

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ЖДАНОВ Иван Александрович



**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО АНАЛИЗА И
КОНТРОЛЯ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность 2.3.1 – Системный анализ, управление и обработка информации
(технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор физико-математических наук,
профессор **Бригаднов И.А.**

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ -----	4
ГЛАВА 1 МИРОВАЯ ПРАКТИКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ПОДЗЕМНОГО РЕЗЕРВУАРА -----	16
1.1 Интегрированная численно-аналитическая модель «Скважина+пласт» -----	16
1.2 Гибридная физико-математическая модель пласта OmegaCRM-----	19
1.3 Модель численного межскважинного взаимодействия INSIM-----	27
1.4 3D геолого-гидродинамические модели -----	29
1.5 Выводы по главе 1 -----	33
ГЛАВА 2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ, ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ -----	34
2.1 Псевдодвумерная модель блока разработки – проактивный блочный анализ 34	
2.2 Псевдодвумерная модель элемента разработки – инструмент для достижения потенциала базовой добычи (КАРАТ) -----	38
2.3 Интеграция псевдодвумерной модели пласта с инструментом поиска оптимальных решений при планировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений (ОптимА)-----	55
2.4 Выводы по главе 2-----	58
ГЛАВА 3 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНИМОСТИ МОДЕЛЕЙ, ВАЛИДАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ НА СИНТЕТИЧЕСКИХ КЕЙСАХ И С ПОМОЩЬЮ РЕТРОСПЕКТИВНОГО АНАЛИЗА -----	59
3.1 Интегрированная численно-аналитическая модель «Скважина+пласт» -----	59
3.2 Гибридная физико-математическая модель пласта (OmegaCRM)-----	61
3.3 Псевдодвумерная модель блока разработки – проактивный блочный анализ 66	
3.4 Псевдодвумерная модель пласта – инструмент для достижения потенциала базовой добычи (КАРАТ) -----	68
3.5 Инструмент поиска оптимальных решений при управлении разработкой нефтегазовых месторождений (ОптимА) -----	83

3.6 Выстраивание иерархии инструментов нефтяного инжиниринга для принятия решений при проектировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей разного уровня детализации -----	87
3.7 Выводы по главе 3-----	96
ГЛАВА 4 ВНЕДРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ -----	97
4.1 Интегрированная численно-аналитическая модель «Скважина+пласт» -----	97
4.2 Гибридная физико-математическая модель пласта (OmegaCRM)-----	97
4.3 Псевдодвумерная модель блока разработки – проактивный блочный анализ 98	
4.4 Псевдодвумерная модель элемента разработки – инструмент для достижения потенциала базовой добычи (КАРАТ) -----	99
4.5 Инструмент поиска оптимальных решений при планировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений (ОптимА) -----	100
4.6 Выводы по главе 4-----	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ -----	102
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ -----	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ-----	107

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

Поиск экономически оптимального сценария разработки нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей является основой для принятия производственных решений при разработке месторождений нефти и газа. Для принятия решения на этапе проектирования или управления разработкой месторождения в общем случае необходимо определить набор операций (действий), позволяющий на основе исходных данных получить решение приемлемой точности в заданный временной период. При этом первой операцией, определяющей успешность всего процесса принятия решения, является выбор физико-математических моделей, на основе которых выполняются расчеты. Решить данную задачу можно с помощью так называемой идеологии иерархии геолого-гидродинамических моделей (ИГГДМ) [4,19], предполагающей обоснованный и соразмерный задаче выбор инструмента моделирования в зависимости от решаемой задачи, сложности объекта разработки, полноты и достоверности исходных данных.

Для большинства объектов разработки валидность выбора вида и размерности модели определяется следующими ключевыми критериями: тип коллектора (терригенный или биохемотренный), наличие подвижной водной и газовой фазы, сложность геологического строения резервуара, чувствительность к полноте и качеству исходных данных, необходимость выполнения массовых расчетов и др.

В отечественной и зарубежной нефтяной практике предложен ряд подходов для поиска оптимальных решений по управлению подземным резервуаром, которые условно можно разделить на три группы.

К первой группе относится совокупность так называемых экспертных методов, основанных на опыте принимающих производственные решения инженеров и апостериорном анализе новой, поступающей с месторождения, информации [1,98].

Зачастую при анализе данных используются простые статистические методы, не предполагающие использование априорных параметров резервуара [54,59,76].

Существенным недостатком данных подходов является неконтролируемая погрешность принимаемых решений, т.к. инженер при этом явным и системным образом не использует информацию о физических принципах процесса. Также при этом критичным является наличие дополнительных промысловых исследований: трассерных, промыслово-геофизических и гидродинамических [23].

Ко второй группе относится широкий класс аналитических и численно-аналитических моделей, решающих задачу посредством приближенного и упрощенного представления подземного резервуара: материального баланса, резервуарной модели, суперпозиции точных аналитических решений, моделей на трубках тока, INSIM, CM и др.

Значительная часть работ посвящена алгоритмам, основанным на анализе постоянно замеряемых в процессе эксплуатации данных, таких как добыча жидкости и нефти, закачка воды, замеры забойного давления. Данные модели, основанные на принципе резистивно-емкостного представления резервуара (CM, CRM, M-ARX и др.) или с использованием современных алгоритмов анализа данных и машинного обучения позволяют выполнить оценку взаимовлияния скважин, а также спрогнозировать добычу жидкости и нефти [50,74,43,44].

Модели, предполагающие поиск коэффициентов корреляции между добывающими и нагнетательными скважинами как меру их связанности, были использованы для оценки межскважинного взаимовлияния и анализа заводнения [65,86,69,18,20,60,70,71]. В работе [42] предлагается использовать временной лаг для учета задержки влияния нагнетания на добычу. Полученные коэффициенты корреляции могут дать качественную оценку интенсивности взаимовлияния скважин, а также геологической неоднородности пласта. Однако в силу отсутствия учета изменения забойного давления, остановок скважин, мероприятий на скважинах, не всегда удавалось оценить корректные корреляционные зависимости.

Широкий класс методов – емкостные модели (CM или CRM). CRM это аналитическая модель, в основе которой лежит описание динамики добычи

жидкости через определение зависимостей закачки на добычу. В работе [42] впервые была представлена концепция емкостных моделей, в которой пласт представляет собой систему [27], в которой происходит преобразование входного сигнала (закачки) в выходной сигнал (добычу). Эта концепция имеет аналогии с электрическими сетями. В работе [98] усовершенствована модель путем добавления уравнения материального баланса, а также, применением принципа суперпозиции в пространстве, расширения ее применения к случаям одновременной работы большого количества добывающих и нагнетательных скважин. В работе [89] выведено аналитическое решение дифференциальных уравнений CRM модели, при помощи метода суперпозиции в пространстве и во времени, основываясь на принципе дискретности измерений закачки и забойного давления. CRM подход был успешно применен и другими авторами в работах [82,91,98,66].

Основным недостатком класса CRM-моделей является низкая достоверность расчетов в условиях динамично меняющейся промысловой обстановки: геолого-технологических мероприятий, ввод новых скважин, в том числе нагнетательных и прочее.

В работе [74] был предложен подход множественной авторегрессионной модели с экзогенным входом (M-ARX), учитывающий, что при заводнении дебиты добывающих скважин зависят не только от закачки окружения, но и от дебитов скважин окружения. Опираясь на работу [101] по CRM моделям и следуя его выводам, авторы разрабатывают авторегрессионную модель, где взаимодействия всех добывающих и нагнетательных скважин учитываются одновременно. В работе представлена и описана авторегрессионная модель 1-го порядка, являющаяся аналогом CRM модели, только с учетом взаимодействия между добывающими скважинами. В представленной M-ARX модели учитываются остановки добывающих скважин, а также их перевод в нагнетание.

Также в настоящее время при решении задач нефтяного инжиниринга широкое распространение получили нейронные сети, позволяющие найти сложные и неявные зависимости, связывающие целевую переменную и признаками. Однако

обоснованных примеров их применения для оценки взаимовлияния скважин или прогнозирования показателей добычи немного [1,93].

Еще одна процедура выбора новых местоположений скважин описана в [73]; она основана на поверхностных структурах и статических свойствах коллектора. Поиск местоположений нагнетательных скважин основан на методе машинного обучения (ML), которое не требует конкретных физических моделей и дает хорошие оценки при достаточно большом количестве данных. Такие свойства, как проницаемость, нефтенасыщенность и другие общие свойства коллектора влияют на дебит жидкости, но вклад каждого из этих свойств неизвестен.

Одним из видов нейронных сетей являются рекуррентные нейронные сети (RNN). Они позволяют выполнять анализ имеющейся последовательности данных и выявлять зависимости с учетом изменения показателей во времени. Скважины и целевой пласт могут быть представлены в виде нелинейной динамической системы. Поставочные параметры добычи являются состоянием данной системы, а изменение режимов работы нагнетательных и добывающих скважин - внешним воздействием. В такой рекуррентной нейронной сети внешнее воздействие является входами, а рекуррентные слои являются состоянием системы.

Основным недостатком применения моделей на основе алгоритмов машинного обучения, в том числе рекуррентных нейронных сетей, является неустойчивость решения в областях входных параметров, недостаточно представленных в обучающей выборке.

На основе обширного анализа литературы можно выделить два наиболее перспективных метода: CRM (включая различные модификации модели), RNN.

Существует значительное количество публикаций, посвященных решению данной задачи в рамках элемента или блока разработки [58;61;62;68;83;87;94].

В работе [102], а позже и в работе [64] была представлена INSIM – модель численного межскважинного взаимодействия. Модель заключается в одномерном представлении пласта со скважинами, состоящем из межскважинных контрольных элементов. Каждый элемент характеризуется проводимостью и эффективным поровым объемом. Таким образом, решив уравнения материального баланса и

движения фронта насыщенности для каждого межскважинного элемента, можно рассчитать дебиты и насыщенность для скважин в желаемые периоды времени. Поскольку модель учитывает изменение насыщенности, то настройка модели на исторические замеры позволяет получить модель для прогнозирования будущей добычи как жидкости, так и нефти.

Guo. Z и Reynolds. A в [64] разработали новую потоковую (data-driven) модель для согласованного сопоставления истории добычи скважин на месторождении после процедуры заводнения. Хотя модель разработана на данных о добыче и не требует знаний о свойствах пород на месторождении, она более требовательна к фундаментальным физическим соображениям, нежели модели CRM. Новая модель также представляет собой существенное улучшение модели INSIM, которая была представлена ранее. Для некоторых сложных случаев, например, когда добывающая скважина преобразуется в нагнетательную или, когда нагнетаемая жидкость более чем из одной нагнетательной скважины проходит через средний узел скважины, процедура INSIM для расчета водонасыщенности ухудшается при прохождении от точки к точке, что приводит к неточностям. Новая модель INSIM-FT учитывает точную процедуру локализации фронта (front-tracking) для расчета водонасыщенности. Оригинальная формулировка INSIM предполагает, что относительная проницаемость известна и не требует информации о петрофизических свойствах коллектора; тогда как INSIM-FT оценивает относительную проницаемость по истории добычи.

Основная сложность при использовании всех перечисленных методов – определение границ применимости моделей и корректное соотнесение используемых моделей объектам разработки с учетом решаемой задачи, достоверности геолого-промысловых данных, сложности геологического строения пласта, количества фильтруемых в пласте фаз и, в конечном итоге, корректного выбора размерности (по пространству), используемой для поиска оптимального решения физико-математической модели.

В основе **третьего подхода** лежат решения с помощью геолого-гидродинамических симуляторов общих уравнений фильтрации жидкости в

пористой среде (Eclipse, tNavigator и т.д.). Для того, чтобы можно было использовать данные симуляторы, необходимо создать сначала геологические (полномасштабные или однослойные), а затем фильтрационные модели нефтегазоносных пластов. Затем эти модели необходимо адаптировать на историю, что требует значительных трудозатрат. Еще более ресурсозатратным является процесс поиска обоснованного, оптимального на принятой для расчета геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) решения, т.к. в большинстве случаев, полномасштабная трехмерная ГГДМ характеризуется большим количеством неопределенных и перебираемых параметров, что приводит к решению некорректно поставленной обратной и плохо обусловленной прямой задачи гидродинамики [17,32,34,33].

Также использование исключительно численного моделирования де факто приводит к принятию решений на основе «черного ящика» [10,17], что в условиях неопределенностей в данных и дефицита ресурсов для всестороннего анализа данных, моделей и результатов расчетов приводит к существенным ошибкам на практике.

Анализ. В рассмотренных работах авторы представляют или описание самой модели или сравнение между собой ряда моделей. При этом, в большинстве случаев, как отмечено в работе [29], авторы ограничиваются достаточно детальным разбором алгоритмов, а также подробного описания их области применения. В рассмотренных работах (кроме работы [50]) отсутствует анализ прогнозной способности описанных моделей на реальных промысловых данных [39].

При анализе результатов вышепредставленных исследований, можно прийти к выводу, что оптимальный выбор вида и размерности модели определяется следующими ключевыми критериями: присутствием подвижных водяной и/или газовой фазы, присутствием различных геологических осложнений, потребностью учитывать различные физические эффекты (например, при моделировании воздействия на пласт методами увеличения нефтеотдачи должны учитываться физико-химические взаимодействия), требуемые критерии точности в рамках поставленной задачи, чувствительностью к полноте и качеству исходных данных,

необходимостью выполнять многовариантные или множественные расчеты (например, при выполнении стохастического анализа), наличие необходимых ресурсов [87,54,62,17].

Зачастую для реализации этих задач, особенно при необходимости выполнения серии симуляций на сеточных гидродинамических моделях, требуется продолжительное время, что не всегда возможно. Иногда решения нужно принимать незамедлительно, практически в режиме реального времени. Именно для этих целей требуются не разрозненные подходы и алгоритмы, а выстроенные, в соответствии с принципами системного инжиниринга, в цельную и непротиворечивую линейку инструментов [100].

Несмотря на большое количество моделей для поиска оптимальных решений по управлению подземным резервуаром, все они имеют те или иные ограничения.

Таким образом, разработка инструмента нефтяного инжиниринга для принятия решений при проектировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей является крайне актуальной задачей.

В качестве **объекта исследования** выступает нефтяной подземный резервуар (пласт), а **предметом исследования** является серия его физико-математических и компьютерных моделей, позволяющих повысить эффективность разработки месторождений. **Основная идея** исследования состоит в корректной редукции (упрощении) «тяжелых» 3D геолого-гидродинамических моделей до уровня, пригодного для оперативного анализа технических характеристик нефтяного резервуара.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности разработки нефтяных месторождений за счет использования полученной системы автоматизированного анализа и контроля текущего состояния нефтяного месторождения.

Задачи исследования:

1. Разработка интегрированной численно-аналитической модели «Скважина+пласт» для решения прямой и обратной задачи притока к скважине на этапах проектирования и анализа разработки низкопродуктивных месторождений.

2. Разработка псевдодвумерной (по пространству) численно-аналитической модели пласта с детализацией на уровне элемента разработки. Модель предназначена для повышения эффективности и обоснованности принятия решений на этапе разработки месторождений.

3. Исследование области применимости и чувствительности моделей, выделение ключевых управляющих параметров и критериев устойчивости результатов моделирования в условиях погрешностей в реальных данных и геолого-технологических неопределенностей.

4. Реализация псевдодвумерной модели пласта в программном модуле КАРАТ, который позволяет решать прямую и обратную задачи.

5. Интеграция разработанной псевдодвумерной модели пласта «КАРАТ» с инструментом «ОптимА», представляющим собой систему поддержки принятия решений (СППР) при планировании и оптимизации разработки нефтегазовых месторождений.

Модели, приведенные в главе 1, относятся к классу так называемых феноменологических моделей [35], в предположении, что рассматриваемая область пласта или набор граничных элементов разработки являются единой, гидродинамически изолированной системой.

Идея работы

Поставленная цель достигается путем разработки инструмента нефтяного инжиниринга для принятия решений при проектировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей, а также в последующем сравнительном анализе прогнозируемых параметров с расчетами на основе геолого-гидродинамических симуляторов (Eclipse, tNavigator).

Методология и методы исследования

Решение поставленных задач осуществляется с помощью математического моделирования пласта с применением теории фильтрации жидкостей в пласте, теории дифференциального материального баланса, методов численного решения дифференциальных уравнений и систем линейных алгебраических уравнений.

Научная новизна

Разработанная псевдодвумерная (по пространству) феноменологическая численно-аналитическая модель пласта с детализацией на уровне элемента разработки позволяет прогнозировать добычу жидкости и нефти в условиях геологических и технологических неопределенностей нефтегазовых активов с приемлемой точностью.

Для решения задач в области мониторинга и прогнозирования работы добывающих и нагнетательных скважин в коллекторах, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами посредством скважин с высокотехнологичными методами закачивания, реализован ряд оригинальных алгоритмических решений для построения интегрированной численно-аналитической модели притока к скважине. Модель включена в программный модуль КАРАТ, который позволяет решать прямую и обратную задачи.

Предложенные алгоритмы позволяют ввести в номенклатуру процесса мониторинга разработки нефтегазовых месторождений понятие целевого пластового давления (не соответствующего проектным значениям для большинства активов) и рассчитать целевые уровни закачки и отборов, позволяющих исключить потери добычи нефти по геологическим причинам.

В результате исследований и апробации разработанных инструментов моделирования и управления разработкой определены области применимости, ключевые управляющие параметры и критерии устойчивости результатов моделирования, формализованные в виде матрицы применимости моделей и инструментов с учетом решаемой задачи и геолого-технологических условий на нефтегазовом активе.

Произведена интеграция программного модуля КАРАТ с инструментом ОптимА для поиска эффективных решений при анализе разработки нефтегазовых месторождений в условиях геолого-технологических неопределенностей и технико-экономических ограничений. Этот подход позволяет находить эффективные решения по управлению активом на основе результатов многовариантного расчета.

Выводы формализованы в виде методических указаний и рекомендаций для инженерного и управляющего состава сотрудников компании «Газпром нефть».

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана программа для ЭВМ (№ 2017619942), позволяющая определять оптимальные технологические режимы работы нагнетательных скважин при отсутствии 3D геолого-гидродинамической модели объекта разработки.

2. Разработанная модель пласта в псевдодвумерной (по пространству) постановке позволяет прогнозировать дебит жидкости, обводненность и пластовое давление с точностью, приемлемой для принятия производственных решений.

3. Проведенный в работе обзор литературных источников, освещающих современные подходы для поиска оптимальных решений по управлению подземным резервуаром, может быть использован при мониторинге и управлении разработкой месторождений в зависимости от типа коллектора (терригенный или биохемотренный), наличия подвижной водяной и газовой фазы, сложности геологического строения резервуара, чувствительности к полноте и качеству исходных данных, необходимости выполнения массовых расчетов и др.

Положения, выносимые на защиту:

1. На основе псевдодвумерной пространственной модели нефтяного резервуара, построенной путем феноменологической и эмпирической редукции 3D геолого-гидродинамической модели, можно оперативно спрогнозировать эксплуатационные параметры.

2. Применение методики прогноза дебита жидкости, обводненности и пластового давления, разработанной на основе псевдодвумерной модели пласта,

позволяет получать прогнозные эксплуатационные показатели с точностью, приемлемой для принятия производственных решений.

3. Применение методики корректировки технологических режимов работы нагнетательных и добывающих скважин нефтяного месторождения на основе псевдодвумерной модели пласта позволяет существенно повысить эффективность разработки месторождений.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена теоретическими исследованиями, проведенными на современных программных комплексах для создания и расчета моделей нефтегазовых месторождений, сходимостью расчетных параметров с эмпирическими данными и математическими моделями, полученными при помощи 3D геолого-гидродинамических симуляторов.

Апробация результатов. Результаты работы были представлены на следующих российских и международных конференциях и семинарах:

1. Всероссийской конференции «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности» (г. Алушта, ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2016 г.);

2. Всероссийской конференции «VII-я открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации» (г. Астрахань, ООО «Газпром добыча Астрахань», 2017 г.);

3. Международной конференции «Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2017» (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2017 г.);

4. Всероссийской конференции «Разработка зрелых месторождений» (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2017 г.);

5. Международной конференции «Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2018» (г. Москва, Society of Petroleum Engineers, 2018 г.).

Публикации. Результаты диссертации в достаточной степени освещены в 5-ти печатных работах, в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук

(далее – Перечень ВАК), в 2 статьях – в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования SCOPUS; получено 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад автора. Осуществлен анализ опубликованных ранее научно-технических материалов по теме диссертации; сформулированы цель и задачи исследования; разработаны методики и реализована псевдодвумерная (по пространству) численно-аналитическая модель пласта с детализацией на уровне элемента разработки; разработана интеграция псевдодвумерной модели пласта «КАРАТ» с инструментом для поиска решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений; проведены исследования и апробация разработанных инструментов моделирования; определены области применимости, ключевые управляющие параметры и критерии устойчивости результатов моделирования, формализованные в виде матрицы применимости моделей и инструментов с учетом решаемой задачи и геолого-технологических условий на нефтегазовом активе; сформулирована научная новизна, практическая значимость, защищаемые положения и выводы.

Структура диссертации. Диссертационная работа состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 103 наименования. Материал диссертации изложен на 117 страницах машинописного текста, включает 3 таблицы, 41 рисунок.

ГЛАВА 1 МИРОВАЯ ПРАКТИКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА ПО МОДЕЛИРОВАНИЮ ПОДЗЕМНОГО РЕЗЕРВУАРА

1.1 Интегрированная численно-аналитическая модель «Скважина+пласт»

В основе данной модели лежит комбинация из двух известных аналитических способов решения уравнения пьезопроводности: интегрального преобразования Лапласа и метода источников (1.1).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \lambda \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) \quad (1.1)$$

где λ – коэффициент пьезопроводности, м²/с.

Интегральное преобразование Лапласа [63,92] используется в качестве способа решения уравнения пьезопроводности с плоским стоком флюида в ограниченных областях фильтрации.

Метод точечных источников [97], при этом, используется для расчета распределения давления, создаваемого трещинами ГРП или горизонтальным стволом.

При использовании метода интегрального преобразования Лапласа (1.2), т.н. группа операционных методов, рассматривается видоизменение (изображение) функции, интегрируемое в определенных границах, и извлеченное с помощью перемножения оригинала на экспоненциальную функцию, а не сама функция (оригинал).

Преобразованием Лапласа функции вещественной переменной $f(t)$ называется функция $F(s)$ комплексной переменной $s = \sigma + i\omega$ [8], такая что [8]:

$$F(s) = \mathcal{L}\{f(t)\} = \int_0^{\infty} e^{-st} f(t) dt \quad (1.2)$$

Область применения метода источников/стоков может не имеет ограничений. Данный метод может применяться для решения задач неустановившейся фильтрации (двух- или трехмерных), для скважин как с простым заканчиванием, так и сложным (ГРП или горизонтальная скважина). Данный метод

может быть использован для написания интеграла, подходящего дифференциальному уравнению пьезопроводности и граничным условиям.

Как отмечено в работе [2], для уравнения пьезопроводности (1.1), представляющего собой линейное дифференциальное уравнение, может быть использован метод суперпозиции его решений.

Для представления суперпозиция динамики забойного давления и дебита использовался интеграл Дюамеля [41] (1.3):

$$Y(t) = U(0) \cdot h(t) + \int_0^t U'(\tau)h(t - \tau) d\tau \quad (1.3)$$

Свертка забойного давления выполняется по формуле (1.4):

$$\Delta p(x, t) = p(x, t) - p_r(t) = \int_0^t \frac{dp_r(\tau)}{d\tau} \varphi(x, t - \tau) d\tau \quad (1.4)$$

Свертка дебита выполняется по формуле (1.5):

$$\Delta p(x, t) = p_k - p(x, t) = \frac{\mu \cdot L}{k \cdot \omega} \int_0^t \frac{dQ_r(\tau)}{d\tau} \varphi(x, t - \tau) d\tau \quad (1.5)$$

Согласно работе [2], решение системы описанных выше уравнений в разработанной модели позволяет рассчитывать следующие параметры: динамику забойного давления ($P_{wf}(t)$) и динамику дебита жидкости ($Q(t)$) во времени при постоянном дебите жидкости ($Q = \text{const}$) и постоянном забойном давлении ($P_{wf} = \text{const}$), соответственно.

Для различных типов заканчивания (вертикальная или горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта, многостадийный гидроразрыв пласта) выполняется расчет дополнительных сопротивлений.

Уравнение пьезопроводности с источниками для трещины

Начальные условия, а также граничные условия описаны формулами (1.6), (1.7), (1.8):

$$p_f(x, t = 0) = p_i, \quad 0 \leq x \leq x_f \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial p_f}{\partial x_{x=0}} = -\frac{q_w \mu}{2w_f k_f h} \quad (1.7)$$

$$\frac{\partial p_f}{\partial x_{x=x_f}} = 0 \quad (1.8)$$

Дополнительное сопротивление (скин-фактор), позволяющее учесть схождение потоков флюида в трещине горизонтальной скважины с МГРП рассчитывается по формуле (1.9):

$$S = \frac{kh}{w_f k_f \left(\ln \left(\frac{h}{2R_w} \right) - \frac{\pi}{2} \right)} \quad (1.9)$$

где $k_f = \frac{kx_f F_{cD}}{w_f}$ – проницаемость трещины ГРП, мД.

Дополнительное сопротивление, позволяющее учесть схождения потоков к стволу горизонтальной скважины рассчитывается по формуле (1.10):

$$S = \frac{1}{2\pi} \frac{h^+}{L} \left(\ln \frac{h^+}{2\pi R_w^+ \sin \frac{\pi b}{h}} \right) \quad (1.10)$$

где $h^+ = h \sqrt{\frac{k_k}{k_v}} u R_w^+ = 0.5 R_w \left(1 + \sqrt{\frac{k_k}{k_v}} \right)$.

