действующем фонде российских нефтегазовых компаний, в последнее время возрастает актуальность проведения повторных ГРП на данном типе скважин. Ключевая проблематика применения технологий ГРП при повторном подходе к скважине – использование системы заканчивания, не рассчитанной на контролируемое проведение повторных ГРП. В случае если повторный ГРП проводится на горизонтальном стволе с несколькими шаровыми муфтами, при закачке может инициироваться несколько открытых интервалов. При повторном МГРП есть риск, что несколько стадий закачки простимулируют один и тот же порт, вместо равномерной стимуляции всего ствола.

Самым оперативным и дешевым методом мониторинга точки инициации гидроразрыва являются методы анализа гидроудара (hummer-effect) и трубных волн, образующихся в стволе скважины при резкой смене расхода жидкости.

Физико-математическая модель процесса строится на решении задачи распространения трубных волн, инициируемых возмущениями потока на устье скважины. При прохождении от трубы волны отражаются от активных трещин ГРП, расширениях

трубы (обычно из выхода НКТ в хвостовик) и конца хвостовика. В простейшем случае сложение набегающей и отраженной волны от порта ГРП приводит к появлению стоячих волн в скважине с частотами:

$$\nu_k = \frac{c}{4L} (2k + 1), k \in (0, 1, 2, 3, \dots), \quad (1)$$

где ω_k – частота гармоники номером k , c – скорость звука в трубе, а L – координата точки инициации трещины по измеренной глубине. Данную формулу можно использовать для определения координаты события, если применить к реальному сигналу давления при гидроударе преобразование Фурье и найти резонансную частоту ν_k , и пересчитав координату события:

$$L = \frac{c}{4\nu_k} (2k + 1), k \in (0, 1, 2, 3, \dots), \quad (2)$$

Однако, как показано в данном докладе, если в постановке учесть дополнительные факторы расширения при переходе из НКТ в хвостовик, активации нескольких портов, дополнительное отражение от конца хвостовика, потери давления на трение в перфорациях и трубах, колебания давления в самой трещине ГРП, формулы 1 и 2 изменяются, и к коэффициенту $1/4$ следует добавлять поправки, вычисляемые по трансцендентным уравнениям. Альтернативный способ устранения погрешностей – переход к более продвинутым методам анализа сигнала вместо спектрального анализа (преобразования Фурье), например, кепстральному и вейвлет анализу.

Путем сопоставления аналитических моделей с численной моделью акустики в стволе скважин, а также на примере анализа реальных гидроударов со скважин, в данном докладе показаны пределы применимости разных методов анализа сигнала для определения точки инициации.