Расчет дополнительного сопротивления за счет разгазирования нефти

В работе [2] расчет забойного давления выполняется по следующим формулам:

- для скважин вертикальных и горизонтальных используется корреляция Вогеля (1.11):

$$P_{bk} = P_{bp} - \left(\frac{P_{bp}}{1.8} \right) * \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wff}}{P_{bp}} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wff}}{P_{bp}} \right)^2 \right) \quad (1.11)$$

- для скважин с ГРП или МГРП используется корреляции Руэда [88] (1.12):

$$P_{bk} = P_{bp} - \left(\frac{P_{bp}}{1.31} \right) * \left(1 - 0.65 * \left(\frac{P_{wff}}{P_{bp}} \right) - 0.35 * \left(\frac{P_{wff}}{P_{bp}} \right)^2 \right) \quad (1.12)$$

Расчет дополнительного сопротивления при фильтрации нефти совместно с водой

При условии практически постоянной насыщенности в периметре границ фильтрации изменение подвижности флюида рассчитывается с помощью уравнения (1.13):

$$\frac{k_A}{\mu_{ef}} = k_A \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \right) \quad (1.13)$$

Совместное решение модели скважины и модели пласта

Принципиальная схема алгоритма расчета модели «Скважина+Пласт» приведена на рисунке 1.1 [2].

В основе модели лежит рекуррентная схема расчета на каждый шаг по времени.

Алгоритм поиска решения в обратной задаче

Согласно работе [2], для решения обратной задачи используется один из методов безусловной оптимизации вещественной функции от нескольких переменных без использования градиентов целевой функции.

В разработанной модели была реализована возможность подбора следующих параметров: проницаемость, начальное пластовое давление, скин-фактор, параметры системы разработки, количество трещин (для МГРП), полудлина трещины, проводимость трещины, длина горизонтального ствола.

1.2 Гибридная физико-математическая модель пласта OmegaCRM

Месторождение с работающими скважинами, как упоминалось ранее, может быть представлено, как динамическая система. Например, основной подход к моделированию динамических систем с помощью рекуррентных нейронных сетей, был описан в работе [77].

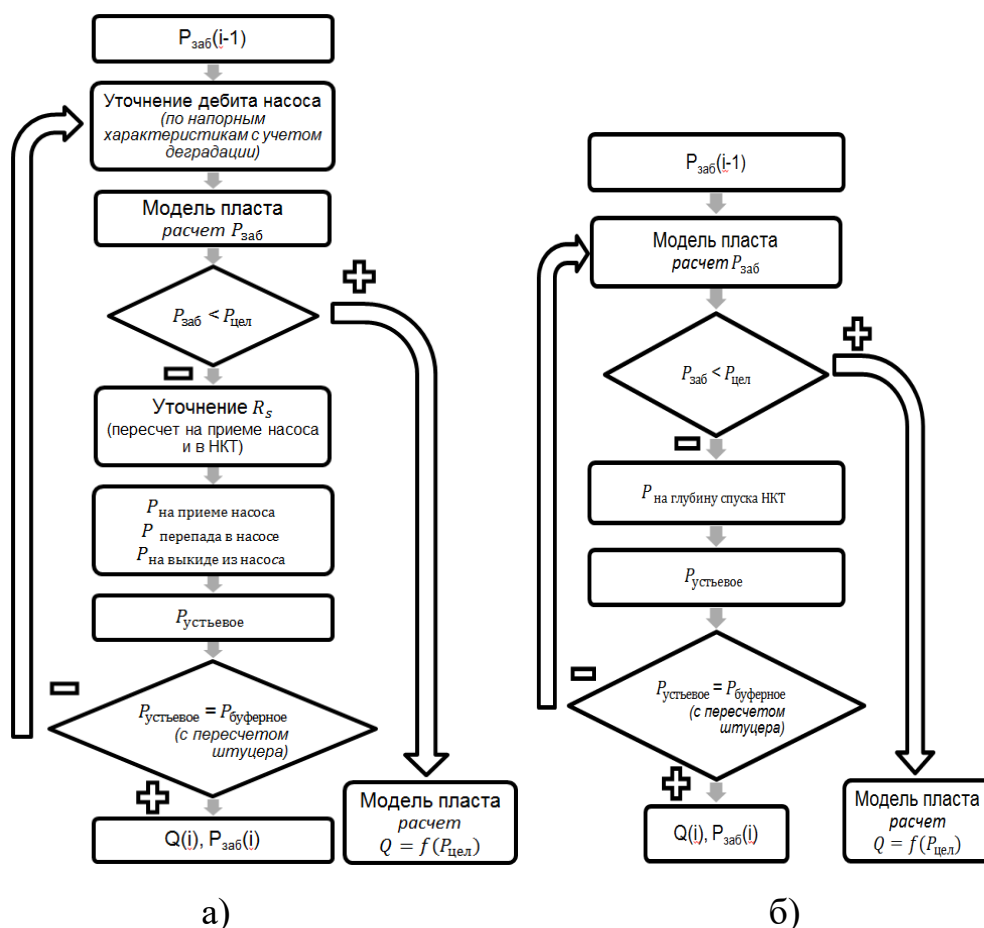


Рисунок 1.1 – Блок-схема разработанной модели для скважин с УЭЦН (а) и фонтанных скважин (б) [2]

Ниже будут приведены основные моменты. В основе представления динамической системы может лежать эволюция переменных состояния в ответ на изменения внешних переменных (1.14):

$$\frac{\partial v(\tau)}{\partial \tau} = G(v(\tau), x(\tau)), \quad (1.14)$$

где x – внешние переменные, v – переменные состояния, G – нелинейная функция, которая позволяет описать взаимодействие внешних переменных и переменных состояния.

Что касается экзогенных переменных, то они являются независимыми от переменных состояния. Имея набор начальных условий и временную последовательность экзогенных переменных $x(t)$, уравнение (1.14) определяет изменение всей системы при $t > 0$. Динамическая система представлена набором добывающих и нагнетательных скважин. Для данной динамической системы в

определенные моменты времени проводятся дискретные измерения добычи (переменные состояния), закачки (экзогенные состояния) и изменения забойного давления (внешние переменные). Эти измерения в рамках терминологии нейронных сетей называются эпохами.

Используемую для моделирования динамической системы рекуррентную нейронную сеть можно представить в виде решения уравнения (1.14), разложенного в ряд Тейлора с удержанием линейных слагаемых:

$$v(\tau) = v(\tau - \sigma\tau) + \frac{\partial v(\tau - \sigma\tau)}{\partial \tau} \sigma\tau. \quad (1.15)$$

Общий подход для решения уравнения (1.15) с помощью рекуррентной нейронной сети представлен на рисунке 1.2 [77]. Дебиты жидкости (или нефти) в конце каждой эпохи являются переменными состояния, а динамика забойного давления в добывающих скважинах и приемистость нагнетательных скважин и - внешними переменными.

Самая простая рекуррентная нейронная сеть состоит из двух шагов:

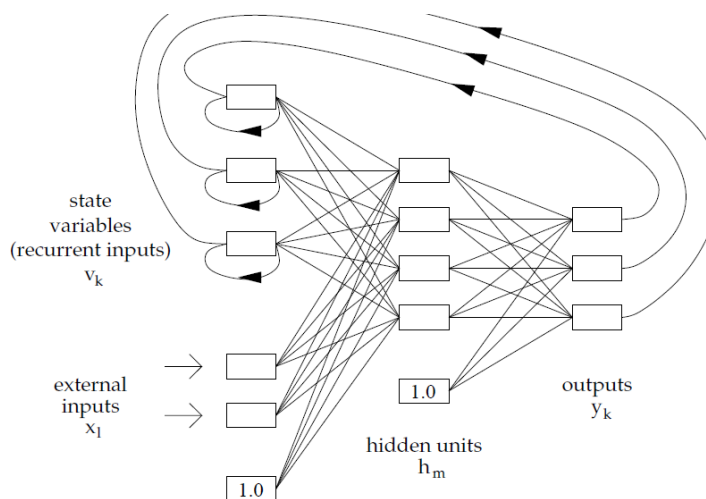


Рисунок 1.2 – Схема рекуррентной нейронной сети для представления нелинейной динамической системы [77]

1. На первом шаге находится полносвязная нейронная сеть, которая аппроксимирует функцию G в уравнении (1.14). На вход первого шага подаются замеры внешних параметров (динамика забойного давления в добывающих скважинах и приемистость нагнетательных скважин) в определенную эпоху. На

выходе, согласно уравнению (1.14), получаем производные по времени переменных состояний (дебитов добывающих скважин) (1.16). Обозначим их через:

$$y(t) = G(v(t), x(t)). \quad (1.16)$$

2. Следующий шаг – это рекуррентная часть сети, которая представляет собой 1-к-1 связь между выходами сети и переменными состояниями (рекуррентными входами). Переменные состояния также рекуррентно подаются себе на вход с единичными (в данном случае) весами и дальше снова подаются на вход полносвязной сети из шага 1.

Рекуррентный шаг сети рассчитывает переменные состояния для каждой следующей эпохи (1.17):

$$v_k(t - 1) + y_k(t - 1)\Delta(t). \quad (1.17)$$

Таким образом, функция G аппроксимируется простой полносвязанной нейронной сетью из шага 1, а обновление переменных состояний происходит на рекуррентном шаге 2. Как следствие, внешние переменные с примененной к ним функцией G и переменные состояния на эпохе $(t-1)$ описывают переменные состояния на эпохе t .

Идентификация динамической системы в рамках описываемого подхода есть обучение нейронной сети. Обучение рекуррентной нейронной сети предлагается проводить согласно общепринятому подходу обучения с учителем, где минимизируется целевая функция по отношению к весам сети с помощью стохастического градиентного спуска с обратным распространением производных ошибок по слоям сети.

В настоящее время существует мощные фреймворки для работы с нейронными сетями. Использование открытых фреймворков значительно упрощает разработку алгоритмов на основе нейронных сетей, т.к. в них уже заложены различные типы слоев, а также процедуры обучения сетей. Для реализации описанной выше схемы рекуррентной сети была использована

библиотека глубокого обучения Keras с TensorFlow в качестве библиотеки тензорных вычислений.

Библиотека Keras содержит несколько типов широко используемых рекуррентных слоев:

1. Простая рекуррентная нейронная сеть;
2. Управляемый рекуррентный блок (GRU – gated recurrent unit);
3. Сеть долгой краткосрочной памяти (LSTM – long short term memory).

К сожалению, существует проблема обучения простых рекуррентных сетей с целью выявления долгосрочных зависимостей [48], т.к. при обратном распространении градиенты (производные по весам) либо стремятся к 0 (в большинстве случаев), либо неограниченно растут (редко). Как следствие, страдает метод стохастического градиентного спуска и не столько из-за сильной вариации компонент градиентов, а сколько из-за того, что долгосрочные зависимости нивелируются (экспоненциально меньше по отношению к длине последовательности) эффектами краткосрочных зависимостей.

Один из широко распространенных способов решения данной проблемы заключается в том, чтобы спроектировать и использовать более сложную внутреннюю структуру рекуррентного блока. Такими структурами являются LSTM [67] и GRU [51]. Данная работа не предполагает погружения в детали строения, принципы работы и различия между блоками LSTM и GRU. Эту информацию можно найти в оригинальных работах, а также в множестве статей по их применению и сравнению [52]. Отметим лишь, что GRU имеет несколько более простую структуру и показывал большую эффективность при анализе небольших наборов данных.

Для создания модели "скважина-пласт" была использована структура GRU. Способ задания сети не является единственным, поэтому было исследовано несколько схем:

1. Моделирование системы с помощью GRU примитивным способом. Предполагалось не использовать переменные состояния GRU как текущее состояние системы (дебиты жидкости/нефти на текущем временном шаге), а

подавать дебиты за предыдущий шаг на вход вместе с закачкой воды в нагнетательных скважинах. Таким образом, GRU сеть должна была сама понять, что переменные состояния есть дебиты на текущем шаге.

2. Схема «последовательность-к-одному». Предсказываем значение в конце последовательности, задавая приемистость на нагнетательных скважинах на каждом шаге последовательности и дебит жидкости/нефти в начале последовательности (начальное состояние). В таком случае, переменные состояния сети есть дебиты жидкости/нефти на временных шагах.

3. Схема последовательность-к-последовательности. Предсказываем значение на каждом шаге последовательности, задавая приемистость на нагнетательных скважинах на каждом шаге последовательности и дебит жидкости/нефти в начале последовательности (начальное состояние). Как и в пункте 2, переменные состояния сети есть дебиты жидкости/нефти на временных шагах.

Анализ влияния ключевых входных параметров модели OmegaCRM

Рассмотрим основные уравнения модели OmegaCRM (1.18), (1.19), (1.19):

$$Q_i(t) = \sum_{k, k \neq i} \alpha_{ik} Q_k(R_{ik}, t), \quad (1.18)$$

$$\bar{P}_i(t_n) = \bar{P}_i(t_{n-1}) e^{-\frac{t_n - t_{n-1}}{\tau_i}} + \left(P_{wi}(t_n) + \frac{Q_i(t_{n-1})}{J_i} \right) \left(1 - e^{-\frac{t_n - t_{n-1}}{\tau_i}} \right), \quad (1.19)$$

$$q_p(t_i) = J_p \left(P_{wp}(t_i) - \bar{P}_p(t_i) \right). \quad (1.19)$$

Одним из главных преимуществ модели OmegaCRM является то, что для ее работы и настройки необходимо небольшое количество входных параметров. Далее рассмотрим влияние двух ключевых входных параметра модели: забойного давления P_w и дебитов скважин окружения Q_k .

Сначала рассмотрим, как будет влиять на значения дебита добывающей скважины изменение в 1.5 раза значения забойного давления и дебитов скважин окружения. Сведем все уравнения в одно, которое примет вид (1.20):

$$q_p^0 = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(P_w^0 + \frac{\sum_i^n \alpha_i Q_i}{J} \right) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - P_w^0 \right). \quad (1.20)$$

Далее рассмотрим влияние изменения каждого из параметров на дебит.

Если $P_w = 1.5P_w^0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (1.21):

$$q_p = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(1.5P_w^0 + \frac{\sum_i^n \alpha_i Q_i}{J} \right) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - 1.5P_w^0 \right). \quad (1.21)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{q_p}{q_p^0}$ зададим несколько значений: $\Delta t = 1, J = 0.1, \tau = 30, P_0 = 300, P_w^0 = 60, \sum_i^n \alpha_i Q_i = 150$. Тогда $\frac{q_p}{q_p^0} = 0.917$ или в процентах 8.31%.

Если $Q = 1.5 Q_0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (1.22):

$$q_p = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(P_w^0 + \frac{1.5 \sum_i^n \alpha_i Q_0}{J} \right) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - P_w^0 \right). \quad (1.22)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{q_p}{q_p^0}$ зададим несколько значений: $\Delta t = 1, J = 0.1, \tau = 30, P_0 = 300, P_w^0 = 60, \sum_i^n \alpha_i Q_0 = 150$. Тогда $\frac{q_p}{q_p^0} = 1.0845$ или в процентах 8.45%.

Результаты показывают, что изменение как значения дебитов скважин окружения, так и забойного давления добывающей скважины дают близкое значение относительного изменения дебита добывающей скважины.

Как известно, все замеры дебитов и забойного давления имеют погрешность, что приводит к тому, что необходимо провести анализ устойчивости получаемого решения на ошибки в данных. Для этого введем предположение, что дебиты и забойное давление имеют нормальное распределение, что позволяет ввести их следующим образом через параметры нормального распределения (1.23):

$$P_w^0 = \mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1, \quad Q_k^0 = \mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2, \quad (1.23)$$

где μ_1, μ_2 – математическое ожидание забойного давления и дебитов соответственно, σ_1, σ_2 – дисперсия забойного давления и дебитов соответственно, C_1, C_2 – константы, которые определяются из следующего соотношения (1.24):

$$\sum_{i=1}^6 (R_i - 3), \quad (1.24)$$

где R_i – случайная величина из равномерного распределена на интервале $[0,1]$.

В данном случае C_1, C_2 будем полагать константами без потери общности.

Далее рассмотрим влияние изменения каждого из параметров.

Если $P_w = 1.5\mu_1 + \sigma_1\sqrt{2} C_1$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (1.25):

$$q_p = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(1.5\mu_1 + \sigma_1\sqrt{2} C_1 + \frac{\sum_i^n \alpha_i (\mu_2 + \sigma_2\sqrt{2} C_2)}{J} \right) * \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - \right. \\ \left. 1.5\mu_1 + \sigma_1\sqrt{2} C_1 \right). \quad (1.25)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{q_p}{q_p^0}$ зададим несколько значений: $\Delta t = 1, J = 0.1, \tau = 30, P_0 = 300, \mu_1 = 60, \mu_2 = 100, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 20, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{q_p}{q_p^0} = 0.747$ или в процентах 25.275%.

Если $Q = 1.5\mu_2 + \sigma_2\sqrt{2} C_2$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (1.26):

$$q_p = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(\mu_1 + \sigma_1\sqrt{2} C_1 + \frac{\sum_i^n \alpha_i (1.5\mu_2 + \sigma_2\sqrt{2} C_2)}{J} \right) * \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - \right. \\ \left. \mu_1 + \sigma_1\sqrt{2} C_1 \right). \quad (1.26)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{q_p}{q_p^0}$ зададим несколько значений: $\Delta t = 1, J = 0.1, \tau = 30, P_0 = 300, \mu_1 = 60, \mu_2 = 100, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 20, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{q_p}{q_p^0} = 1.0257$ или в процентах 2.57%.

Если $P_w = \mu_1 + 2\sigma_1\sqrt{2} C_1$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (1.27):

$$q_p = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(1.5\mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1 + \frac{\sum_i^n \alpha_i (\mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2)}{J} \right) * \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - 1.5\mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1 \right). \quad (1.27)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{q_p}{q_p^0}$ зададим несколько значений: $\Delta t = 1, J = 0.1, \tau = 30, P_0 = 300, \mu_1 = 60, \mu_2 = 100, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 20, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{q_p}{q_p^0} = 0.928$ или в процентах 7.15%.

Если $Q = \mu_2 + 2 \sigma_2 \sqrt{2} C_2$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (1.28):

$$q_p = J \left(\bar{P}_0 e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(\mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1 + \frac{\sum_i^n \alpha_i (1.5\mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2)}{J} \right) * \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) - \mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1 \right) \quad (1.28)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{q_p}{q_p^0}$ зададим несколько значений: $\Delta t = 1, J = 0.1, \tau = 30, P_0 = 300, \mu_1 = 60, \mu_2 = 100, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 20, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{q_p}{q_p^0} = 1.009$, в процентах: 1%.

По анализу результатов видно, что ошибка при измерении забойного давления добывающей скважины дает большее отклонение по сравнению с ошибкой при определении дебитов.

1.3 Модель численного межскважинного взаимодействия – INSIM

Модель рассматривает двухфазный поток жидкости в пористой породе. Пусть $T_{i,j}$ – средняя гидропроводность между скважинами i и j . Тогда материальный баланс для скважины i примет вид (1.29):

$$\sum_{j=1}^{n_w} T_{i,j}(t) (p_j(t) - p_i(t)) + q_i(t) = c_{t,i}(t) V_{p,i}(t) \frac{dp_i(t)}{dt}, \quad (1.29)$$

где n_w – общее количество скважин, $q_i(t)$ – расход жидкости на скважине i в момент времени t , причем расход принимает положительные значения, если скважина закачивает воду и отрицательные, если скважина добывает, м³/сут, $c_{t,i}$ – полная сжимаемость для порового объема $V_{p,i}$, атм⁻¹.

Если скважина j не связана со скважиной i , полагается $T_{i,j} = 0$. Конечно-разностная явная аппроксимация уравнения примет вид (1.30):

$$p_i^n - p_i^{n-1} = \frac{\Delta t_n}{c_{t,i}^n V_{p,i}^n} \left(-(\sum_{j=1}^{n_w} T_{i,j}^n) p_i^n + \sum_{j=1}^{n_w} (T_{i,j}^n p_j^n) + q_i^n \right), \quad (1.30)$$

где $\Delta t_n = t_n - t_{n-1}$ – временной шаг, с, $t_0 = 0$.

Вместо $T_{i,j}^n$, $V_{p,i}^n$, $c_{t,i}^n$ используются их значения на предыдущем шаге (1.31), (1.32), (1.33):

$$T_{i,j}^{n-1} = \frac{\alpha k_{i,j} A_{i,j} \lambda_{t,i,j}^{n-1}}{L_{i,j}} = T_{i,j}^0 \frac{\lambda_{t,i,j}^{n-1}}{\lambda_{t,i,j}^0}, \quad (1.31)$$

$$V_{p,i}^{n-1} = V_{p,i}^0 \left(1 + c_r (p_i^{n-1} - p_i^0) \right), \quad (1.32)$$

$$c_{t,i}^{n-1} = S_{o,i}^{n-1} c_o + S_{w,i}^{n-1} c_w + c_r, \quad (1.33)$$

где $S_{o,i}^n$, $S_{w,i}^n$ – нефте- и водонасыщенность в контрольном объеме скважины i , д.ед., c_o , c_w , c_r – сжимаемости нефти, воды и породы соответственно, атм⁻¹, $\lambda_{t,i,j}^n$ – общая подвижность, сПз⁻¹.

Если $p_i^{n-1} > p_j^{n-1}$ (1.34):

$$\lambda_{t,i,j}^{n-1} = \lambda_{t,i}^{n-1} = \frac{k_{ro}(S_{w,i}^{n-1})}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S_{w,i}^{n-1})}{\mu_w}. \quad (1.34)$$

В противном случае (1.35):

$$\lambda_{t,i,j}^{n-1} = \lambda_{t,j}^{n-1} = \frac{k_{ro}(S_{w,j}^{n-1})}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S_{w,j}^{n-1})}{\mu_w}, \quad (1.35)$$

где μ_o и μ_w – вязкости нефти и воды, соответственно, сПз.

$V_{p,i,j}^{n-1}$ на каждом шаге обновляется по формуле (1.36):

$$V_{p,i,j}^{n-1} = V_{p,i,j}^0 (1 + c_r (0.5(p_i^{n-1} + p_j^{n-1}) - p_i^0)). \quad (1.36)$$

Введя обозначения (1.37):

$$E_i^n = \frac{\Delta t_n}{c_{t,i}^{n-1} V_{p,i}^{n-1}}, \quad G_i^n = E_i^n \sum_{j=1}^{n_w} T_{i,j}^{n-1}, \quad M_i^n = \frac{\Delta t_n q_i^{n-1}}{c_{t,i}^{n-1} V_{p,i}^{n-1}}, \quad (1.37)$$

уравнение для вычисления давлений можно записать в форме (1.38):

$$\begin{pmatrix} G_1^n + 1 & \cdots & -E_1^n T_{1,n_w}^n \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -E_{n_w}^n T_{n_w,1}^n & \cdots & G_{n_w}^n + 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_1^n \\ \vdots \\ p_{n_w}^n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} p_1^{n-1} \\ \vdots \\ p_{n_w}^{n-1} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} M_1^n \\ \vdots \\ M_{n_w}^n \end{pmatrix}. \quad (1.38)$$

После обновления давлений на шаге t_n выполняется обновление насыщенностей на этом временном шаге с помощью уравнения Баклея-Левретта.

Начальные параметры оптимизируются на имеющиеся данные по истории разработки. Оптимизируемыми параметрами модели являются начальные гидропроводность и поровый объем для каждой из пар связанных скважин. Вектор оптимизируемых параметров (1.39):

$$m = [\dots, T_{i,j}^0, \dots, V_{p,i,j}^0, \dots], \quad (1.39)$$

минимизируемый функционал (1.40):

$$O(m) = \frac{1}{2} (g(m) - d_{obs})^T C_D^{-1} (g(m) - d_{obs}), \quad (1.40)$$

при условии (1.41):

$$m \geq 0, \quad (1.41)$$

и, если известен общий поровый объем коллектора V_R (1.42):

$$\sum V_{p,i,j} = V_R, \quad (1.42)$$

где d_{obs} – набор исторических данных (дебиты и приемистости), $g(m)$ – модельные данные, вычисленные при векторе параметров m , C_D^{-1} – ковариационная матрица ошибок измерений.

В предположении, что ошибки равны, а также являются независимыми друг от друга, можно считать ее единичной диагональной матрицей.

1.4 3D геолого-гидродинамические модели

При разработке нефтегазовых месторождений в настоящее время все больше используют современные информационные технологии, в основе которых лежит геологическое и гидродинамическое моделирование [26]. Как указано в работе [30], в основе создаваемых моделей лежат геолого-геофизические и промыслово-технологические данные, получаемые в результате геофизических исследований, лабораторных исследований, данных по добыче и закачке и т.п.

Стоит отметить, что используемые данные обладают большой степенью неопределенности. Во-первых, они определяются с погрешностью, во-вторых, характеризуют достаточно малую часть пласта. В целом, имеющиеся данные не должны противоречить физическим законам фильтрации газожидкостных смесей

в пористой среде. При этом, встречающиеся различные аномалии должны иметь какие-либо причины (геологические, физические, технологические).

Как правило созданная модель требует калибровки, для того, чтобы повысить достоверность прогнозной способности результатов расчета. Калибровка состоит из уточнения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств жидкостей и газов, насыщающих пласт, функций относительных фазовых проницаемостей и т.д. В результате выполненной донастройки модели, расчеты, полученные на гидродинамической модели, должны удовлетворять поскважинным показателям добычи и закачки, замерам пластовых и забойных давлений в определенных зонах пласта в различные моменты времени.

Как отмечено в работе [30], этот процесс настройки модели (history matching) – один из самых трудозатратных этапов моделирования.

Вопрос адаптации является на сегодняшний день одной из самых актуальных и, при этом, трудоемких задач в нефтегазовой отрасли. Адаптированная модель может использоваться для прогноза нефтеотдачи пласта, а также позволяет смоделировать результаты геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение добычи, и оценить их эффективность.

Динамика движения флюидов в продуктивном пласте описывается уравнениями фильтрации, которые для случая двухфазной задачи (нефть и вода) выглядят следующим образом (подробнее об уравнениях фильтрации см. [1], [24]) (1.43), (1.44):

$$\nabla \cdot k \frac{\rho_o k_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_o - \rho_o g) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o S_o \varphi) + Q_o, \quad (1.43)$$

$$\nabla \cdot k \frac{\rho_w k_{rw}}{\mu_w} (\nabla P_w - \rho_w g) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w S_w \varphi) + Q_w, \quad (1.44)$$

для нефти и воды соответственно.

Искомые переменными являются $S_o(r)$, $S_w(r)$ и $P_o(r)$, $P_w(r)$ – насыщенности порового объема соответствующими фазами и их давление (r – радиус-вектор).

Параметрами системы являются $k(r)$ и $\varphi(r)$ – пространственные распределения проницаемости и пористости породы для всего пласта.

Также к параметрам относятся: μ_o, μ_w – вязкость нефти и воды соответственно; ρ_o, ρ_w – соответствующие плотности; g – вектор ускорения свободного падения; $Q_o(r), Q_w(r)$ – интенсивность стока/притока нефти и воды; k_{ro}, k_{rw} – относительные фазовые проницаемости для нефти и воды (1.45):

$$k_{ro} = \hat{h}(S_w, S_o), k_{rw} = \hat{h}(S_w, S_o), \quad (1.45)$$

где $\hat{h}(S_w, S_o)$ – эмпирические функции, подтвержденные экспериментом.

Для разрешения полученной системы относительно S_o, S_w и P_o, P_w вводятся два дополнительных соотношения.

Предполагается, что двухфазная система занимает весь поровый объем, тогда для насыщенностей фаз верно (1.46):

$$S_o + S_w = 1. \quad (1.46)$$

Разность давлений между несмачивающей фазой и смачивающей определяется как капиллярное давление (1.47):

$$P_o - P_w \equiv P_{capillar} = \hat{f}(S_w), \quad (1.47)$$

где $\hat{f}(S_w)$ – функция от водонасыщенности, получаемая опытным путем.

Одним из принципов численного моделирования нефтеносных пластов является построение гидродинамической (ГД) модели пласта [15] вычислительной модели, решающей уравнения (1.45-1.46) на сетке с распределенными свойствами пласта $\varphi(r)$ и $k(r)$. Данную задачу успешно решают коммерческие симуляторы, такие как Schlumberger Eclipse, Roxar Tempest More и т.д.

В реальности нам не известно полное распределение полей $\varphi(r)$ и $k(r)$ по всему месторождению. Как правило, при эксплуатации месторождения, по результатам геофизических методов исследования скважин [16], анализу керна [6] и сейсморазведке [7] известны свойства породы лишь в тех местах, где пробурены скважины, а также общая геологическая структура пласта.

Современные методы геостатистики [11] позволяют по скважинным и геологическим данным восстановить приблизительную картину распределения фильтрационных свойств породы во всем пласте. Однако, зашумленность входных данных, а также несовершенство, ввиду объективных причин, самих методик

исследования скважин и межскважинного пространства приводит к ГД модели с большой степенью неопределенности. Поэтому обычно имеют дело с ансамблем моделей – набором равновероятных геологически обоснованных ГД моделей, учитывающих все источники неопределенности.

На рисунке 1.3 показана общая схема задачи адаптации. Наблюдаемыми величинами являются значения свойств породы на скважинах и фактические данные об истории разработки (дебиты воды и нефти, давления на скважинах). Также считается известной геологическая структура пласта, то есть общие закономерности пространственного распределения фильтрационно-емкостных свойств породы.

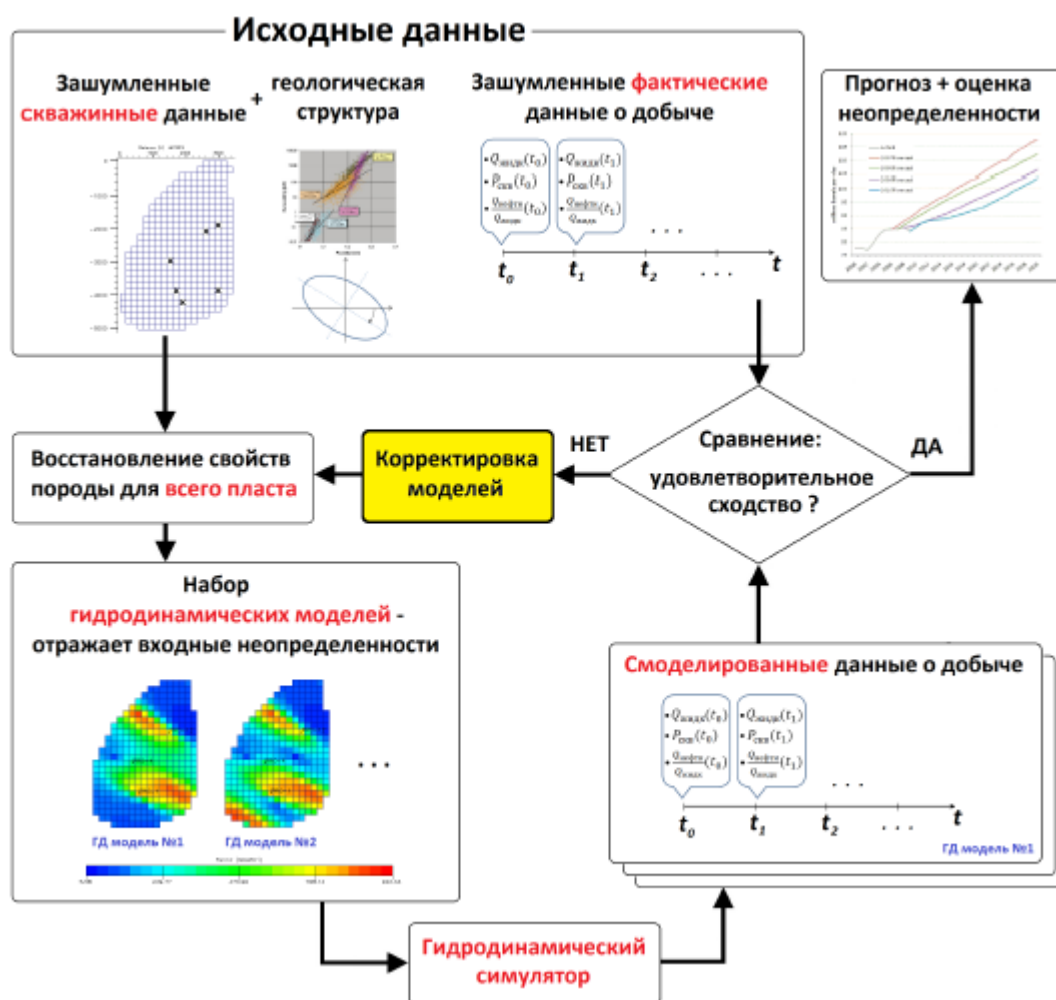


Рисунок 1.3 – Общая схема задачи адаптации

Адаптированная модель (или ансамбль моделей) может использоваться для прогноза нефтеотдачи пласта. Однако, основной целью является повышение производительности месторождения путем проведения различных геолого-

технологических мероприятий (ГТМ), таких как оптимизация режимов работы скважин, ввод новых скважин, гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны и т.д. [9], [28], [40].

Наличие у инженеров компьютерной модели месторождения позволяет предварительно смоделировать то или иное ГТМ, оценить его эффективность и предложить меры по его оптимизации. Подобный подход гораздо более эффективен, чем проведение ГТМ на месторождении с учетом лишь геологических данных и экспертной оценки инженера.

1.5 Выводы по главе 1

1. Анализ мировой практики нефтяного инжиниринга по управлению подземным резервуаром позволяет сделать вывод, что оптимальный вид модели, а также ее размерность определяются несколькими основными критериями: наличием осложняющих геологических факторов, таких как высокая расчлененность коллектора по горизонтали и вертикали; наличием подвижной водной и газовой фазы; наличие проводящих разломов; необходимостью учитывать нетиповые физические эффекты (например, физико-химические взаимодействия при моделировании воздействия на пласт методами увеличения нефтеотдачи); возможности достижения требуемых критериев точности; чувствительностью к полноте и качеству исходных данных; необходимостью выполнять многовариантные расчеты (например, при выполнении стохастического анализа); наличию необходимых ресурсов [87,54,62,17,10].

2. Базовой технологией, позволяющей описать модель пласта, является 3D геолого-гидродинамическое моделирование. Однако, для решения задач оперативного мониторинга и оптимизации разработки месторождения необходимо выполнение серии симуляций на сеточных гидродинамических моделях. Данная процедура требует продолжительного времени и больших трудозатрат, что не всегда возможно. Зачастую решения нужно принимать практически в режиме реального времени. Поэтому, остается очень актуальной задача развития альтернативных способов моделирования подземного резервуара.

ГЛАВА 2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ, ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ

2.1 Псевдодвумерная модель блока разработки – преактивный блочный анализ

Ниже представлен краткий алгоритм построения модели:

- 1) адаптация PVT-параметров;
- 2) определение величины задержки реакции добычи жидкости на изменение закачки;
- 3) адаптация модели материального баланса;
- 4) адаптация на исторические данные модели характеристики вытеснения;
- 5) ретроанализ характеристики вытеснения;
- 6) прогноз эксплуатационных параметров и показателей разработки;
- 7) расчет целевой закачки и компенсации;
- 8) детализированный факторный анализ.

Адаптация PVT-параметров

Как указано в работе [29], алгоритм адаптации PVT-параметров заключается в подборе значения относительной плотности растворенного газа. Так как этот параметр обладает наибольшей неопределенностью при определении. В результате адаптации должны выполняться следующие условия: сжимаемость нефти и воды по PVT-корреляции должна быть равна заданному значению; объемный коэффициент нефти и воды по PVT-корреляции должен быть равен заданному значению. При этом заданные значения определены при начальных термобарических условиях.

При этом объемный коэффициент нефти является функцией (2.1):

$$B_{_o} = f(R_s, \rho_g, \rho_o, T, P, P_{bp}), \quad (2.1)$$

воды (2.2):

$$B_{_w} = f(T, P) \quad (2.2)$$

Сжимаемость нефти является функцией (2.3):

$$c_o = f(R_s, \rho_g, \rho_o, T, P), \quad (2.3)$$

воды (2.4):

$$c_w = f(sal, T, P), \quad (2.4)$$

где P – давление, атм, T – температура, °С, R_s – газосодержание нефти, м³/м³, ρ_g – относительная плотность газа (по воздуху), д.ед., ρ_o – плотность нефти, т/м³, P_{bp} – давление насыщения нефти, атм, sal – соленость воды, мг/л.

Значение начального газосодержания нефти определяет вид PVT-корреляций.

Определение величины временного лага реакции добычи жидкости на изменение закачки

В разработанной модели блока разработки величина задержки реакции определяется в два этапа:

- 1) аналитическое приближение;
- 2) корреляционный анализ суммарных по блоку эксплуатационных показателей (дебита и приемистости).

Аналитическое приближение, согласно работе [29], рассчитывается по формуле (2.5):

$$\Delta t = \frac{(L/0.038)^2 \cdot \varphi \cdot \mu_{ef} \cdot c_t}{k}, \text{ час} \quad (2.5)$$

где φ – средняя по блоку пористость коллектора, д.ед., L – среднее расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами в ячейке заводнения, м, k – средняя по блоку абсолютная проницаемость коллектора, мД, μ_{ef} – эффективная вязкость флюида (зависит от обводненности флюида в пластовых условиях, относительной проницаемости по воде, вязкости нефти и воды), сПз, c_t – общая сжимаемость (зависит от средней по блоку насыщенности коллектора, сжимаемости нефти, воды и горной породы, уточняемых на каждом временном шаге по пластовому давлению), атм⁻¹.

Общая сжимаемость рассчитывается по формуле (2.6):

$$c_t = s_o^i \cdot c_o^i + s_w^i \cdot c_w^i + c_f, \text{ атм}^{-1} \quad (2.6)$$

где s_w^i, s_o^i – водонасыщенность и нефтенасыщенность на i -м шаге, д.ед, c_o^i, c_w^i – сжимаемость нефти и воды на i -м шаге, д.ед.

Аналитическое приближение, используя приведенную выше формулу (2.5), можно использовать с учетом следующего допущения: постоянная насыщенность и постоянное пластовое давление. На следующем шаге выполняется уточнение временного лага с помощью корреляционного анализа временных рядов (средний дебит жидкости, средняя приемистость). В качестве меры линейной связи между величинами используется ранговая корреляция Спирмена.

Адаптация на фактические данные модели характеристики вытеснения

Как отмечено в работе [29], модельная характеристика вытеснения является функцией коэффициента вытеснения, текущей и стартовой обводненности, коэффициента вариации, соотношения подвижностей. Она позволяет описать процесс вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте.

Адаптация выполняется путем минимизируется функционала невязки, рассчитанный по формуле (2.7):

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (K_l^m - K_l^f)^2} \quad (2.7)$$

где K_l^f, K_l^m – фактический и модельный коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.

Ретроспективный анализ характеристики вытеснения

Основная задача ретроспективного анализа характеристики вытеснения заключается в выявлении аномального роста обводненности. Данный аномальный рост может быть вызван различными причинами: прорыва закачиваемой воды по техногенным трещинам, прорыв конуса воды, технических проблем в скважинах и т.п. С помощью ретроспективного анализа можно выполнить количественную оценку потерь добычи нефти из-за опережающего темпа роста обводненности.

В результате, разработанная псевдодвумерная модель блока разработки позволяет выполнять прогноз добычи нефти и добычи воды при постоянном значении закачки на заданный прогнозный период.

Прогноз эксплуатационных параметров и показателей разработки

Модель блока разработки позволяет прогнозировать эксплуатационные показатели при постоянном уровне закачки, взятого с последнего исторического месяца. При прогнозировании учитывается величина временного лага между добычей и закачкой.

Расчет целевой закачки нагнетательных скважин и компенсации

Снижение пластового давления в процессе разработки месторождения приводит к потерям добычи нефти. Для предотвращения данных потерь необходимо поддерживать определённый уровень закачки и, соответственно, компенсации. Целевой уровень закачки определяется исходя из условия постоянства во времени пластового давления.

Детализированный факторный анализ

Как отмечено в работе [29], основными факторами возникновения потерь нефти из-за снижения добычи жидкости являются: потери по пластовому давлению, потери по забойному давлению и потери по коэффициенту продуктивности. Расчет данных потерь выполняется по формулам (2.8), (2.9), (2.10):

$$\Delta Q_{н\ K_{пр}} = (K_{пр2} - K_{пр1}) \left(\frac{P_{пл2} + P_{пл1}}{2} - \frac{P_{заб2} + P_{заб1}}{2} \right) * \left(1 - \frac{w_1 + w_2}{2 \cdot 100} \right) \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_{н\ P_{пл}} = \frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} (P_{пл2} - P_{пл1}) \left(1 - \frac{w_1 + w_2}{2 \cdot 100} \right) \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_{н\ P_{заб}} = - \frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} (P_{заб2} - P_{заб1}) \left(1 - \frac{w_1 + w_2}{2 \cdot 100} \right) \quad (2.10)$$

Основными факторами возникновения потерь нефти по причине роста обводненности являются: потери по естественному обводнению и обводнению опережающим темпом.

2.2 Псевдодвумерная модель элемента разработки – инструмент для достижения потенциала базовой добычи (КАРАТ)

В основе методики – самосогласованные численно-аналитические модели, непрерывно адаптирующиеся на геологические и промысловые данные [14]. Для контроля изменения продуктивности работы скважин в автоматическом режиме выполняется анализ поступающих и расчетных показателей, идентифицируется проблема, выполняется подбор рекомендации и прогнозируется эффект от потенциального мероприятия [21,103].

В процессе построения модели элемента разработки для каждой скважины выполняется учет взаимовлияния скважин окружения путем расчета доли влияния каждой из нагнетательных скважин (рисунок 2.1) [5].

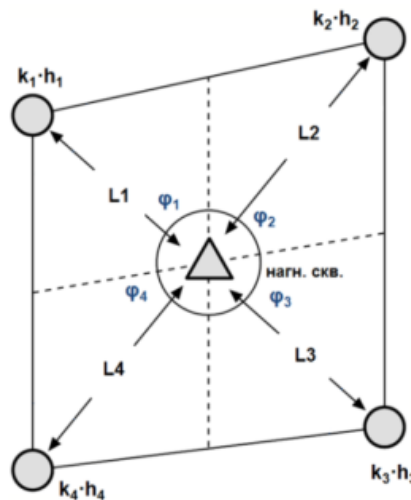


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема учета взаимовлияние скважин [5]

Для оценки долей влияния нагнетательных скважин на соседние добывающие из соответствующего элемента разработки используется формула (2.11):

$$\alpha_i^j = \frac{\frac{\varphi_i^j \cdot (P_j - P_i)}{\frac{1}{k_i \cdot h_i} \ln \left(\frac{L_i^j}{r_{wi_eff}} \right)}}{\sum_{i=1}^m \frac{\varphi_i^j \cdot (P_j - P_i)}{\frac{1}{k_i \cdot h_i} \ln \left(\frac{L_i^j}{r_{wi_eff}} \right)}}, \quad (2.11)$$

где α_i^j – доля влияния j-й нагнетательной скважины на i-ю добывающую скважину, д.ед., P_j , P_i – забойное давление j-й нагнетательной и i-й добывающей скважины соответственно, атм, L_i^j – расстояние между j-й нагнетательной и i-й добывающей

скважинами, м, r_{wi_eff} – эффективный радиус i -й добывающей скважины, м, φ_i^j – угол притока воды к i -й добывающей скважине со стороны j -й нагнетательной, градусы, k_i – фазовая проницаемость коллектора для i -й добывающей скважины при связанной водонасыщенности, мД, h_i – эффективная толщина коллектора для i -й добывающей скважины, м.

При этом расчет эффективного радиуса добывающей скважины зависит от типа заканчивания.

Далее решается уравнение дифференциального материального баланса, взаимоувязанная с моделями фильтрации, вытеснения и PVT-корреляциями [83]. Принципы расчета аналогичны модели, представленной в главе 0 данной работы. Порядок адаптации модели (рисунок 2.2) [5] реализован с помощью метода оптимизации системы с ограничениями [81].



Рисунок 2.2 – Адаптация физико-математической модели [5]

В модели материального баланса на каждом шаге по пластовому давлению пересчитываются PVT-параметры (согласно PVT-корреляциям), объем порового пространства, остаточные запасы нефти в пластовых условиях и насыщенность пласта. Таким образом, параметры предлагаемой модели уточняются на каждом шаге.

Пошаговая настройка модели материального баланса выполняется итеративно до тех пор, пока не выполняется условие сходимости накопленной по всем месяцам относительной невязки значений пластового давления на двух

последовательных итерациях метода (j) и (j-1). Должно выполняться следующее условие (2.12):

$$nev_p = \sum_i \left| \frac{P_{res,j-1}^i - P_{res,j}^i}{P_{res,j-1}^i} \right| \leq 0.001, \quad (2.12)$$

где nev_p – накопленная относительная невязка, д.ед., $P_{res,j}^i, P_{res,j-1}^i$ – внутреннее пластовое давление на двух последовательных итерациях, атм.

Для того чтобы избежать резких скачков падения пластового давления на первой итерации (j=1), значения внутренних пластовых давлений ($P_{res,j}$) приравниваются к значению давления насыщения (P_{bp}). (т.к. при давлении насыщения сжимаемость нефти принимает максимальное значение).

Расчет эффективной закачки на каждый месяц происходит по формуле (2.13):

$$Q_{inj_eff}^i = Q_{inj}^i * K_{eff}, \quad (2.13)$$

где Q_{inj}^i – объем закачки жидкости за месяц, атм, K_{eff} – коэффициент эффективной закачки, д.ед.

После чего рассчитывается значение накопленной эффективной закачки по месяцам.

Далее происходит перерасчет объемного коэффициента нефти и воды на текущее для данной итерации (j) и для данного месяца (i) пластовое давление. После расчета объемных коэффициентов для каждой фазы рассчитывается обводненность в пластовых условиях по формуле (2.14) и затем объемный коэффициент флюида по формуле (2.15):

$$wc^i = wc'^i * \frac{B_w^i}{\left(1 - \frac{wc^i}{100}\right) * B_o^i + \left(\frac{wc^i}{100}\right) * B_o^i}, \quad (2.14)$$

где wc^i – обводненность в поверхностных условиях, %, B_w^i – объемный коэффициент воды на каждый месяц рассчитывается по формуле с использованием пластового давления текущего месяца P_{res}^i , м³/м³, B_o^i – объемный коэффициент

нефти на каждый месяц рассчитывается с использованием пластового давления текущего месяца P_{res}^i , м³/м³.

$$B_{liq}^i = \frac{1}{\left(1 - \frac{wc^i}{100}\right)/B_o^i + \left(\frac{wc^i}{100}\right)/B_w^i}. \quad (2.15)$$

После этого вычисляется сжимаемость нефти и воды для пластового давления данного месяца (i) и итерации адаптации (j) по формулам и соответственно.

Расчет начальных запасов нефти в пластовых условиях выполняется по формуле (2.16):

$$N^0 = STOIP * B_o^i. \quad (2.16)$$

Текущие запасы нефти на последующие месяцы рассчитываются по формуле (2.17):

$$N^i = N^{i-1} - Q_o^i * B_o^i + \Delta A * h * \varphi * S_o^{m-1}. \quad (2.17)$$

Далее производится расчет объема начального порового пространства для нахождения значения эффективной нефтенасыщенности. Расчет порового объема для всех последующих месяцев происходит при значении пластового давления (P_{res}^i) в текущем месяце.

Эффективная водонасыщенность на начало расчётного периода рассчитывается по следующей формуле (2.18):

$$S_{w,eff}^{i-N} = \frac{(1 - S_{o,eff}) * V_p^o * (1 - C_f * (P_{resi} - P_{resyear}))}{V_p^o * (1 + C_w^i * (P_{resi} - P_{resyear}))} * \frac{-\sum Q_{inj,eff}^i + \sum Q_w^i + \Delta A * h * \varphi * S_w^{i-1}}{V_p^o * (1 + C_w^i * (P_{resi} - P_{resyear}))}, \quad (2.18)$$

где $S_{o,eff}$ – эффективная нефтенасыщенность на последний месяц, д.ед., Q_{inj}^i – накопленная эффективная закачка, м³, Q_w^i – накопленная добыча воды, м³.

Тогда эффективная нефтенасыщенность на последующие месяцы равна (2.19):

$$S_{w,eff}^o = 1 - S_{w,eff}^i \quad (2.19)$$

Расчет эффективной сжимаемости флюида происходит следующим образом (2.20):

$$C_{eff}^i = \frac{C_o^i * S_{o,eff}^i + C_w^i * S_{w,eff}^i + C_f}{S_o^i}. \quad (2.20)$$

Далее рассчитывается значение пластового давления на каждый месяц по формуле (2.21):

$$P_{res}^i = P_{res}^{i-1} - \frac{\left(Q_o^i * \frac{B_o^i + B_o^{i-1}}{2} - Q_{inj,eff}^i + Q_w^i * \frac{B_o^i + B_o^{i-1}}{2} \right)}{N^i * C_{eff}^i}, \quad (2.21)$$

где Q_o^i – добыча нефти за месяц, м³, Q_w^i – добыча воды за месяц, м³.

После вычисления пластового давления на каждый месяц идет проверка его значения: $P_{res}^i < P_{wf}^i$ или $P_{res}^i > 4 * P_{wf}^i$.

Если на одном из месяцев (i) выполняется хоть одно из условий для любой из итераций (j), то настройка модели материального баланса заканчивается.

Адаптация модели материального баланса выполняется путем адаптации модельного пластового давления с учетом его фактического значения. Она происходит посредством изменения коэффициента эффективной закачки, текущей эффективной нефтенасыщенности и сопоставления результатов ретроспективного расчета уровней добычи жидкости за расчетный период с фактическими значениями.

Процесс адаптации состоит из пяти шагов. Причем после каждого завершеного шага процесса выполняется проверка условия для настроенной модели материального баланса. В случае если после одного из шагов условие выполнилось, то адаптация модели материального баланса заканчивается.

Определение начальных и граничных значений параметров адаптации

На первом шаге адаптации её изменяемые параметры адаптации принимают следующие значения:

Максимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.22):

$$S_{o,eff_max}^o = S_{o_real} * \left(1 + \frac{\Delta S_{o,eff_max}^o}{100}\right). \quad (2.22)$$

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.23):

$$S_{o,eff_min}^o = \left(\frac{100 - \Delta S_{o,eff_min}^o}{100}\right) * S_{o_real}. \quad (2.23)$$

Стартовое значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.24):

$$S_{o,eff_start}^o = (S_{o_real} + S_{o,eff_min}^o) * 0.51. \quad (2.24)$$

Максимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению (K_{eff_max}).

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности принимается равным введённому пользователем значению (K_{eff_min})

Стартовое значение коэффициента эффективной закачки: $K_{eff_start} = 1$.

На втором шаге адаптации изменяемые параметры адаптации принимают следующие значения:

Максимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.25):

$$S_{o,eff_max}^o = S_{o_real} * \left(1 + 1.5 * \Delta S_{o,eff_max}^o / 100\right). \quad (2.25)$$

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.26):

$$S_{o,eff_min}^o = \frac{0.2 * (100 - \Delta S_{o,eff_min}^o)}{100} * (1 - S_{o_real}). \quad (2.26)$$

Стартовое значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.27):

$$S_{o,eff_start}^o = (S_{o_real} + S_{o,eff_min}^o) * 0.51. \quad (2.27)$$

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_max} = 2 * K_{eff_max}$.

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_min} = 0.5 * K_{eff_min}$.

Стартовое значение коэффициента эффективной закачки: $K_{eff_start} = 1$.

На третьем шаге адаптации изменяемые параметры адаптации принимают следующие значения:

Максимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.28):

$$S_{o,eff_max}^0 = S_{o_real} * (1 + 2 * \Delta S_{o,eff_max}^0 / 100), \quad (2.28)$$

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.29):

$$S_{o,eff_min}^0 = \frac{0.05 * (100 - \Delta S_{o,eff_min}^0)}{100} * (1 - S_{o_real}), \quad (2.29)$$

Стартовое значение начальной эффективной нефтенасыщенности (2.30):

$$S_{o,eff_start}^0 = 1.1 * S_{o,eff_min}^0, \quad (2.30)$$

Максимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_max} = 3 * K_{eff_max}$;

Минимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_min} = 0.33 * K_{eff_min}$;

Стартовое значение коэффициента эффективной закачки: $K_{eff_start} = 1$.

На четвертом шаге адаптации изменяемые параметры адаптации принимают следующие значения:

Максимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности:

$$S_{o,eff_max}^0 = 0.99;$$

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности:

$$S_{o,eff_min}^0 = 0.00000001;$$

Стартовое значение начальной эффективной нефтенасыщенности:

$$S_{o,eff_start}^0 = 1.01 * S_{o,eff_min}^0;$$

Максимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_max} = 10 * K_{eff_max}$;

Минимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_min} = 0.1 * K_{eff_min}$;

Стартовое значение коэффициента эффективной закачки: $K_{eff_start} = 1$.

На пятом шаге адаптации изменяемые параметры адаптации принимают следующие значения:

Максимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности: $S_{o,eff_max}^0 = 0.99$;

Минимальное значение начальной эффективной нефтенасыщенности: $S_{o,eff_min}^0 = 0.0000000001$;

Стартовое значение начальной эффективной нефтенасыщенности: $S_{o,eff_start}^0 = 1.01 * S_{o,eff_min}^0$;

Максимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_max} = 20 * K_{eff_max}$;

Минимальное значение коэффициента эффективной закачки принимается равным введённому пользователем значению: $K_{eff_min} = 0.05 * K_{eff_min}$;

Стартовое значение коэффициента эффективной закачки: $K_{eff_start} = 1$.

Шаг адаптации модели материального баланса

Каждый шаг адаптации модели материального баланса, выполняется итеративно до тех пор, пока не будет достигнуто условие сходимости. Накопленные по всем месяцам значения относительной невязки рассчитанной и фактической добычи жидкости на двух последовательных итерациях (t) и (t-1) должна подчиняться неравенству (2.31):

$$nev_p = \sum_i \left| \frac{Q_{liq_calc,t}^i - Q_{liq,t}^i}{Q_{liq,t}^i} \right| - \sum_i \left| \frac{Q_{liq_calc,t-1}^i - Q_{liq,t-1}^i}{Q_{liq,t-1}^i} \right| \leq 0.01. \quad (2.31)$$

На каждом шаге процесса адаптации рассчитывается безразмерный перепад давления на каждый месяц (2.32):

$$\frac{1}{P_d^i} = \frac{Q_{liq}^i * B_{liq}^i}{\sum_p h_p * m_{eff}^i (S_{w,eff}^i) * (P_{res}^i - P_{wf}^i) * n_d}, \quad (2.32)$$

где n_d – количество дней работы скважины в i – м месяце.

После чего происходит непосредственно процесс настройки и адаптации модели материального баланса. Параметрами адаптации являются значения эффективной нефтенасыщенности на последний месяц $S_{o,eff}$ и коэффициент эффективной закачки K_{eff} . В заданном для каждого шага диапазоне происходит поиск искомых значений $S_{o,eff}$ и K_{eff} при помощи метода безусловной оптимизации вещественной функции от нескольких переменных (алгоритм Нелдера-Мида) [81].

Критерием оптимизации является минимизация следующего функционала (2.33), (2.34):

$$nev_A = \sum_i \frac{Q_{liq_calc}^i - Q_{liq}^i}{Q_{liq}^i} + \sum_i \frac{P_{res}^i - P_{res_base}^i}{P_{res_base}^i}, \quad (2.33)$$

если в расчетном периоде отсутствует $P_{res_def}^i$.

$$nev_A = \sum_i \frac{Q_{liq_calc}^i - Q_{liq}^i}{Q_{liq}^i} + \sum_{ii} \frac{P_{res}^{ii} - P_{res_def}^{ii}}{P_{res_def}^{ii}}, \quad (2.34)$$

если в расчетном периоде отсутствует $P_{res_def}^{ii}$,

где $P_{res_base}^i$ – пластовое давление из базы данных, атм, $P_{res_def}^{ii}$ – пластовое давление, определенное по ГДИС [38], атм, i – индекс по всем месяцам расчетного периода, ii – индекс по тем месяцам расчетного периода, на который присутствует значение $P_{res_def}^{ii}$.

В процессе адаптации происходит настройка модели материального баланса. На каждом шаге настройки по следующей формуле вычисляется вышеупомянутое расчетное значение добычи жидкости (2.35):

$$Q_{liq_calc}^i = \frac{\frac{1}{P_d^i} * \sum_p h_p * m_{eff}^i (S_{w,eff}^i) * (P_{res}^i - P_{wf}^i) * n_d}{B_{liq}^i}. \quad (2.35)$$

Следует отметить, что внутри шага адаптации перед завершением каждой итерации выполняется проверка условия для расчетных значений пластового давления настроенной и адаптированной по заданным параметрам (для этого шага) модели материального баланса. В случае если условие на одной из итераций выполнилось, адаптация модели материального баланса заканчивается.

Данный алгоритм позволяет с учетом допущений, заложенных в исходные модели, описывать физические процессы в пласте и скважине с достоверностью, приемлемой для принятия производственных решений. Помимо этого, он позволяет выполнять расчеты в условиях высокой неопределенности во входных данных и обладает широкими возможностями автоматизации при сохранении высокой скорости расчетов.

Как известно, расчет дебита нефти при стационарном режиме фильтрации может быть выполнен по формуле, показанной на рисунке 2.3 [5].

$$Q_n = F_p(1 - \text{обв}) \frac{k/\mu \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\ln\left(\frac{A}{C_a} \cdot \frac{1}{r_{\text{скв}}^2}\right)^{0.5} + S_{\text{зак}} + S_{\text{к}} + 5.01}$$

КОНТРОЛЬ ОБВОДНЕННОСТИ
Подбор кандидатов для проведения ПГИ
Ограничение приемистости для минимизации риска прорыва воды в скважины

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ПОДВИЖНОСТИ
Восстановление ОФП по промысловым данным

КОНТРОЛЬ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ
Расчет целевой приемистости для поддержания пластового давления
Подбор кандидатов для проведения ГДИ и перевод в ППД

КОНТРОЛЬ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ
Факторный анализ потерь

УЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ОБСТАНОВКИ
Расчет площади элемента разработки и форм-фактора при изменении промысловой обстановки

УЧЕТ СПОСОБА ЗАКАНЧИВАНИЯ

КОНТРОЛЬ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЗП
Подбор кандидатов для восстановления продуктивности

— контроль и управление — учет

Рисунок 2.3 – Параметры, определяющие геологический потенциал скважины [5], где $F_p = 1/18.41$ для российской промысловой системы единиц, Q_n – дебит нефти в пластовых условиях, м³/сут, обв – обводненность продукции, д.ед., k/μ – подвижность флюида, мД/сПз, $P_{\text{пл}}$ – среднее пластовое давление, атм, $P_{\text{заб}}$ – забойное давление, атм, A – площадь зоны дренирования, Га, C_a – форм-фактор, $r_{\text{скв}}$ – радиус скважины, м, $S_{\text{зак}}$ – скин-фактор заканчивания, $S_{\text{к}}$ – скин-фактор кольматации.

В общем случае это выражение определяет, что в сформированной системе разработки не так много управляемых параметров определяют потенциал скважины: обводненность, забойное и пластовое давление, скин-фактор кольтматации.

Контроль и управление обводненностью

Риск прорыва воды в добывающие скважины по системе техногенных трещин является одним из наиболее критичных с точки зрения негативных последствий: потери добычи по обводненности, существенное снижение темпов отбора нефти, снижение коэффициента извлечения нефти; непроизводительная закачка, увеличение затрат на подъем жидкости.

Для минимизации вероятности прорыва воды выполняется расчет максимальной приемистости нагнетательной скважины при оптимальной полудлине трещины.

При идентификации высокого риска прорыва воды в соседнюю добывающую скважину, а также факта прорыва воды рекомендуется оптимальная полудлина трещины до 25% от минимального расстояния до соседней добывающей скважины согласно работам Хагорта и Байкова В.А. [3,25]. При направлении развития трещин автоГРП вдоль рядов нагнетательных скважин рекомендуется оптимальная полудлина трещины до 50% от минимального расстояния до соседней нагнетательной скважины.

В разработанном подходе полудлина трещины автоГРП на нагнетательной скважине рассчитывается с помощью численно-аналитической модели, учитывающей изменение продуктивности при превышении давления гидроразрыва на нагнетательной скважине.

Интенсивность взаимовлияния скважин определяется по времени задержки реакции добывающей скважины на изменение режима работы соседних нагнетательных.

Управление обводненностью осуществляется путем ограничения приемистости нагнетательных скважин для минимизации риска прорыва воды и снижения непроизводительной закачки. Кроме того, с целью контроля

обводненности выполняется подбор кандидатов для проведения промыслово-геофизических исследований.

Контроль и управление пластовым давлением

Если при текущем уровне закачки в результате прогноза по модели материального баланса наблюдается снижение пластового давления, то автоматически выполняется расчет целевой приемистости по скважинам, позволяющий избежать потерь добычи нефти в будущем по причине снижения энергетики пласта [36,37].

В случае если потенциала увеличения закачки по действующим нагнетательным скважинам недостаточно для достижения целевой компенсации, рекомендуется перевод добывающих скважин в ППД с учетом рассчитанного по методике потенциала.

Основными критериями при подборе кандидатов на перевод являются:

- объем подвижных остаточных запасов по соседним скважинам;
- недокомпенсация по соседним добывающим скважинам.

Контроль пластового давления осуществляется путем подбора кандидатов для проведения гидродинамических исследований.

Контроль и управление продуктивностью

По мере поступления информации о показателях работы скважин происходит расчет коэффициента продуктивности и скин-фактора кольматации для каждой добывающей скважины месторождения.

Анализ отклонений добычи нефти выполняется «скользящим методом»: за выбранный расчетный период проводится анализ изменения коэффициента продуктивности, скин-фактора кольматации, а также ряда других эксплуатационных показателей.

На основе проведенного анализа формируется список скважин-кандидатов для восстановления продуктивности малозатратными мероприятиями: кислотная обработка, реперфорация, промывка и т.д.

Учет неуправляемых параметров

Остальные параметры из формулы на рисунке 2.3 могут быть постоянными или меняться в процессе эксплуатации. Игнорирование их изменения или некорректный учет зачастую приводит к неверным выводам и соответствующим производственным решениям, что влечет за собой дополнительные операционные затраты и риски.

Например, при расчете скин-фактора кольтматации необходимо учитывать изменение промысловой обстановки путем уточнения форм-фактора (в пределах элемента разработки) и площади дренирования скважины.

Для пластов с отличным от единицы соотношением подвижностей учитывается изменение подвижности флюида от насыщенности.

Для скважин, эксплуатирующихся с забойным давлением ниже давления насыщения учтена поправка на выделение растворенного газа из нефти в призабойной зоне пласта.

Для скважин с длительным нестационарным периодом работы предусмотрен расчет снижения продуктивности при неустановившейся фильтрации.

Анализ влияния ключевых входных параметров модели КАРАТ

Рассмотрим основные уравнения модели КАРАТ (2.36), (2.37):

$$P_{res}^i = P_{res}^{i-1} - \frac{\left(Q_o^i \frac{P_o^i - P_o^{i-1}}{2} - Q_{inj_eff}^i + Q_w^i \frac{(B_o^i - B_o^{i-1})}{2} \right)}{N^i * C_{eff}^i}, \quad (2.36)$$

$$Q_{inj_eff}^i = K_{res}^i * \sum_{s=1}^p \alpha_{mn}^i Q_{inj}^i. \quad (2.37)$$

Рассмотрим влияние пяти ключевых входных параметров модели: забойного давления P_w , приемистостей соседних нагнетательных скважин окружения Q_{inj}^s , остаточных запасов N , объемного коэффициента жидкости B_{liq} и подвижности жидкости M .

Сначала рассмотрим, как будет влиять на значения дебита добывающей скважины изменение в 1.5 раза значения забойного давления, приемистостей соседних нагнетательных скважин окружения, остаточных запасов, объемного

коэффициента жидкости и подвижности жидкости. Сведем все уравнения в одно, которое примет вид (2.38):

$$Q_{liq}^0 = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_o B_o - K_{eff}^i \cdot \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - P_{wf}^0 \right)}{B_{liq}^0} \quad (2.38)$$

Далее рассмотрим влияние изменения каждого из параметров на дебит.

Если $P_{wf} = 1.5 P_{wf}^0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.39):

$$Q_{liq}^0 = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_o B_o - K_{eff}^i \cdot \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - 1.5 P_{wf}^0 \right)}{B_{liq}^0}. \quad (2.39)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 = 785.7, N^0 = 311753, P_{wf}^0 = 56.5, P_d = 60.6$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 0.853$ или в процентах 14.7%.

Если $Q_{inj}^s = 1.5 Q_{inj}^0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.40):

$$Q_{liq}^0 = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_o B_o - K_{eff}^i \cdot 1.5 \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - P_{wf}^0 \right)}{B_{liq}^0}. \quad (2.40)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 = 785.7, N^0 = 311753, P_{wf}^0 = 56.5, P_d = 60.6$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 1.012$ или в процентах -1.20%.

Если $N = 1.5 N^0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.41):

$$Q_{liq}^0 = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_o B_o - K_{eff}^i \cdot \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 + Q_w B_w)}{1.5 N^0 C_{eff}} - P_{wf}^0 \right)}{B_{liq}^0}. \quad (2.41)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 = 785.7, N^0 = 311753, P_{wf}^0 = 56.5, P_d = 60.6$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 0.988$ или в процентах 1.17%.

Если $B_{liq} = 1.5 B_{liq}^0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.42):

$$Q_{liq}^0 = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_{oB_o} - K_{eff}^i \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - P_{wf}^0 \right)}{1.5 B_{liq}^0}. \quad (2.42)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 = 785.7, N^0 = 311753, P_{wf}^0 = 56.5, P_d = 60.6$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 0.784$ или в процентах 21.58%.

Если $M = 1.5 M^0$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.43):

$$Q_{liq}^0 = \frac{\frac{1}{P_d} 1.5 M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_{oB_o} - K_{eff}^i \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - P_{wf}^0 \right)}{B_{liq}^0}. \quad (2.43)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 = 785.7, N^0 = 311753, P_{wf}^0 = 56.5, P_d = 60.6$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 1.180$ или в процентах -18.03%.

Результаты показывают, что изменение значений приемистостей соседних нагнетательных скважин окружения и значения остаточных запасов дают близкое значение относительного изменения дебита добывающей скважины.

Также, согласно результатам, изменение значения забойного давления на добывающей скважине, значения объемного коэффициента жидкости и значения подвижности жидкости дают близкое значение относительного изменения дебита добывающей скважины.

Как известно, все замеры приемистостей и забойного давления имеют погрешность, что приводит к тому, что необходимо провести анализ устойчивости получаемого решения на ошибки в данных. Для этого введем предположение, что приемистости и забойное давление имеют нормальное распределение, что позволяет ввести их следующим образом через параметры нормального распределения (2.44):

$$P_{wf}^0 = \mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1, \quad \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} Q_{inj}^0 = \mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2, \quad (2.44)$$

где μ_1, μ_2 – математическое ожидание забойного давления и приемистостей соответственно, σ_1, σ_2 – дисперсия забойного давления и приемистостей соответственно, C_1, C_2 – константы, которые определяются из следующего соотношения (2.45):

$$\sum_{i=1}^6 (R_i - 3) \quad (2.45)$$

где R_i – случайная величина из равномерного распределена на интервале $[0,1]$.

В данном случае C_1, C_2 – будем полагать константами без потери общности.

Далее рассмотрим влияние изменения каждого из параметров.

Если $P_{wf} = 1.5\mu_1 + \sigma_1 \sqrt{2} C_1$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.46):

$$Q_{liq} = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_{oB_o} - K_{eff}^i \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} (\mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2) + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - 1.5\mu_1 - \sigma_1 \sqrt{2} C_1 \right)}{B_{liq}^0}. \quad (2.46)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, N^0 = 311753, P_d = 60.6, \mu_1 = 56.5, \mu_2 = 785.7, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 157.1, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 1.003$ или в процентах -0.34% .

Если $Q_{inj} = 1.5 \mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.47):

$$Q_{liq} = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_{oB_o} - K_{eff}^i \cdot \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} (1.5 \mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2) + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - \mu_1 - \sigma_1 \sqrt{2} C_1 \right)}{B_{liq}^0} \quad (2.47)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, N^0 = 311753, P_d = 60.6, \mu_1 = 56.5, \mu_2 = 785.7, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 157.1, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 1.015$ или в процентах -1.54% .

Если $P_{wf} = \mu_1 + 2\sigma_1 \sqrt{2} C_1$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.48):

$$Q_{liq} = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_{oB_o} - K_{eff}^i \cdot \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} (\mu_2 + \sigma_2 \sqrt{2} C_2) + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - \mu_1 - 2\sigma_1 \sqrt{2} C_1 \right)}{B_{liq}^0} \quad (2.48)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, N^0 = 311753, P_d = 60.6, \mu_1 = 56.5, \mu_2 = 785.7, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 157.1, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 1.003$ или в процентах -0.34% .

Если $Q_{liq} = \mu_2 + 2\sigma_2 \sqrt{2} C_2$, тогда итоговое выражение для расчета дебита примет вид (2.49):

$$Q_{liq} = \frac{\frac{1}{P_d} M^0 (s_w) h \left(P_{res}^{i-1} - \frac{(Q_{oB_o} - K_{eff}^i \cdot \sum_{s=1}^p \alpha_{mn} (\mu_2 + 2\sigma_2 \sqrt{2} C_2) + Q_w B_w)}{N^0 C_{eff}} - \mu_1 - \sigma_1 \sqrt{2} C_1 \right)}{B_{liq}^0} \quad (2.49)$$

Тогда, чтобы определить отношение $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0}$ зададим несколько значений: $h = 5.34, M^0 = 5.25, B_{liq}^0 = 1.24, P_{res}^{i-1} = 254.3, N^0 = 311753, P_d = 60.6, \mu_1 = 56.5, \mu_2 = 785.7, \sigma_1 = 5, \sigma_2 = 157.1, C_1 = 0.5, C_2 = 0.5$. Тогда $\frac{Q_{liq}}{Q_{liq}^0} = 1.007$ или в процентах -0.68% .

Результаты показывают, что ошибка при измерении забойного давления добывающей скважины дает меньшее отклонение по сравнению с ошибкой при определении приемистостей.

2.3 Интеграция псевдодвумерной модели пласта с инструментом поиска оптимальных решений при планировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений (ОптимА)

2.3.1 Инструмент «ОптимА»

Разработанный инструмент предназначен для поиска оптимальных технико-экономических решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей разного уровня детализации. Оптимизационные алгоритмы интегрированы с финансово-экономической моделью, стоимостными библиотеками и функционалом для задания критериев технико-экономических ограничений.

Результаты моделирования проекта оптимизации разработки – лишь реализация определённых условий с некоторой степенью приближения. Следовательно, модель имеет погрешность/риск и ограничения, учитывает не все эффекты, а лишь те, которые могут быть описаны моделью с выбранной степенью детализации [17].

В связи с этим, на разных этапах реализации проекта могут возникнуть ограничения, неучтённые при моделировании – например, возможности оборудования эксплуатационного фонда, вероятные неспрогнозированные эффекты при сложной конфигурации реального пласта или системы разработки.

Для успешного решения задач по управлению месторождением во многих нефтегазовых компаниях успешно реализована организация мультидисциплинарных команд, включающих специалистов разных направлений. Однако, такой подход требует затрат значительного числа трудовых ресурсов и организационных мощностей, что может быть неэффективно.

В качестве одного из способов преодоления данных ограничений может служить экспертиза проекта оптимизации специалистами производства на объекте. Также видится целесообразным всегда придерживаться принципа предварительной апробации предложенных модификаций на отдельных частях эксплуатируемых объектов в рамках опытно-промышленной эксплуатации.

Рабочий процесс основан на использовании гидродинамической модели пласта. Целевой функцией оптимизации является чистый денежный поток,

рассчитываемый при помощи финансово-экономической модели. Процесс выбора, расчета и оценки вариантов автоматизирован. Численная оптимизация производится на основе модифицированного алгоритма GeneralizedPatternSearch (GPS), который управляет возможностью отключения скважин и перевода добывающих скважин в ППД. Многовариантные гидродинамические расчеты проводятся на распределенном GRID-кластере, состоящем из объединенных локальной сетью рабочих станций, что обеспечивает кратное ускорение процесса оптимизации. Предложенные мероприятия разделяются на комплексы ОПр и ранжируются с учетом текущего и целевого технологического состояния скважин и возможности мониторинга эффекта [32, 47].

В диссертационной работе рассмотрен подход к оптимизации разработки на основе псевдодвумерной модели пласта «КАРАТ».

2.3.2 Постановка оптимизационной задачи на текущих активах (этап добычи)

Для постановки оптимизационной задачи был выбрана методика оптимизации переменных $\mathbf{x} \in R^n$, представленной множеством значений контролируемых параметров работы скважин на определённых временных отрезках. Для данной задачи в качестве переменной \mathbf{x} использовалось давление на забое скважины. В качестве оптимизируемой функции стоимости $f(\mathbf{x})$ был выбран чистый дисконтированный доход (ЧДД), для относительно короткого временного отрезка (один-три года) (2.50):

$$f(\mathbf{x}) = \text{ЧДД}(\mathbf{x}) = \sum_k \frac{[\sum_j p_o q_o^{j,k}(\mathbf{x}) - \sum_j c_{lp} q_{lp}^{j,k}(\mathbf{x}) - \sum_j c_{wi} q_{wi}^{j,k}(\mathbf{x})] \Delta t_k}{(1+d)^{t_k}}, \quad (2.50)$$

где p_o, c_{lp}, c_{wi} – стоимость нефти (в неё уже включены затраты на сепарацию и налоговые сборы), затраты на подъём и затраты на закачку воды, соответственно, руб., $q_o^{j,k}, q_{lp}^{j,k}, q_{wi}^{j,k}$ – темпы добычи нефти и жидкости, закачки воды для каждой скважины j в каждый период времени k в интервале времени Δt_k , м³/сут, d – годовая ставка дисконтирования, выраженная в годах.

Также были поставлены граничные условия, т.е. x определен как $X = \{x \in R^n ; x_d \leq x \leq x_u\}$, где x_d и x_u обозначают нижнюю и верхнюю границу соответственно. Помимо этих граничных условий, были учтены нелинейные ограничения, которые были математически описаны векторной функцией $k(x) \in R^{n_k}$, компоненты которой должны быть неположительны для возможности решения. Эти компоненты в решаемой задаче зависят от величины коэффициента извлечения нефти (КИН), рассчитанного для того же временного отрезка, что и ЧДД (этот КИН должен быть больше, чем среднее значение для разработки). В итоге оптимизационная задача может быть сформулирована следующим образом (2.51):

$$x^* \in \operatorname{argmax}_{x \in X} f(x), \text{ при условии } k(x) \leq 0, \quad (2.51)$$

где x^* – какое-то определённое (локальное) оптимальное решение, одно из множества, и точное значение нелинейного ограничения $k(x)$ корректируется таким образом, чтобы оно было неположительным [96].

2.3.3 Методы оптимизации

Ввиду указанных выше условий, было решено применять методы оптимизации без использования производных (derivative-free). Большинство выполненных экспериментов основано на технике GPS [46,57,95]. Как отмечено ранее, в задаче контроля разработки, как правило, присутствуют множественные оптимумы с аналогичными значениями функции стоимости, что используется в данной технике. Кроме того, на одном из примеров была протестирована универсальная процедура Particle Swarm Optimization (PSO) [56,72,84]. В обоих алгоритмах, анализ области поиска был выполнен на наборе точек (шаблоне для GPS и множестве для PSO), которые были определены для каждой итерации.

Стоит отметить, что затраты времени на расчёты методами без использования производных зависят от количества оптимизируемых переменных. Следовательно, оптимизация разработки месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, требует значительного времени при большом количестве скважин.

Модернизируемая методика предполагает поиск оптимального значения $q_{wi}^j(x)$, то есть приемистости нагнетательных скважин (что ограничивает число переменных), которое будет отвечать максимальному значению ЧДД. Затем результаты поиска должны пройти апробацию на участке месторождения для ОПР.

2.4 Выводы по главе 2

Разработана методика псевдодвумерной (по пространству) численно-аналитической модели пласта с детализацией на уровне элемента разработки. Модель реализована в составе программного модуля «Инструмент для достижения потенциала базовой добычи» (КАРАТ). В основе разработанной методики лежат самосогласованные численно-аналитические модели, непрерывно адаптирующиеся на геологические и промысловые данные: модель дифференциального материального баланса на элементах разработки; уравнение уточнения насыщенности и порового объема; модель относительных фазовых проницаемостей; PVT-корреляции; уравнение фильтрации.

ГЛАВА 3 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНИМОСТИ МОДЕЛЕЙ, ВАЛИДАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ НА СИНТЕТИЧЕСКИХ КЕЙСАХ И С ПОМОЩЬЮ РЕТРОСПЕКТИВНОГО АНАЛИЗА

3.1 Интегрированная численно-аналитическая модель «Скважина+пласт»
Как отмечено в работе [2], разработанная модель имеет следующие основные допущения:

- течение флюида в пласте к трещинам – двумерное;
- в пласте фильтруется слабосжимаемый однофазный флюид;
- пласт однородный: проницаемость, пористость, общая сжимаемость и эффективная мощность заданы единственными значениями во всей области дренирования;
- приток в скважину с горизонтальным окончанием происходит только через трещины ГРП, сам горизонтальный ствол не работает.

С помощью разработанной модели можно решать, как прямую, так и обратную задачу притока к скважине.

Согласно работе [2] прямая задача притока к скважине позволяет:

- рассчитывать профиль изменения дебита, забойного давления и пластового давления (для режима истощения) по заданным параметрам пласта, скважины, подземного оборудования и PVT-свойствам флюида;
- определять оптимальный номинальный дебит УЭЦН (рисунок 3.1);
- рассчитывать время достижения целевого забойного давления и начала установившегося режима притока.

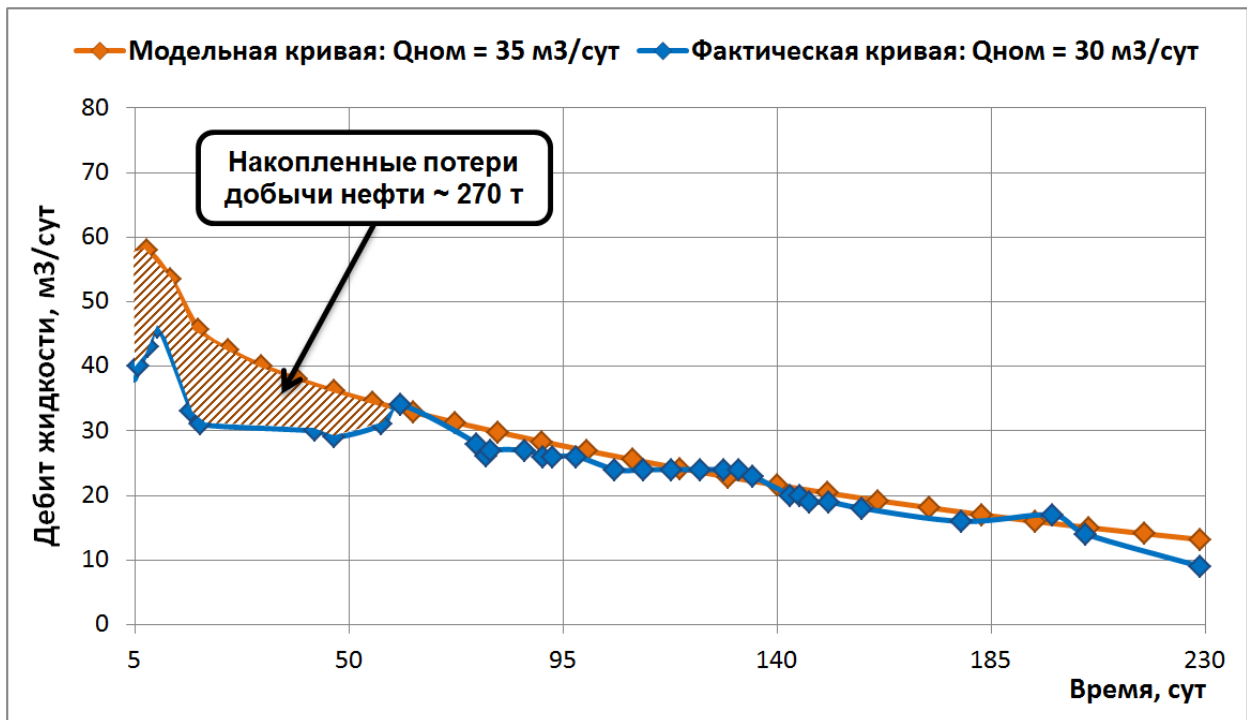


Рисунок 3.1 – Результат подбора насоса без учета периода нестационарной фильтрации

Также, согласно работе [2] обратная задача притока к скважине позволяет:

- определять фильтрационные характеристики и параметры системы разработки (рисунок 3.2);
- прогнозировать добычу в режиме нормальной эксплуатации скважины;
- выполнять построение кривой восстановления забойного давления после остановки скважины с целью корректного выбора плотности раствора глушения скважин для низкопроницаемых объектов разработки.

В работе [2] описаны основные задачи, которые позволяет решить разработанная модель, для пластов, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами (в общем случае – низкой подвижностью): факторный анализ причин изменения добычи на данных скважинах, расчет эксплуатационных показателей, уточнение фильтрационно-емкостных свойств и параметров системы разработки месторождения.

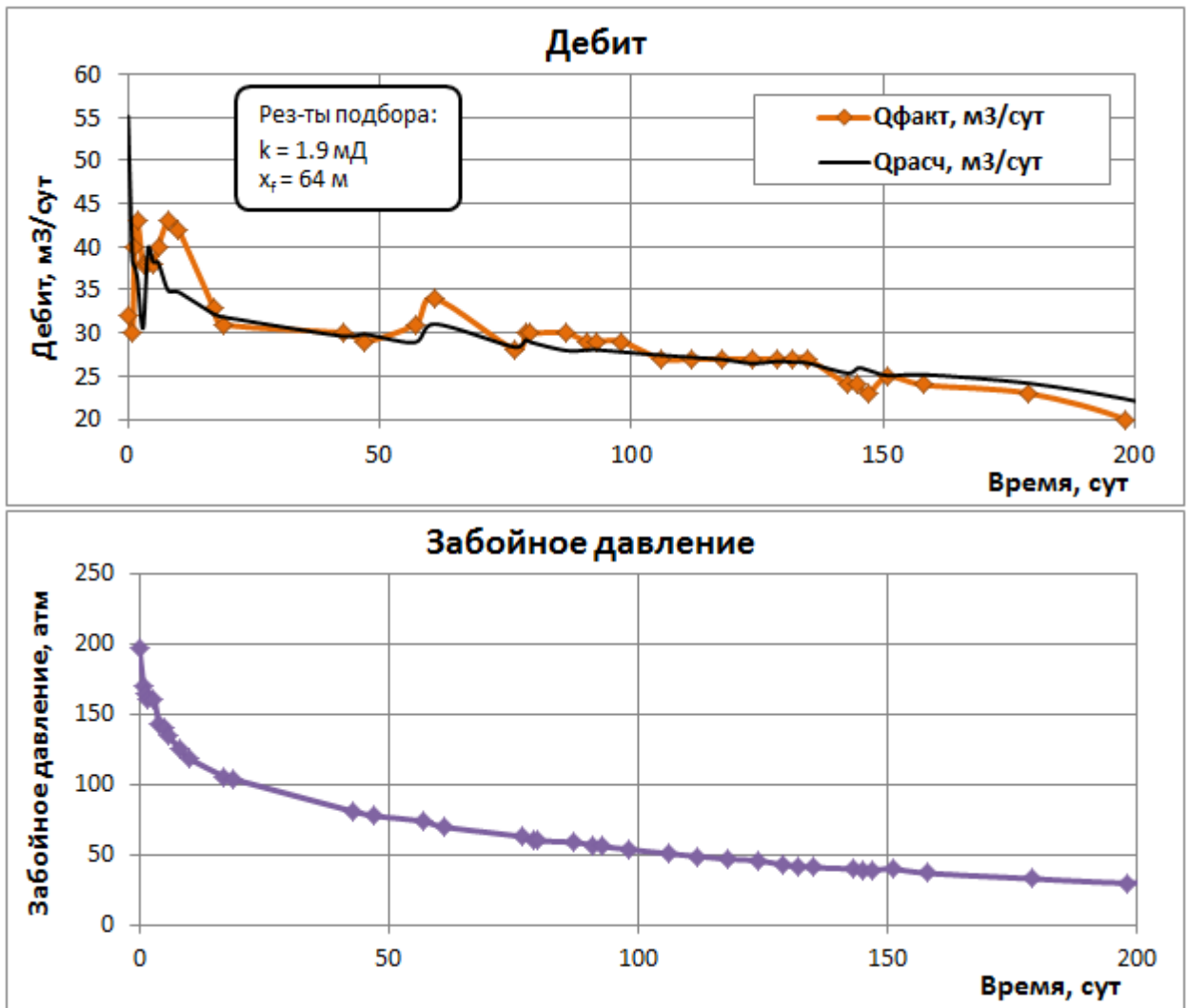


Рисунок 3.2 – Пример уточнения фильтрационных характеристик пласта по данным нормальной эксплуатации скважины

3.2 Гибридная физико-математическая модель пласта (OmegaCRM)

В настоящий момент тестирование модели выполнено на двух месторождениях Западной Сибири: Альфа и Омега.

Для оценки результатов прогнозирования использовалась метрика симметричной средней абсолютной процентной ошибки (SMAPE) (3.1):

$$\text{SMAPE} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \frac{|q_t - \hat{q}_t|}{(q_t + \hat{q}_t)/2} \quad (3.1)$$

В теоретическом разделе статьи были представлены три схемы рекуррентной нейронной сети с различной логикой представления состояния и входных переменных. Все три схемы были опробованы на месторождениях Альфа и Омега для задачи прогнозирования дебита жидкости на добывающих скважинах. Помимо

самой архитектуры нейронной сети, можно экспериментировать с длиной последовательности наблюдений в одном экземпляре.

На рисунке 3.3 показаны два следующих друг за другом экземпляра выборки данных для архитектуры сети №3, в данном случае, длина последовательности наблюдений – 3 временных шага. Таким образом, нейронная сеть будет выявлять зависимости в исходных данных на длине интервала не более 3-х временных шагов. Это важный гиперпараметр модели, который для эксперимента варьировался в пределах от 2-х до 20-ти, где 1 шаг есть 1 месяц эксплуатации месторождения.

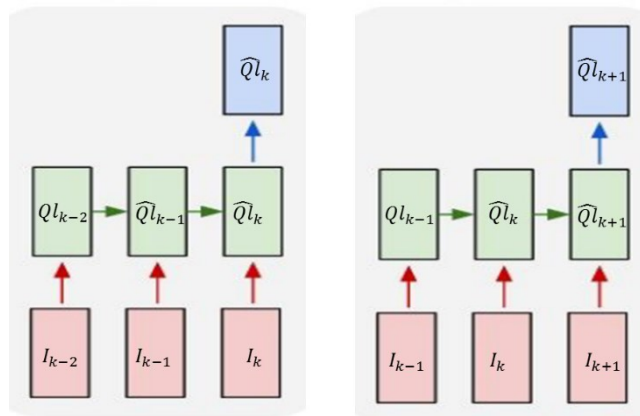


Рисунок 3.3 – Структура двух последовательных экземпляров данных для обучения RNN

Структура данных, подаваемая на вход нейронной сети для каждого экземпляра k следующая:

N_{lag} – количество временных шагов в одном экземпляре.

$I_{k-Nlag+1}, I_{k-Nlag+2}, \dots, I_k$ – приемистость нагнетательных скважин на временных шагах, предшествующих шагу k .

$Q_{k-Nlag+1}$ - начальное состояние рекуррентного слоя сети, дебит жидкости по всем скважинам на временной шаг $k - Nlag + 1$.

На выход подавались замеры дебита жидкости по всем скважинам на шаге k . Такие экземпляры наборов данных были сформированы для каждого временного шага. Другими словами, один экземпляр – один временной шаг.

На рисунке 3.4 представлено сравнение факта и прогноза дебита жидкости для двух скважин за тренировочный и тестовый периоды. Прогноз представлен в виде статистики по 20 моделям на каждый временной шаг. Каждая модель

характеризуется различным параметром N_{lag} . Для первой скважины, наилучшая модель, с точки зрения наименьшей ошибки SMAPE на тестовом сете, оказалась модель с $N_{lag} = 19$, для второй скважины $N_{lag} = 14$.

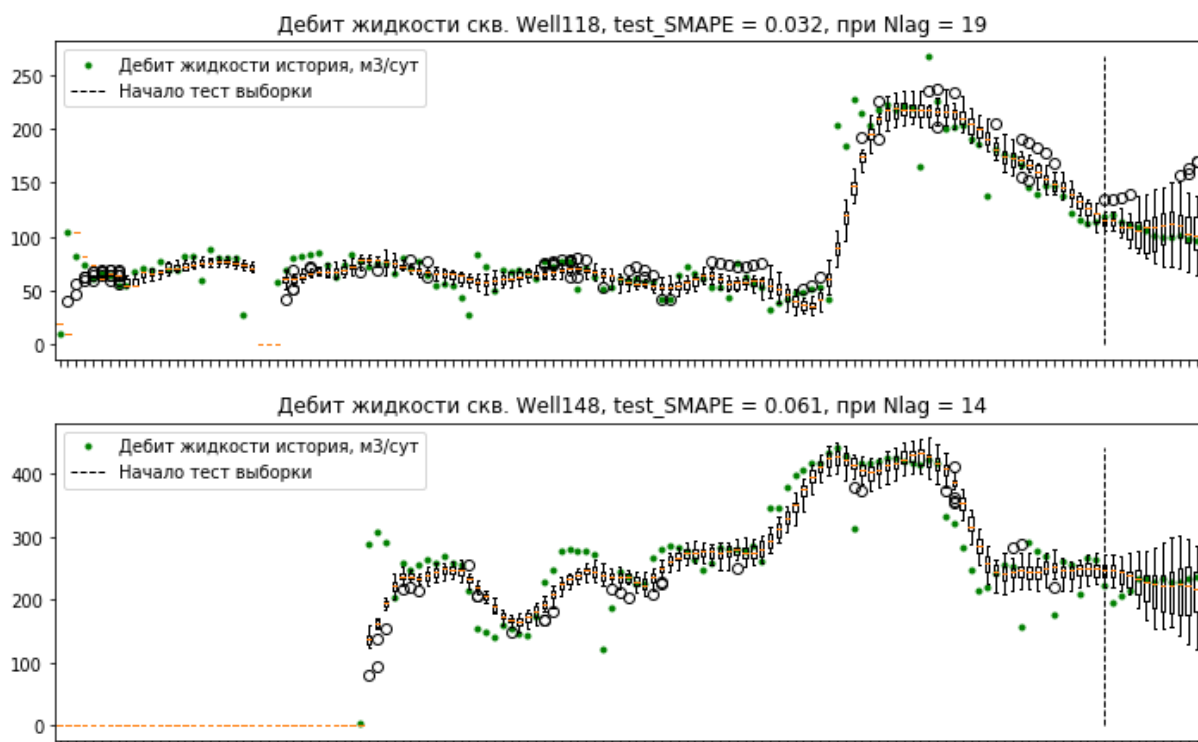


Рисунок 3.4 – Пример вариативности прогноза дебита жидкости по 20 моделям RNNc различными значениями N_{lag}

Из полученного ансамбля моделей можно выбрать лучшую модель, используя, например, метрику SMAPE. Кроссплот и гистограмма ошибок прогноза для тестовой части выборки месторождения Омега приведены на рисунке 3.5. Медианное значение SMAPE на тестовой выборке составляет 0.186, что ниже, чем аналогичная метрика по модели CRMP. Мы сравниваем именно медианное значение распределения, т.к. на среднее значение оказывает большое влияние ошибки больше 1. Такие ошибки встречаются не некоторых скважинах и обусловлены, как правило, либо частыми остановками скважины, либо проведением ГТМ, который существенно влияет на добычу.

Сравнение всех трех архитектур для месторождений Альфа и Омега, а также модели CRMP представлено в таблице 3.1.

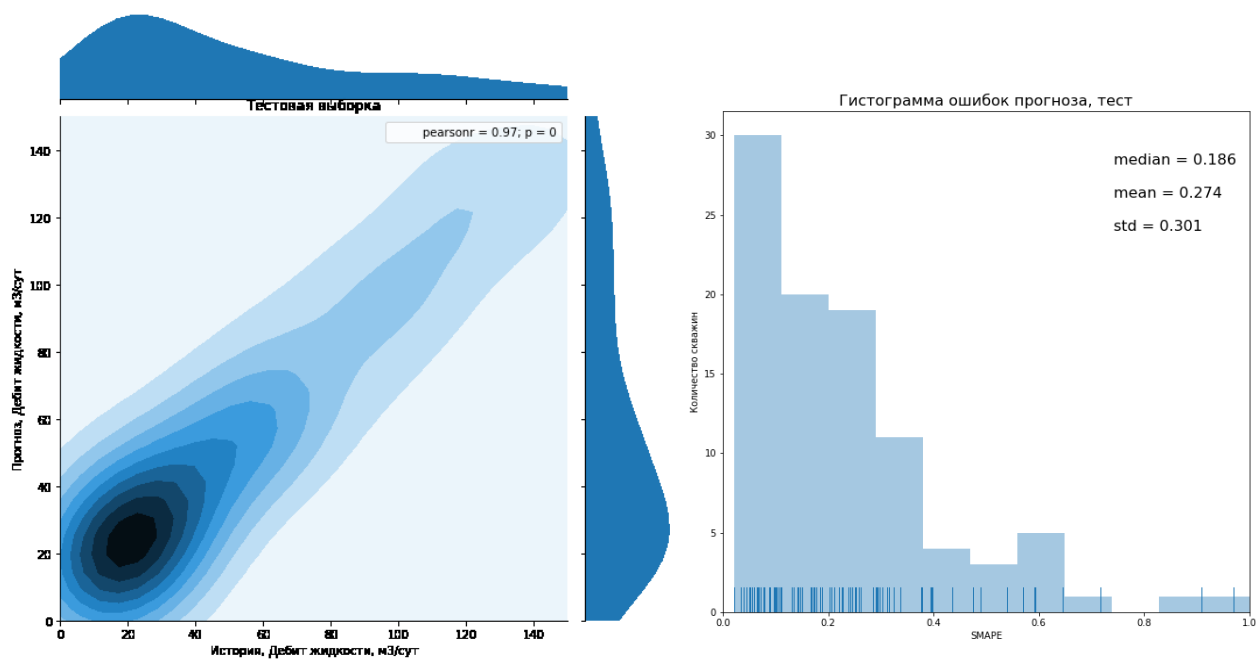


Рисунок 3.5 – Результаты прогноза дебита жидкости модели RNN. Слева – кросс-плот прогноза и истории дебитов жидкости; справа – гистограмма ошибок прогноза дебита жидкости

На рисунке 3.6 представлены примеры прогноза дебита жидкости по двум скважинам. В обоих случаях отмечается хорошая сходимость с историческими данными как по тренировочному, так и по тестовому периодам.

Результаты применения рекуррентных нейронных сетей обнадеживающие. Они показывают хороший прогнозный потенциал, однако требуют дальнейшего изучения. Архитектуру сетей можно усложнять, добавляя дополнительные слои, тем самым воспроизводя более сложные, нелинейные процессы динамической системы. Также можно отдельно добавлять новые слои с целью обработки событий ГТМ и влияния их на переходные процессы системы.

Наиболее перспективным путем развития модели видится разработка так называемой гибридной физико-математической модели, т.е. интеграция нейронной сети с алгоритмами априорного моделирования пласта. В

настоящий момент наиболее интересные результаты дает интеграция рекуррентной нейросети с различными модификациями CRM модели.

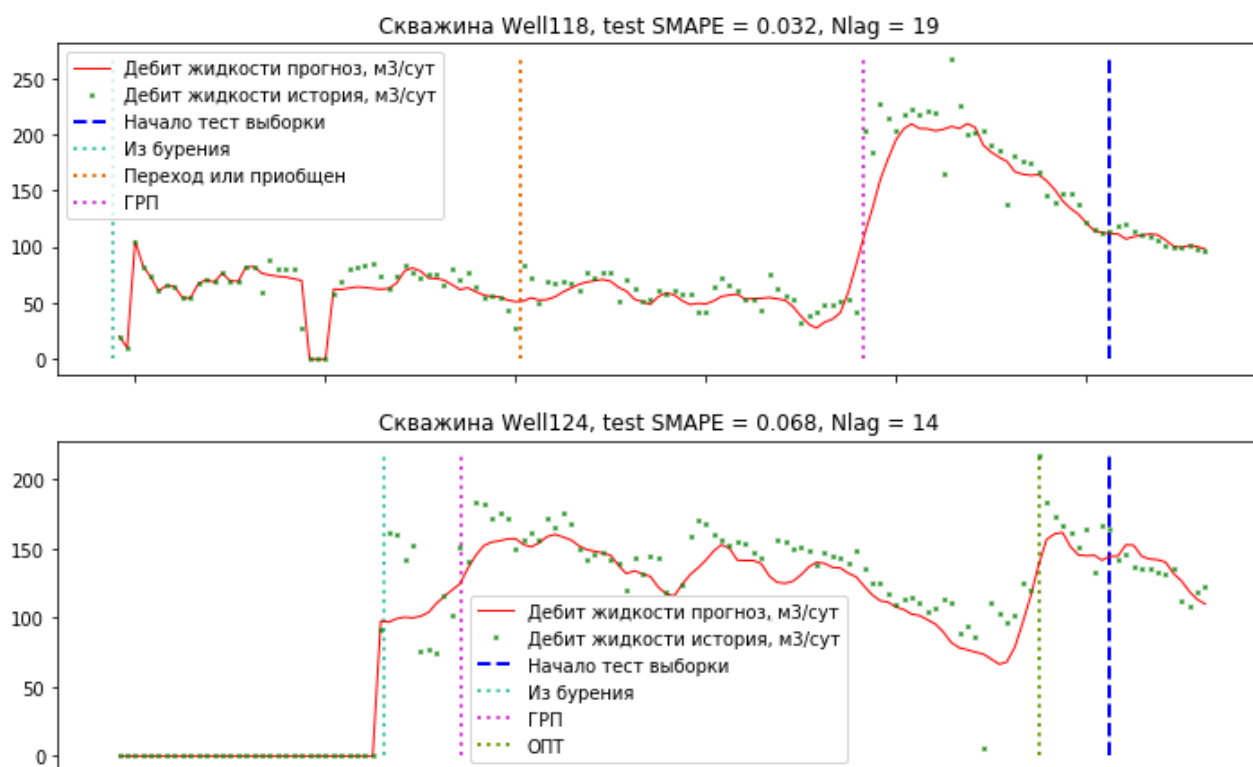


Рисунок 3.6 – Графики сравнения прогноза и факта дебита жидкости для месторождения Омега

Таблица 3.1 – Сравнение результатов прогноза различных моделей для месторождений Альфа и Омега

Модель	SMAPE обучение			SMAPE тест		
	Среднее	Медиана	Отклонение	Среднее	Медиана	Отклонение
Омега						
CRMP	0.345	0.282	0.210	0.328	0.213	0.314
RNN 1	0.212	0.151	0.161	0.218	0.133	0.285
RNN 2	0.238	0.165	0.182	0.283	0.192	0.322
RNN 3	0.230	0.160	0.184	0.255	0.173	0.283
Альфа						
CRMP	0.154	0.121	0.101	0.261	0.201	0.239
RNN 1	0.097	0.083	0.046	0.112	0.101	0.0177
RNN 2	0.105	0.086	0.052	0.119	0.068	0.172
RNN 3	0.098	0.084	0.044	0.113	0.066	0.156

Переход к прогнозированию добычи нефти для модели нейронных сетей также пока остается открытым. Можно воспользоваться эмпирическими моделями характеристик вытеснения для уже имеющейся модели добычи жидкости. Но более

интересное направление заключается в добавлении дополнительного рекуррентного слоя, который будет отвечать за добычу нефти, и обучать модель, минимизируя невязку как по жидкости, так и по нефти.

3.3 Псевдодвумерная модель блока разработки – проактивный блочный анализ

Представленные в работе [29] результаты ретроспективного анализа по одному из участков месторождения ООО «Газпромнефть-Восток» приведены на рисунке 3.7.

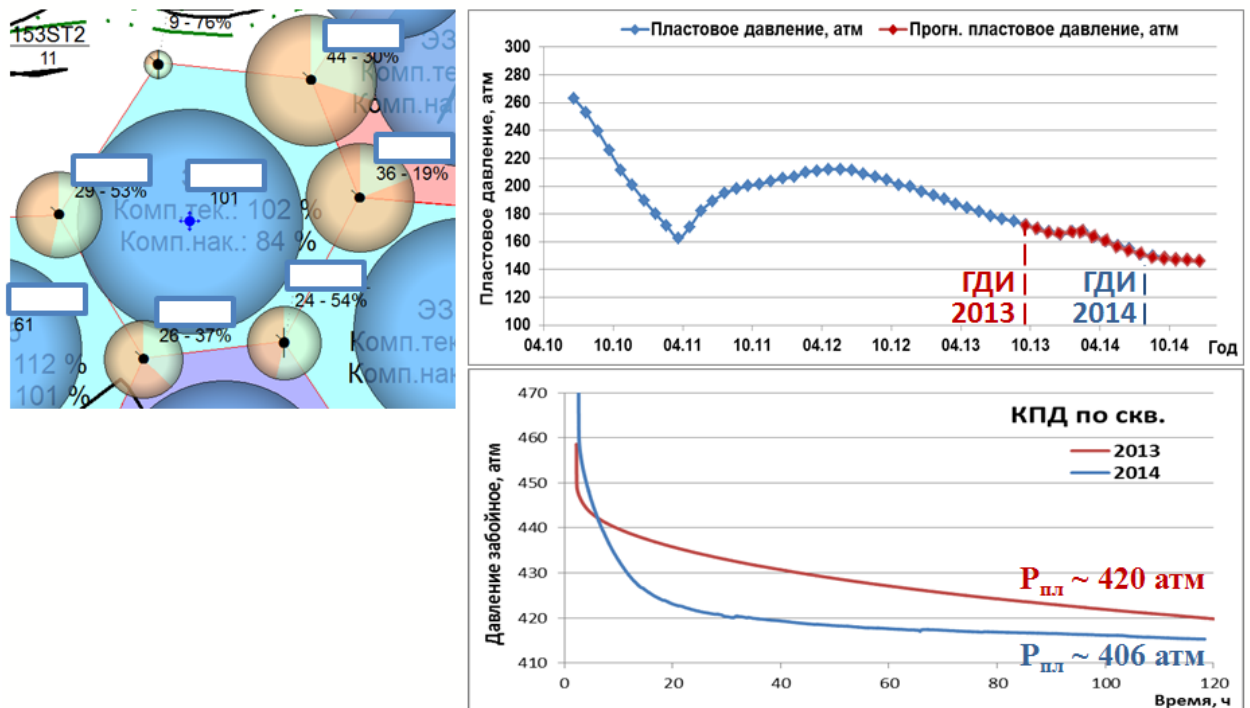


Рисунок 3.7 – Сравнение модельных (на прогноз) и фактических (по ГДИС) значений пластового давления

Результат сопоставления модельной и фактической характеристики вытеснения представлен на рисунке 3.8.

Относительная погрешность расчетного пластового давления при прогнозе длительностью 11 месяцев не превышает 15% в данном случае (17% в среднем по выборке).

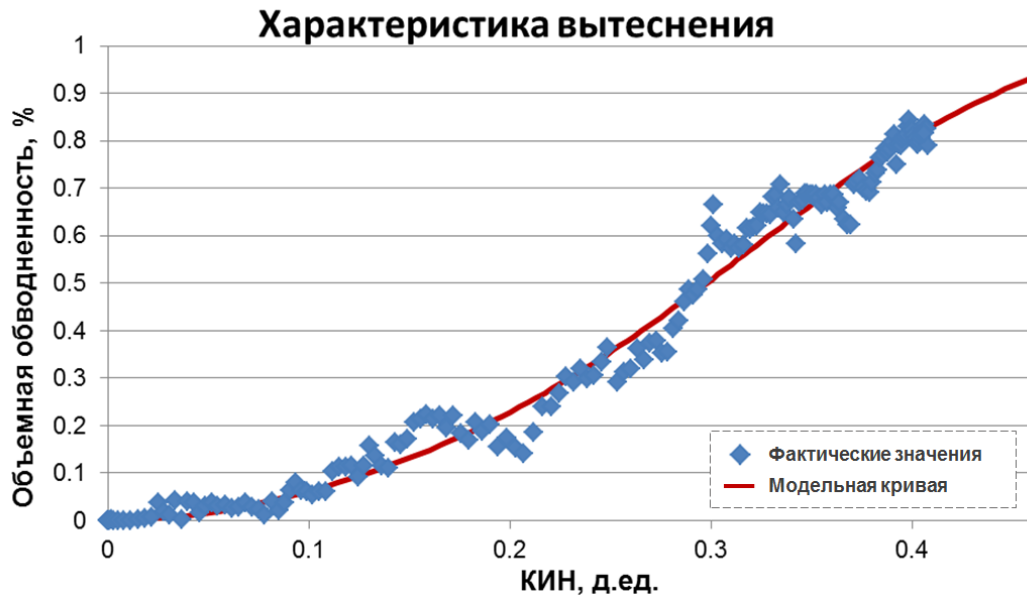


Рисунок 3.8 – Модельная и фактические характеристики вытеснения

Пример диагностики потерь добычи нефти по причине снижения пластового давления приведен на рисунке 3.9.

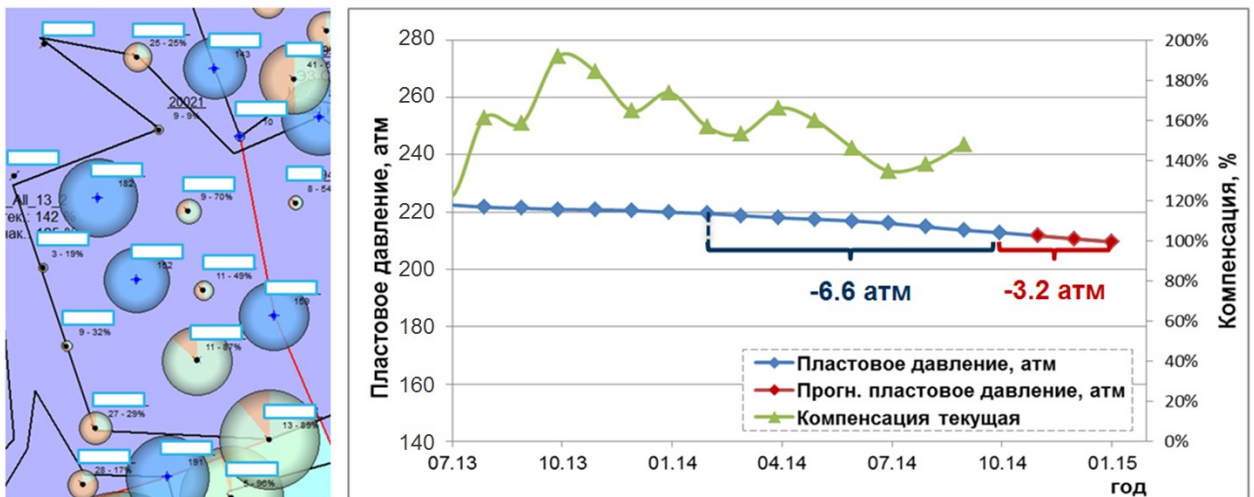


Рисунок 3.9 – Результаты ПБА по элементу заводнения одного из эксплуатационных объектов ООО «Газпромнефть-Хантос»

Согласно работе [29] результаты расчетов свидетельствуют о недостаточной компенсации отборов закачкой, несмотря на внушительные цифры текущей компенсации: 142% при целевом уровне: 158%.

Несмотря на рост добычи жидкости и нефти в последние 8 месяцев, как отмечено в работе [29], результаты расчетов свидетельствуют о фактическом снижении пластового давления (-6.6 атм за 8 месяцев) и сохранении негативного тренда на прогноз (-3.2 атм за 3 месяца). Соответственно, по результатам ПБА выполнены рекомендации по увеличению закачки до целевого уровня.

Результат диагностики потерь добычи нефти по причине опережающего обводнения скважинной продукции представлен на рисунке 3.10.

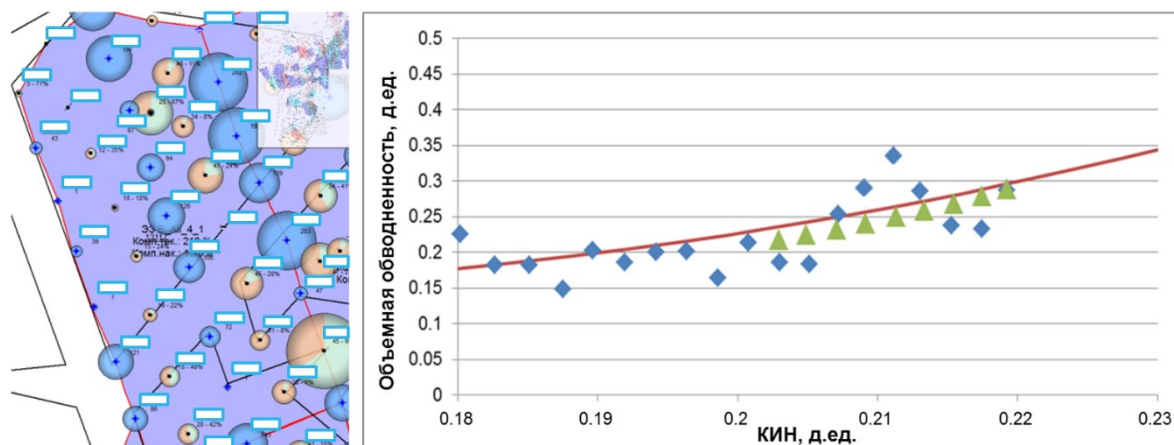


Рисунок 3.10 – Результаты ПБА по элементу заводнения одного из эксплуатационных объектов ООО «Газпромнефть-Хантос»

По результатам ретроспективного анализа ПБА выявлен негативный характер изменения обводненности. Подбор мероприятий позволил переломить тренд и даже, частично, отыграть большую часть потерь по причине роста обводненности опережающим темпом.

3.4 Псевдодвумерная модель пласта – инструмент для достижения потенциала базовой добычи (КАРАТ)

3.4.1 Тестирование модели на синтетических примерах

Двухмерная синтетическая модель

Выполнено тестирование адаптации разработанной модели на данные синтетической двухмерной модели путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе Карра Ecrin компании КарраEngineering, с давлением, полученным в результате автоадаптации разработанной прокси модели [13].

На рисунках 3.12 – 3.15 представлено сравнение пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе Карра Ecrin, с давлением, полученным в результате автоадаптации разработанной модели.

Были построены синтетические примеры моделей при следующих заданных параметрах (рисунок 3.11):

Количество добывающих скважин: 1,

Количество нагнетательных скважин: 1,

Границы залежи: $P=\text{const}$ (границы постоянного давления),

Начальное пластовое давление $P_k=200$ атм,

Эффективная толщина пласта $h=10$ м,

Допущения: $k/\mu=\text{const}$, $c_w=c_o=0$.

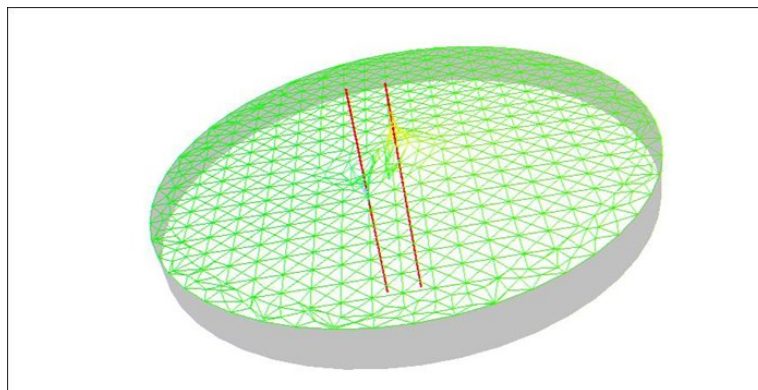


Рисунок 3.11 – Синтетическая модель

Результаты тестирования

На рисунке 3.12 представлено сравнение динамик изменения пластовых давлений для синтетической модели с постоянными забойными давлениями на добывающей и нагнетательной скважинах (50 атм. и 450 атм. соответственно). Нагнетательная скважина была запущена спустя 5 месяцев после запуска добывающей скважины. Как видно из сравнения, относительная ошибка до запуска нагнетательной скважины менее 0.2%. После запуска относительная ошибка растет и не превышает максимального значения 9.8%. Затем наблюдается ее снижение со временем.

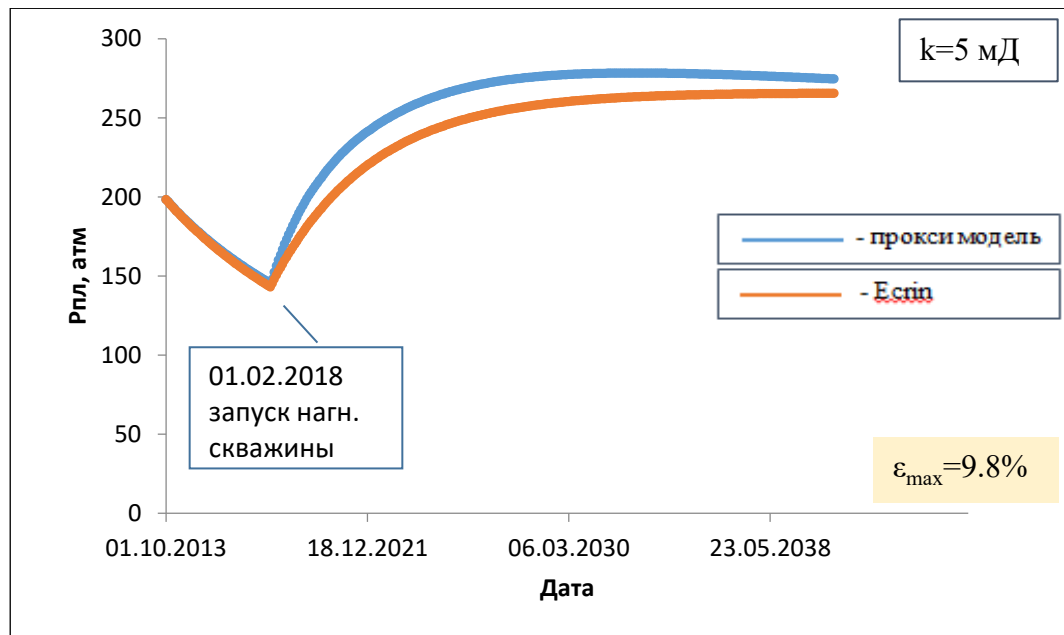


Рисунок 3.12 – Синтетическая модель с постоянными забойными давлениями на добывающей и нагнетательной скважинах

На рисунке 3.13 представлено сравнение динамик изменения пластовых давлений для двухмерной синтетической модели с постоянным забойным давлением на добывающей скважине (50 атм.) и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине (значения 450; 400; 550; 450; 550 атм.). После запуска нагнетательной скважины, так же, как и на Рисунок 3.12, относительная ошибка начинает увеличиваться и достигает своего максимального значения 12.2%.

На рисунке 3.14 представлено сравнение динамик изменения пластовых давлений для синтетической модели с постоянными забойными давлениями на добывающей и нагнетательной скважинах (50 атм и 450 атм соответственно), а также меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины. После запуска нагнетательной скважины, так же, как и на рисунке 3.12 и рисунке 3.13, относительная ошибка начинает увеличиваться и достигает максимального значения 7.8%. Затем, наблюдается ее снижение со временем.

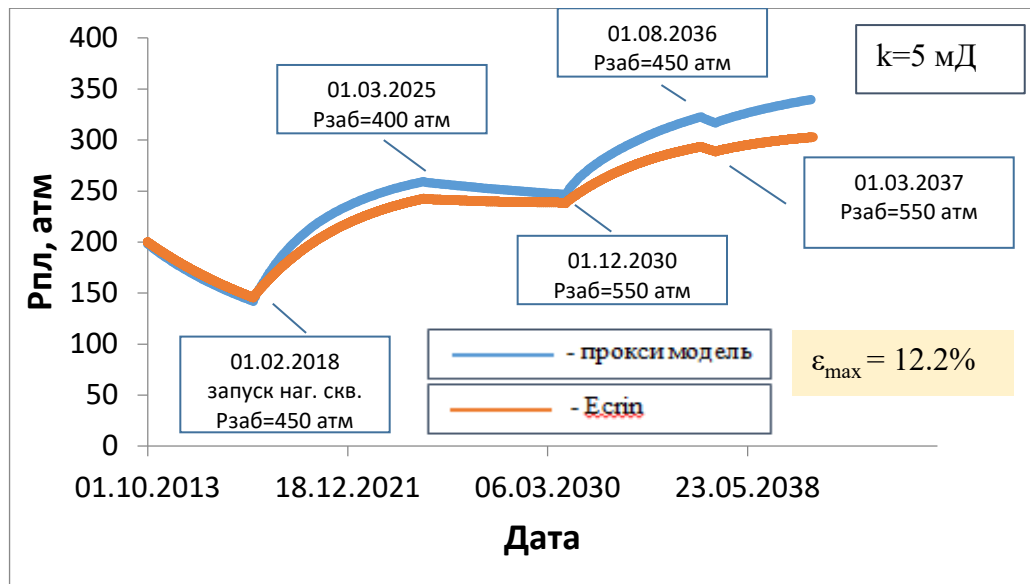


Рисунок 3.13 – Синтетическая модель с постоянным забойным давлением на добывающей скважине, и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине

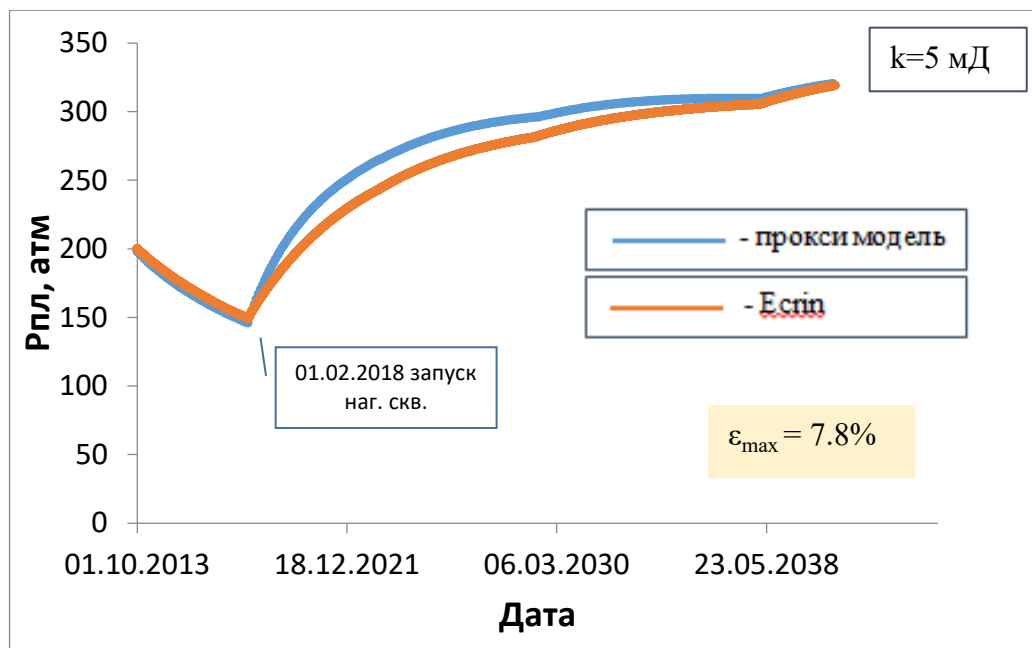


Рисунок 3.14 – Синтетическая модель с постоянными забойными давлениями на добывающей и нагнетательной скважинах (50 атм и 450 атм соответственно), а также меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины

На рисунке 3.15 представлено сравнение динамик изменения пластовых давлений для синтетической модели с постоянным забойным давлением на добывающей скважине (50 атм) и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине (значения 450; 400; 550; 450; 550 атм.), а также

меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины. После запуска нагнетательной скважины, так же, как и на рисунках 3.12, 3.13 и 3.14, относительная ошибка начинает увеличиваться и достигает своего максимального значения 6.7%.

По результатам тестирования адаптации разработанной модели на данные синтетической модели была получена хорошая сходимость пластового давления, рассчитанного в коммерческом гидродинамическом симуляторе Карра Ecrin, с давлением, полученным в инструменте КАРАТ. Относительная ошибка до запуска нагнетательной скважины во всех рассматриваемых синтетических двухмерных моделях не превышает 0.2%. Вывод – инструмент КАРАТ с высокой достоверностью применим для оценки пластового давления на режиме истощения. После запуска нагнетательной скважины относительная ошибка возрастает, но в рассматриваемых моделях не превышает 12.2%.

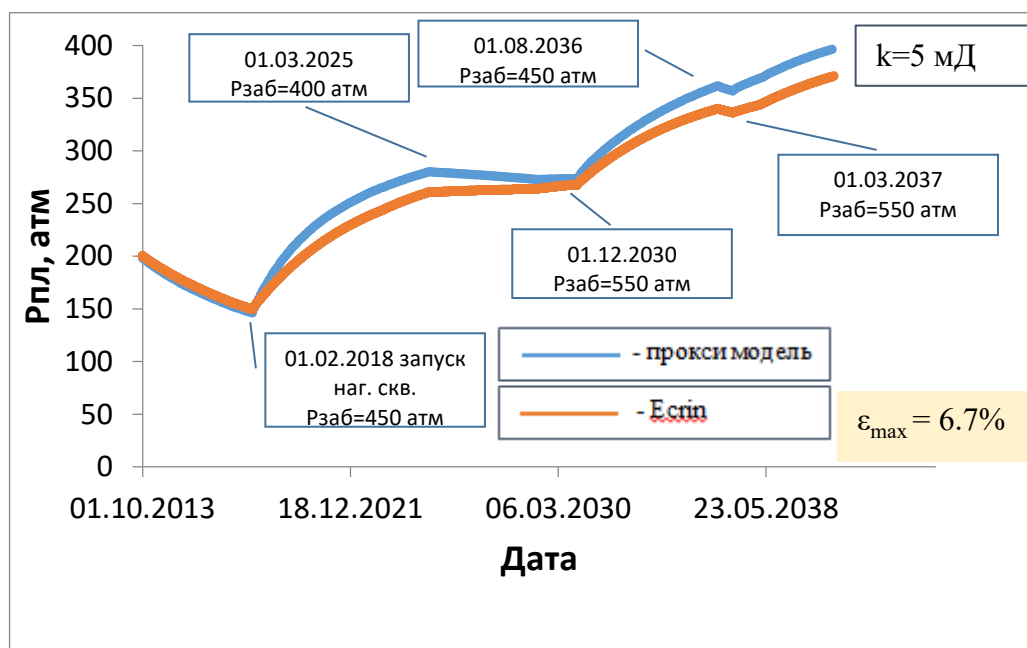


Рисунок 3.15 – Синтетическая модель с постоянным забойным давлением на добывающей скважине (50 атм) и меняющемся во времени забойным давлением на нагнетательной скважине, а также меняющемся во времени скин-факторе добывающей скважины

Также стоит отметить, что во всех рассматриваемых синтетических моделях воспроизводится динамика изменения пластового давления. Данная точность

является приемлемой для принятия производственных решений на основе результатов автоадаптации разработанной модели.

Трехмерная синтетическая модель (25 скважин)

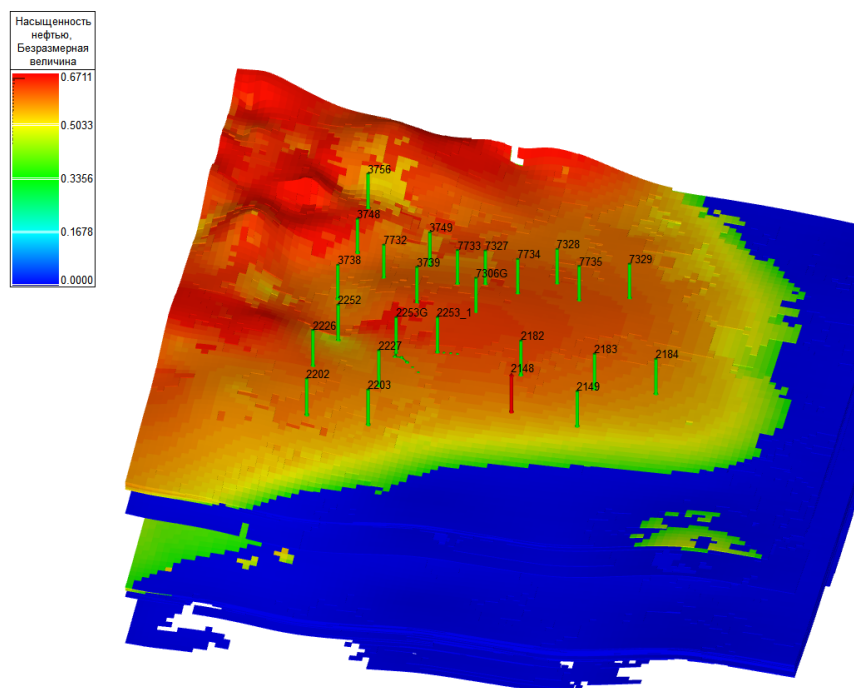


Рисунок 3.16 – Трехмерная синтетическая модель (25 скважин)

Для валидации разработанной модели использовался численный коммерческий симулятор tNavigator.

Был построен синтетический пример модели при следующих заданных параметрах (рисунок 3.16):

Количество скважин: 25,

Количество непроницаемых разломов: 1,

Начальное пластовое давление $P_k=253$ атм,

Вязкость нефти $\mu_o=0.68$ сП,

Вязкость воды $\mu_w=0.37$ сП,

Давление насыщения $P_b=179.5$ атм,

Газосодержание нефти $R_s=96$ м³/м³,

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта А $h_A=3.2$ м,

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта Б: $h_B=7.2$ м.

Результаты тестирования

Выполнено тестирование адаптации разработанной модели на данные синтетической трехмерной модели путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе tNavigator компании RockFlowDynamics, с давлением, полученным в результате автоадаптации в инструменте КАРАТ.

На рисунках 3.17 – 3.19, представлено сопоставление пластового давления, восстановленного по синтетическим кривым восстановления давления (КВД), с давлением, полученным в результате автоадаптации разработанной модели.

На рисунке 3.17 представлено сравнение пластовых давлений для скважины 2203 синтетического месторождения. Давление, полученное в результате автоадаптации разработанного инструмента КАРАТ, воспроизводит динамику изменения пластового давления, восстановленного по синтетическим КВД. Максимальная относительная ошибка составляет 13.6%.

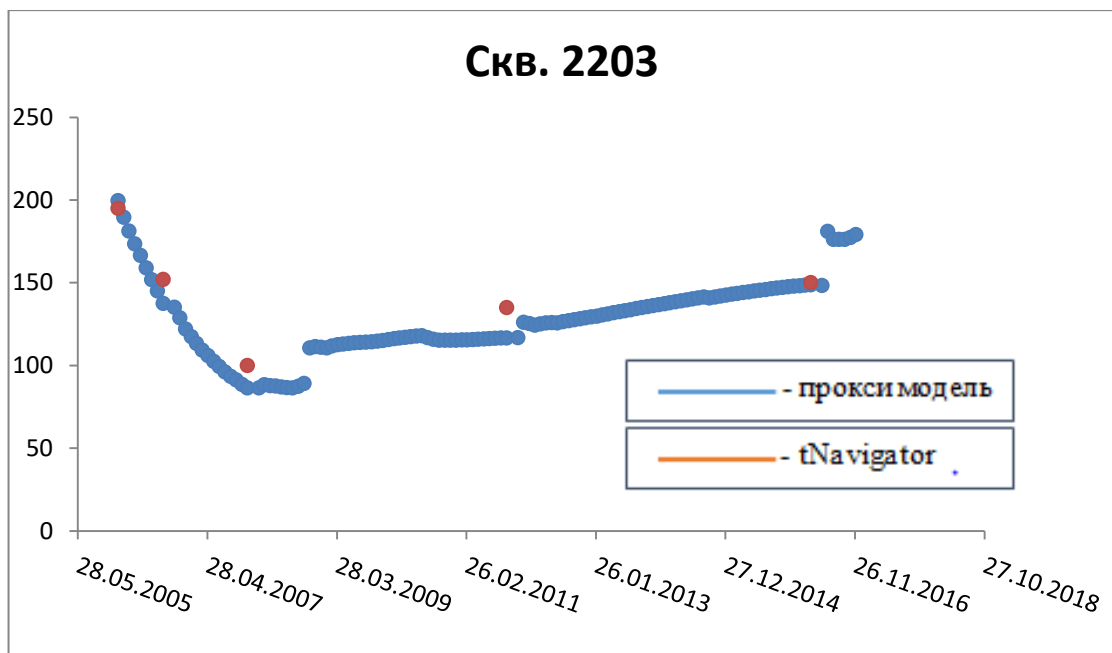


Рисунок 3.17 – Сравнение пластовых давлений для скважины 2203

На рисунке 3.18 представлено сравнение пластовых давлений для скважины 2184. Так же, как и на рисунке 3.17, давление, полученное в инструменте КАРАТ воспроизводит динамику изменения пластового давления, восстановленного по синтетическим КВД. Для данной скважины максимальная относительная ошибка составляет 23.9%.

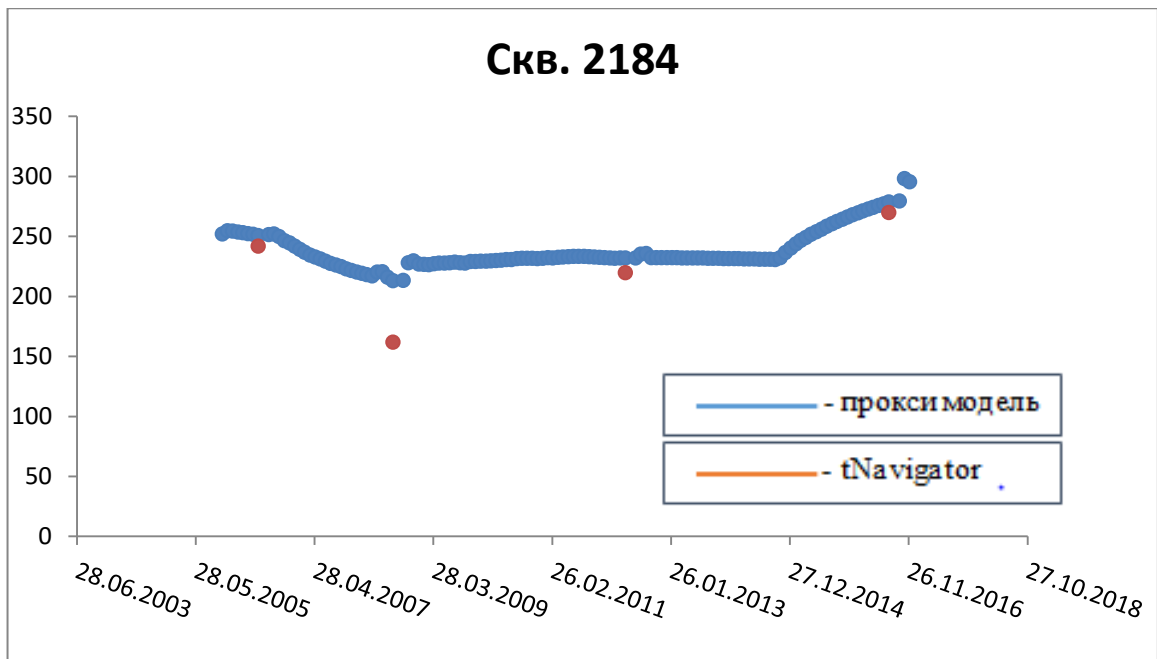


Рисунок 3.18 – Сравнение пластовых давлений для скважины 2184

На рисунке 3.19 представлено сравнение пластовых давлений для скважины 2149. Давление, полученное в инструменте КАРАТ также воспроизводит динамику изменения пластового давления, восстановленного по синтетическим КВД. Для данной скважины максимальная относительная ошибка составляет 18.7%.

По результатам тестирования адаптации разработанной модели на данные синтетической трехмерной модели можно сделать вывод о зависимости максимальной относительной ошибки от заданного начального пластового давления. Также результаты автоадаптации чувствительны к рассчитанным запасам, приходящимся на скважину.

В итоге, по результатам тестирования модели на нескольких десятках синтетических кейсов, средняя относительная погрешность не превышает 20%, что для ранних сроков эксплуатации большинства скважин (вскрывающих коллектор с эффективной проницаемостью более 0.5 мД) не является определяющим для выбора метода воздействия на пласт в дальнейшем. Таким образом, инструмент КАРАТ применим для описания широкого диапазона объектов разработки с учетом ограничений, приведенных в этой работе.

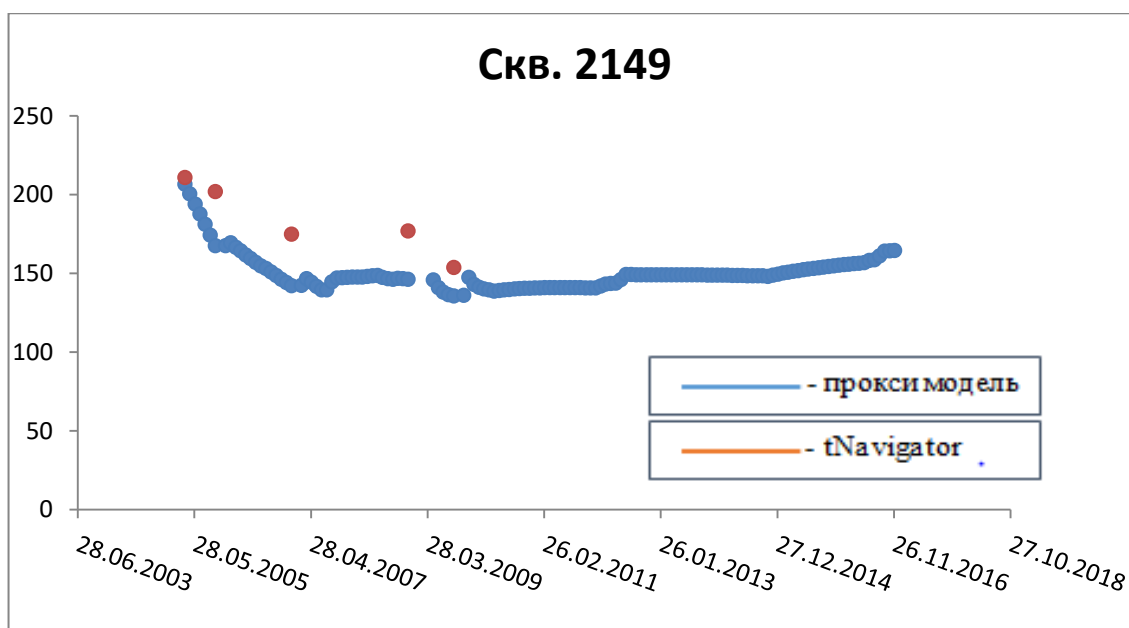


Рисунок 3.19 – Сравнение пластовых давлений для скважины 2149

Трехмерная синтетическая модель (63 скважины)

Для валидации разработанной модели, также, как и для предыдущей синтетической модели, использовался численный коммерческий симулятор tNavigator.

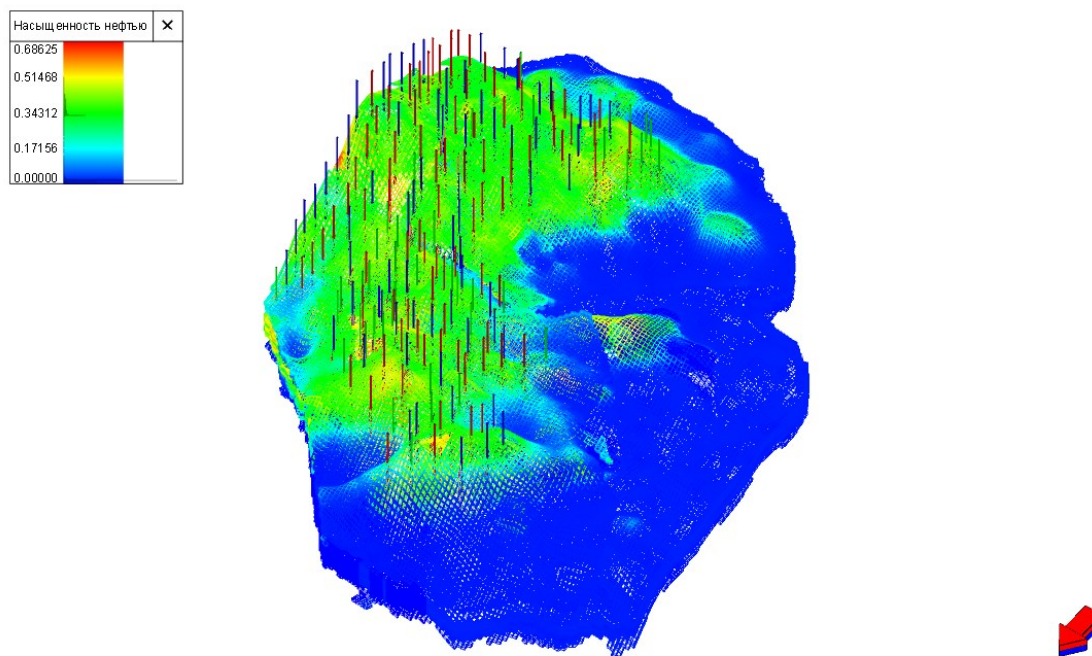


Рисунок 3.20 – Трехмерная синтетическая модель (63 скважины)

Был построен синтетический пример модели при следующих заданных параметрах (рисунок 3.20):

Количество скважин: 63,

Начальное пластовое давление $P_k=270$ атм,

Вязкость нефти $\mu_o=1.14$ сП,

Вязкость воды $\mu_w=0.3$ сП,

Давление насыщения $P_b=66.13$ атм,

Газосодержание нефти $R_s=50$ м³/м³.

Результаты тестирования

Выполнено тестирование адаптации разработанной модели на данные синтетической трехмерной модели путем сравнения пластового давления, рассчитанного в коммерческом симуляторе tNavigator компании RockFlowDynamics, с давлением, полученным в результате автоадаптации в инструменте КАРАТ.

На рисунке 3.21 представлено сравнение прогнозов добычи жидкости синтетического объекта разработки, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ.

Как видно из рисунка 3.21, прогноз значения добычи жидкости, полученные из модели КАРАТ и tNavigator, хорошо согласуются между собой. Расхождение после 2029 года связано с отключением скважин в tNavigator при достижении обводненности 99%.

На рисунке 3.22 представлено сравнение прогнозов добычи нефти синтетического объекта разработки, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ.

Прогнозные значения добычи нефти, полученные из модели КАРАТ и tNavigator, также хорошо согласуются между собой. Имеющиеся расхождения связаны с небольшими расхождениями в прогнозе обводненности (рисунок 3.23).

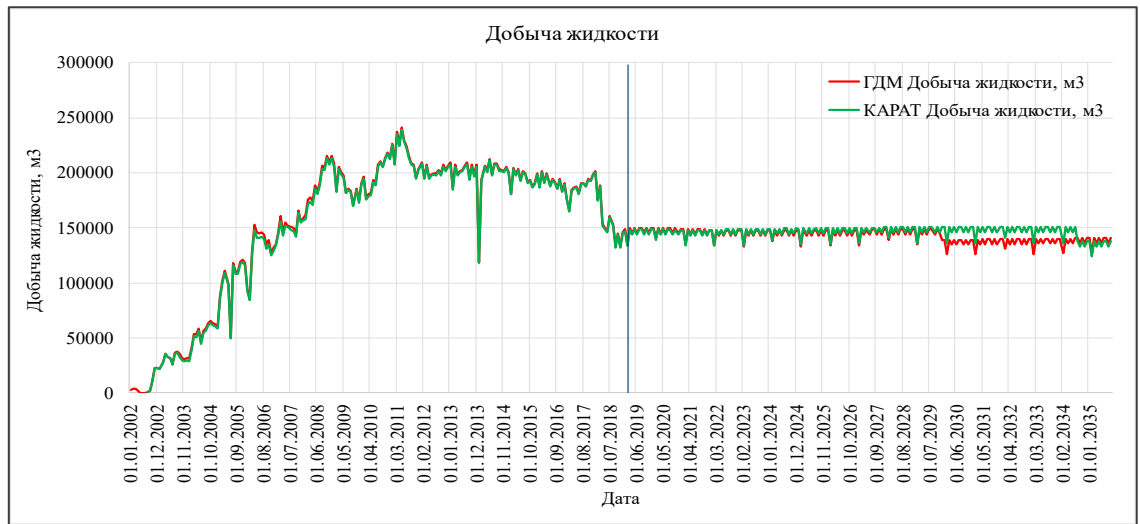


Рисунок 3.21 – Сравнение прогнозов добычи жидкости, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

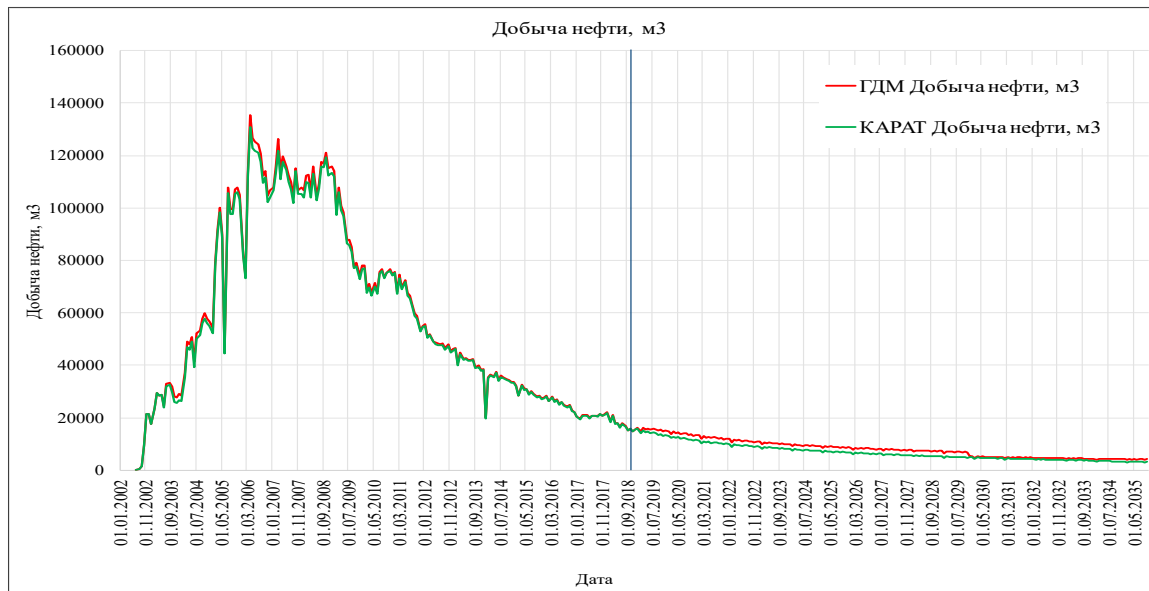


Рисунок 3.22 – Сравнение прогнозов добычи нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

На рисунке 3.24 представлено сравнение динамики пластового давления синтетического объекта разработки, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ.

Как видно из рисунка 3.24, динамики пластового давления, полученного из модели КАРАТ и tNavigator, хорошо согласуются между собой. При этом, относительная ошибка в отдельные месяцы достигает 10%.

Далее рассматривался поскважинный анализ прогнозной способности модели КАРАТ.

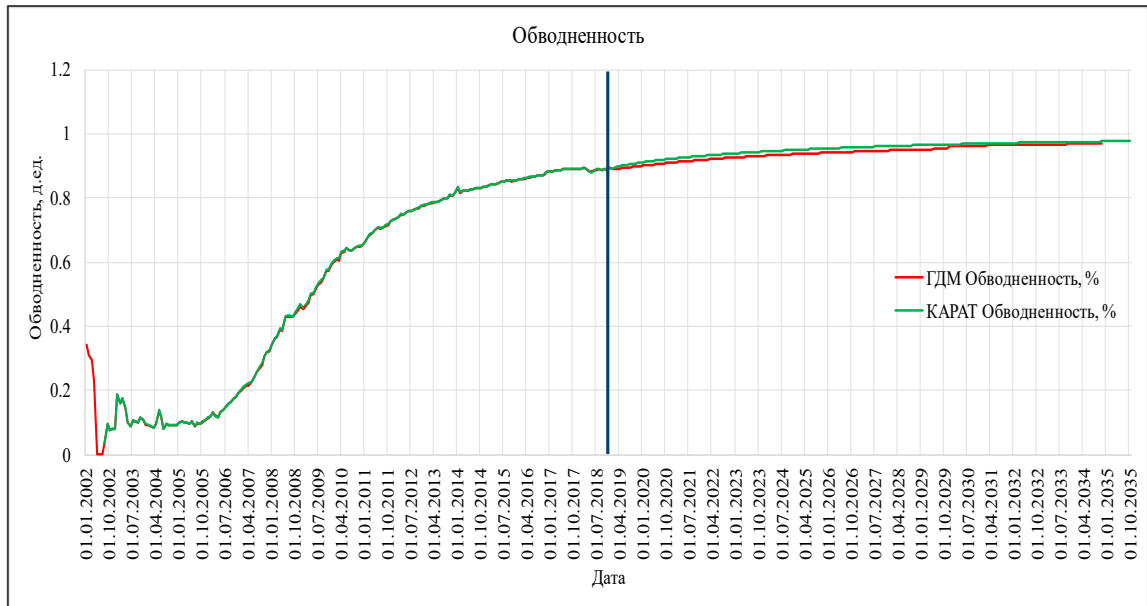


Рисунок 3.23 – Сравнение прогнозов обводненности, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

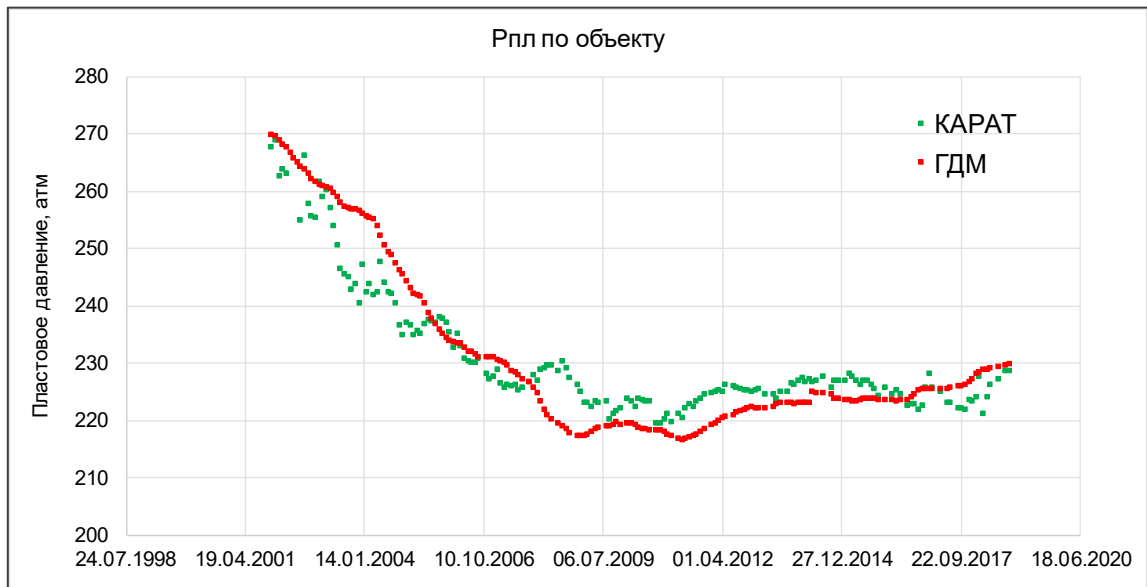


Рисунок 3.24 – Сравнение пластового давления, рассчитанного с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ

Для этих целей были построены кросс-плоты накопленной добычи жидкости и нефти за прогнозный период, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 6-й прогнозный месяц (рисунок 3.25).

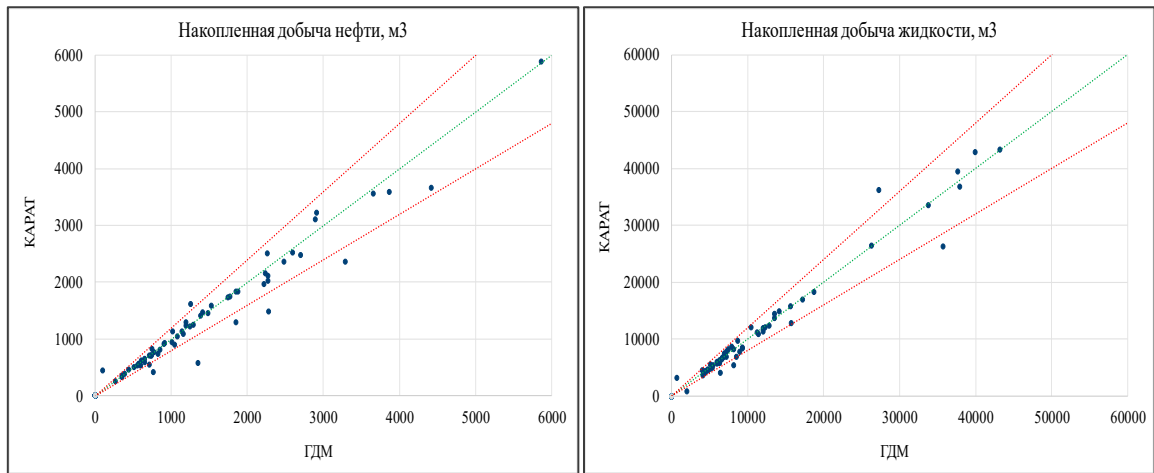


Рисунок 3.25 – Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 6-й прогнозный месяц

Также были построены кросс-плоты накопленной добыча жидкости и нефти за прогнозный период, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 12-й и 36-й прогнозный месяц (рисунок 3.26, рисунок 3.27).

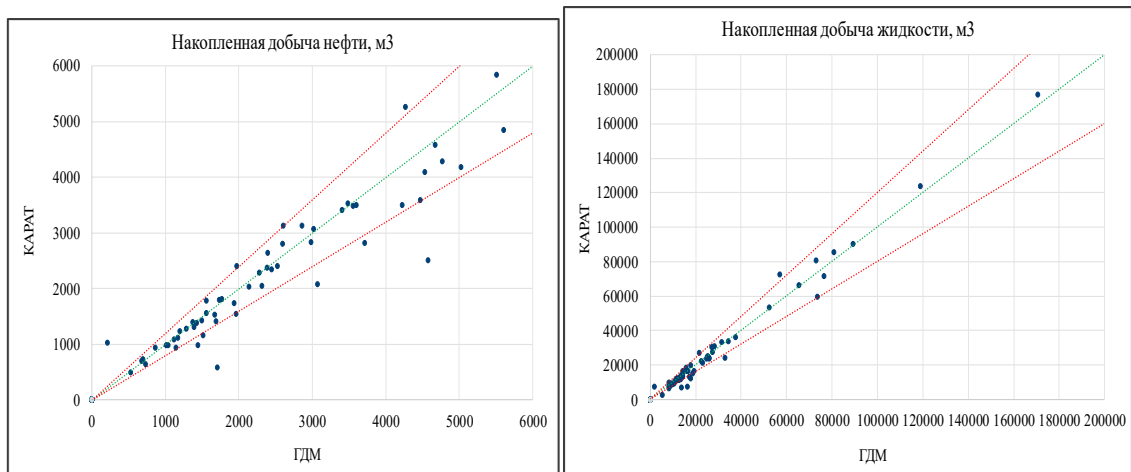


Рисунок 3.26 – Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 12-й прогнозный месяц

Как видно из рисунков 3.25, 3.26 и 3.27, значения накопленной добычи жидкости и нефти за прогнозный период, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента КАРАТ на 6-й, 12-й и 36-й прогнозные месяца, хорошо согласуются между собой. Для большинства скважин относительная ошибка не превышает 20%.

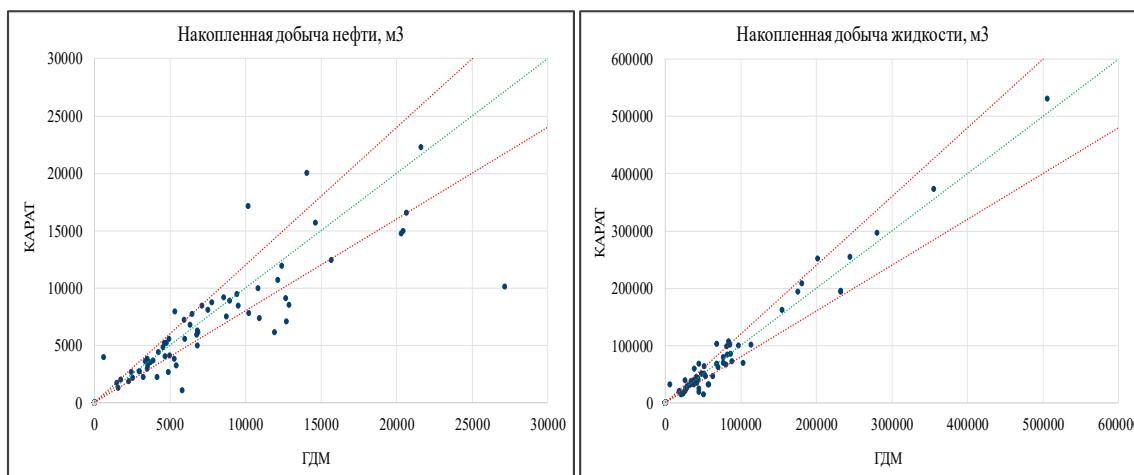


Рисунок 3.27 – Кросс-плоты дебитов жидкости и дебитов нефти, рассчитанных с помощью симулятора tNavigator и инструмента KARAT на 36-й прогнозный месяц

Процентная доля скважин, удовлетворяющих различным критериям относительной ошибки, для всех рассматриваемых периодов прогноза приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сравнение процентной доли скважин, удовлетворяющих различным критериям относительной ошибки

Накопленная добыча нефти, м3 (6-й месяц прогноза)					Накопленная добыча жидкости, м3 (6-й месяц прогноза)				
Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%	Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%
Общее количество скв., шт.	63				Общее количество скв., шт.	63			
Соответствует критерию, %	33	71	80	88	Соответствует критерию, %	51	77	86	90
Накопленная добыча нефти, м3 (12-й месяц прогноза)					Накопленная добыча жидкости, м3 (12-й месяц прогноза)				
Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%	Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%
Общее количество скв., шт.	63				Общее количество скв., шт.	63			
Соответствует критерию, %	29	57	71	79	Соответствует критерию, %	44	60	70	84
Накопленная добыча нефти, м3 (36-й месяц прогноза)					Накопленная добыча жидкости, м3 (36-й месяц прогноза)				
Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%	Отн. ошибка, %	<5%	<10%	<15%	<20%
Общее количество скв., шт.	63				Общее количество скв., шт.	63			
Соответствует критерию, %	0	32	49	55	Соответствует критерию, %	22	43	53	60

Как можно судить по полученным результатам, относительная ошибка накопленной добычи жидкости и накопленной добычи нефти увеличивается при увеличении длительности прогнозного периода. Однако, при длительности прогнозного периода до 12 месяцев относительная ошибка не превышает 20% для 80% рассматриваемых скважин.

3.4.2 Тестирование на реальных данных

Выполнено сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости [12].

На рисунке 3.20 и рисунке 3.21 представлены примеры сопоставления фактических и прогнозных значений дебита жидкости по скважинам одного из месторождений Западной Сибири.

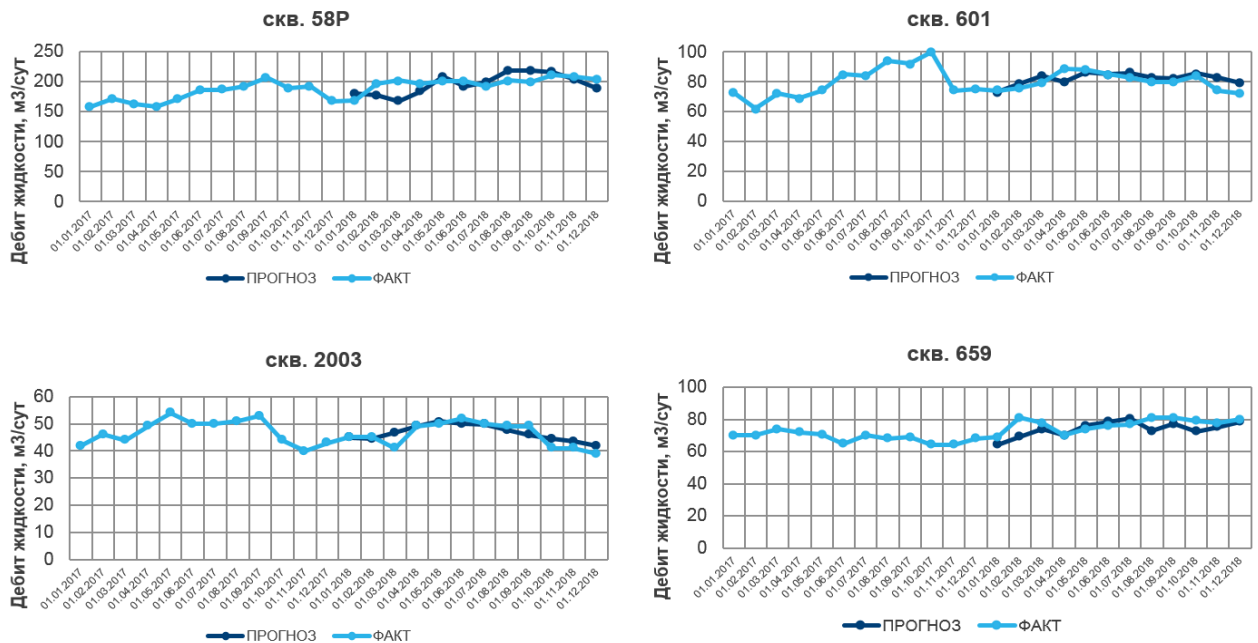


Рисунок 3.20 – Сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости

В результате анализа результатов ретроспективного прогноза на разработанной модели по нескольким сотням скважин относительная погрешность в расчетном дебите жидкости и нефти не превышает 10% для 90% скважин на горизонт расчета не более 1 года.

Разработанная модель КАРАТ имеет ряд методических ограничений:

- естественная или техногенная газовая шапка
- газоконденсатные и газовые объекты

- естественная мезо- и макротрещиноватость
- интенсификация разработки методами увеличения нефтеотдачи

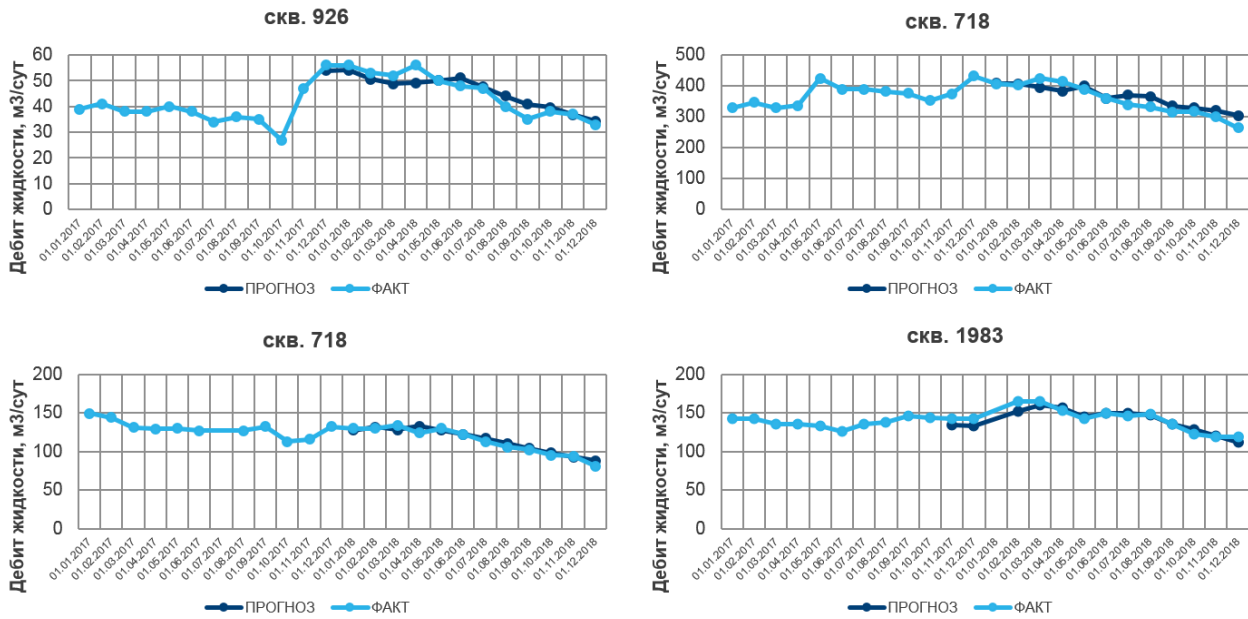


Рисунок 3.21 – Сравнение результатов ретроспективного прогноза разработанной модели с фактическими данными по дебиту жидкости

3.5 Инструмент поиска оптимальных решений при управлении разработкой нефтегазовых месторождений (ОптимА)

Методика оптимизации протестирована на одном из месторождений Западной Сибири компании «Газпром нефть».

На месторождении был применен ограниченный вариант предложенных рекомендаций по оптимизации – опытно-промышленные работы по ограничению приемистости на INJ-2 на 50%. Это позволило провести достаточно небольшие изменения в режимах, измерить динамику и, в зависимости от полученного результата, расширить или отказаться от проведенных мероприятий. Данный анализ может являться одним из ключевых моментов оценки эффекта полного закрытия скважины INJ-2. Эта скважина имеет ключевую роль в формировании системы заводнения в рассматриваемом регионе месторождения, и потому для полного её закрытия требуются серьёзные основания.

На рисунке 3.30 представлено снижение динамики добычи жидкости для двух областей месторождения, затронутой и незатронутой экспериментом (соответствующая обводненность для каждой области также отображена на этом

рисунке). Если мы повторим описанный выше процесс оценки, то обнаружим, что среднее уменьшение объема жидкости, добываемой в области эксперимента и остальной части месторождения, составляет 2197 м^3 и 27866 м^3 соответственно. Дебит жидкости в остальной области намного больше, чем соответствующий темп в области эксперимента (даже если мы учитываем нормировочный коэффициент, который в этом случае принимается равным 2.6). В связи с этим, было рассчитано, что рассматриваемая оптимизация может давать относительно небольшое увеличение объема производства жидкости, и мы оцениваем это увеличение примерно на 8522 м^3 . Учитывая, что обводненность в области эксперимента уменьшается несколько заметнее, чем в остальной части месторождения, данный результат может указывать на более высокую относительную добычу нефти для проектной оптимизации по отношению к общему подходу.

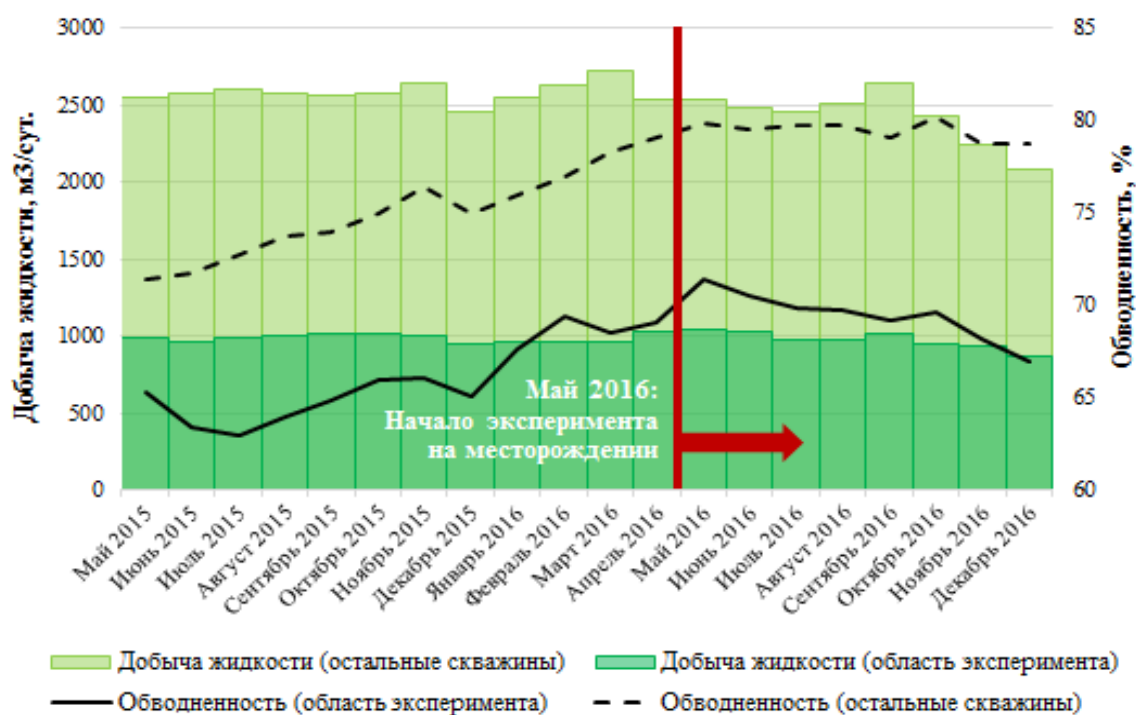


Рисунок 3.30 – Добыча жидкости и обводненность по «области эксперимента» (PRO-1...-5) и по остальным 14 добывающим скважинам месторождения

Показатели добычи нефти для двух областей месторождения показаны на рисунке 3.31. Чтобы оценить эффект по добыче нефти, аппроксимируем добычу нефти линейной зависимостью, которая часто является разумным приближением на коротких сроках (в том числе является аппроксимацией экспоненциального темпа падения, который в масштабах 1 года в данном случае не отличим от

линейного). С помощью такой оценки было вычислено, что среднее увеличение объема добычи нефти, произведенной по отношению к исходному уровню для области эксперимента и остальной части месторождения, составляет 2925 м³ и 2856 м³ соответственно. Если принять во внимание, что суммарная добыча нефти во второй области примерно в 1.9 раза больше, чем в первой, то получим эффект приблизительно равный 1388 м³ нефти.

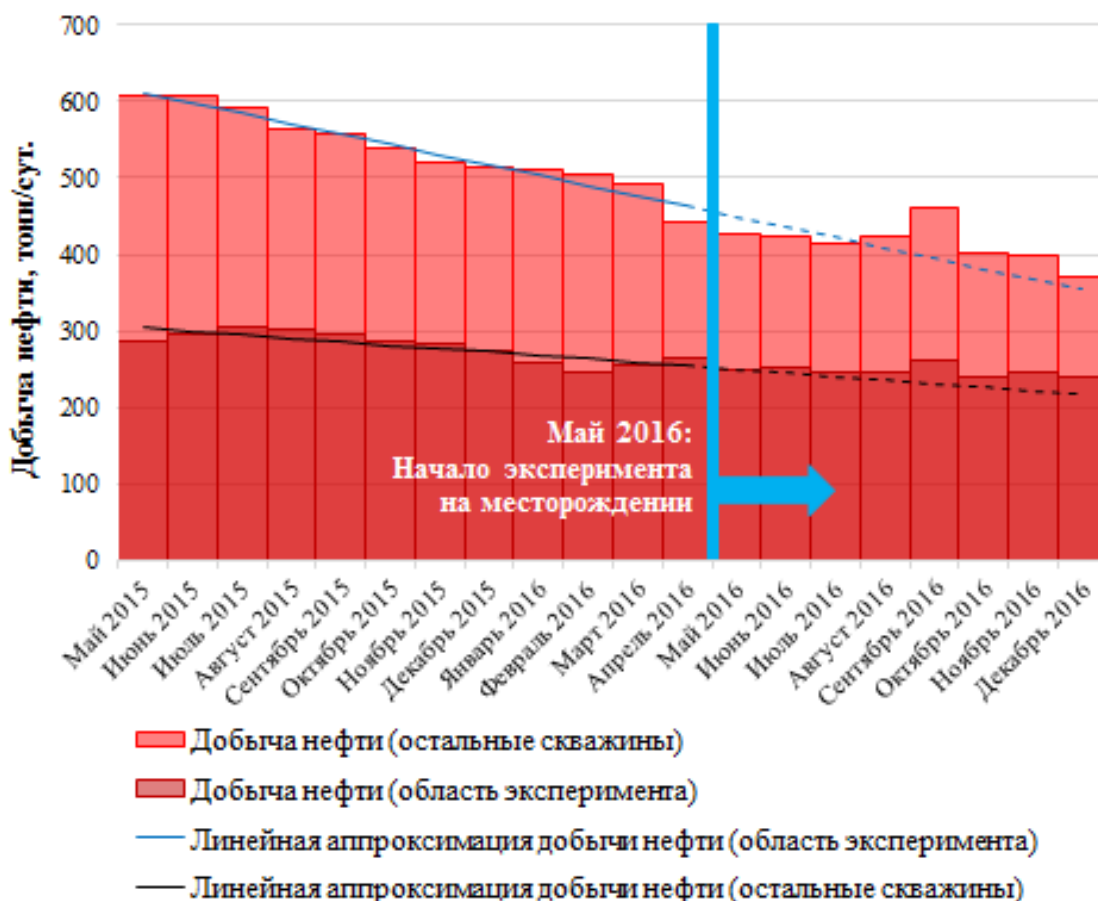


Рисунок 3.31 – Динамика добычи нефти для скважин «области эксперимента» (PRO-1,...-5) и для остальных 14 добывающих скважин месторождения

Линейный темп падения, который является хорошей аппроксимацией для небольшого периода времени, представлен для обеих групп скважин.

Результаты эксперимента показывают, что применение подхода, представленного в этой работе, представляется экономически целесообразным. Эффект от увеличения добычи нефти и сокращение расходов на закачку воды преобладает над более высокими затратами на подъем.

По результатам обобщения множественных синтетических расчетов и опыта апробации инструмента на нескольких реальных активах область применимости

инструмента предлагается определять исходя из соотношения потенциального эффекта, полученного с помощью гидродинамического симулятора, и погрешности модели по данным ретроспективного анализа, представленного на рисунке 3.32.

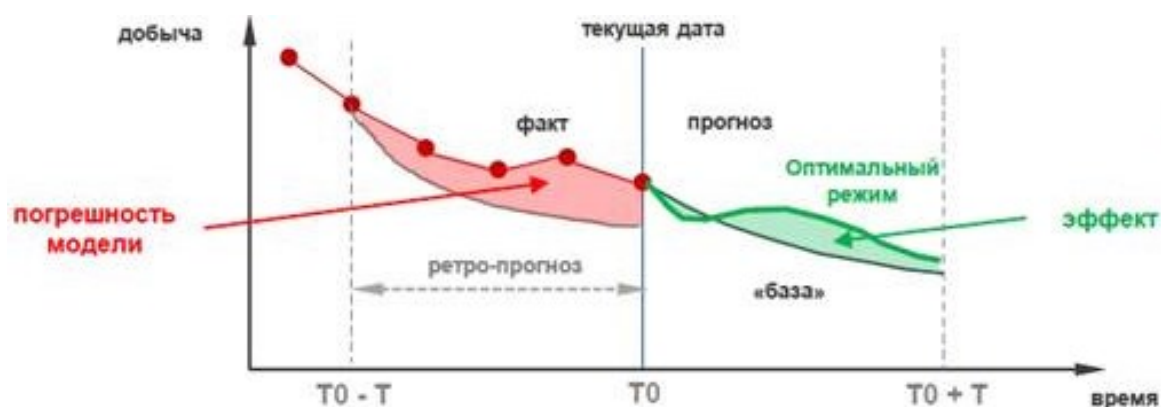


Рисунок 3.32 – Пример выделения эффекта и погрешности моделирования

Применение инструмента допустимо при выполнении условия, что прогнозный эффект превышает величину погрешности. В качестве контрольного времени при ретроспективном анализе и прогнозе эффекта рекомендуется брать период от 1 года до 3-х лет, в соответствии с решаемой задачей и значением средней пьезопроводности пласта.

Спектр решаемых задач приведен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Виды решаемых производственных задач

Задача	Применимость	Комментарий
Переводы в ППД	+	
Отключение скважин, вывод из бездействий	+	
Регулировка дебитов, приемистостей, забойных давлений	+	
ПВЛГ/ВНЛГ	+	Необходима одна модель на все пласты
Закачка газа, смешив. вытеснение	+	Необходима композиционная модель
ВНС,ЗБС,ЗБГС	+	См. КЗ: на этапе ретро-прогноза должны быть аналогичные мероприятия
Рефракты	+/-	Проще работать со статистикой
Кандидаты для ОПЗ	-	

3.6 Выстраивание иерархии инструментов нефтяного инжиниринга для принятия решений при проектировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей разного уровня детализации

Выбор размерности модели по пространству для принятия решений по управлению разработкой месторождений определяется не только уже рассмотренными в работе методическими критериями, но и технико-экономической целесообразностью. Так, на месторождениях с низкими подвижными остаточными запасами и значением обводненности скважинной продукции, близким к предельной, с точки зрения ресурсных затрат и потенциала управленческих решений нецелесообразно строить полномасштабную трехмерную гидродинамическую модель пласта в независимости от геолого-технологических факторов.

Для принятия решения о выборе размерности модели предлагается использовать критерии, приведенные на рисунке 3.33.

Рекомендуемый для актива тип модели определяется на основе его характеристик: строения пласта, запасов и качества данных. Прежде всего рассматривается потенциал экономического эффекта, т.е. актив должен иметь уровень добычи более 1500 т/сут, находиться на первой или второй стадиях разработки, а извлекаемые запасы должны составлять не менее 5 млн. т. Если данные критерии не выполнены, то рекомендуется использовать одну из прокси моделей, поскольку создание более сложных моделей нецелесообразно. В случае выполнения условий дальнейший выбор определяется качеством и полнотой данных, а также особенностью строения. Если отсутствует значительная часть данных об эксплуатации месторождения и/или его свойствах или нет уверенности в их достоверности, создание детальных моделей невозможно или не принесет дополнительной точности прогноза, поэтому также рекомендуется использовать прокси модель. С повышением качества данных на активе возможно создание и использование более сложных двухмерных и трехмерных моделей пласта, что позволит производить более детальное планирование мероприятий.

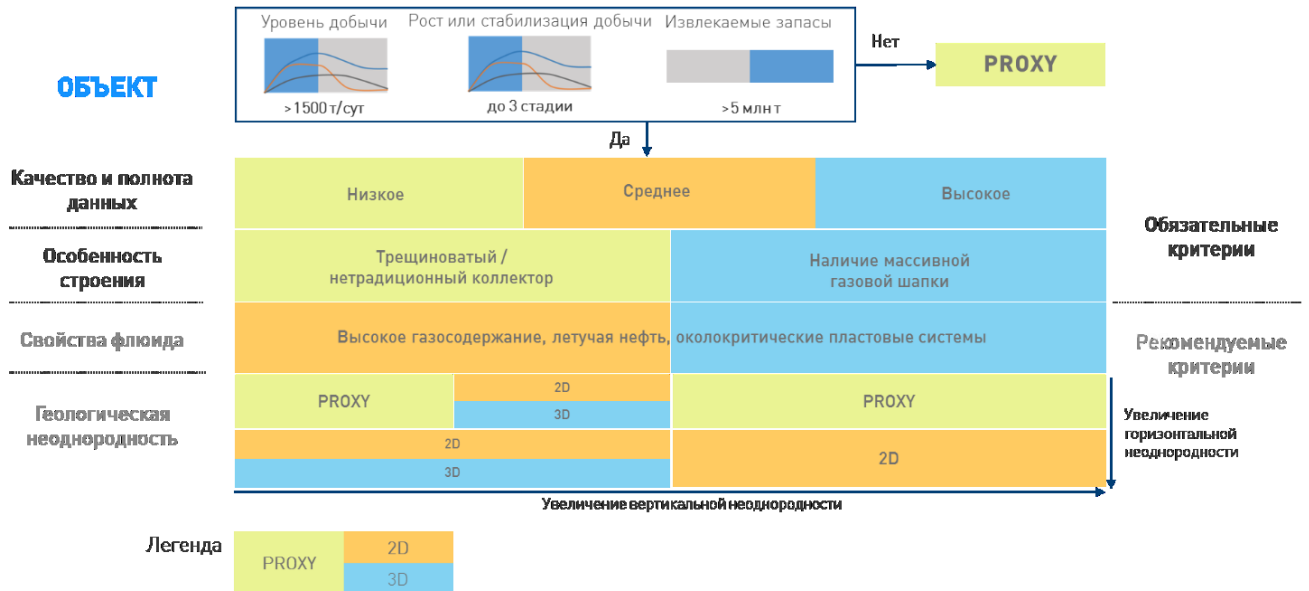


Рисунок 3.33 – Рекомендации по выбору размерности гидродинамической модели

На выбор типа модели также влияют особенности строения, свойства флюида и геологическая неоднородность. Для корректного моделирования трещиноватого или нетрадиционного коллекторов посредством ГГДМ необходим большой объем данных, результаты нестандартных исследований, а создание таких моделей является крайне трудоемкий процессом. Поэтому их использование рекомендуется только при наличии достаточного объема исследований пласта и временных ресурсов, в остальных случаях достаточно создания прокси модели. В случае наличия особенностей, как высокое газосодержание, газовая шапка околокритические пластовые системы, использование упрощенных моделей не рекомендуется, поскольку они не в состоянии учесть сложных эффектов фильтрации таких флюидов. В частности, при наличии газовой шапки следует использовать трехмерную модель, которая позволит корректно смоделировать трехфазную фильтрацию флюида и распределение давления по вертикали.

Также при выборе типа модели принимается во внимание геологическая неоднородность. Относительно однородный по всем направлениям коллектор может быть смоделирован при помощи прокси модели. Если наблюдается только горизонтальная неоднородность, достаточно двухмерной модели. При слабой вертикальной связности коллектора необходимо использовать детальную трехмерную модель пласта.

Для случаев, когда рекомендовано использование прокси моделей, сделано обобщение для рассмотренных в главах 0-3.4 прокси моделей пласта применительно к типовому набору решаемых на этапе добычи производственных задач с учетом исследований допущений и области применимости. Результаты обобщения приведены на рисунке 3.34.

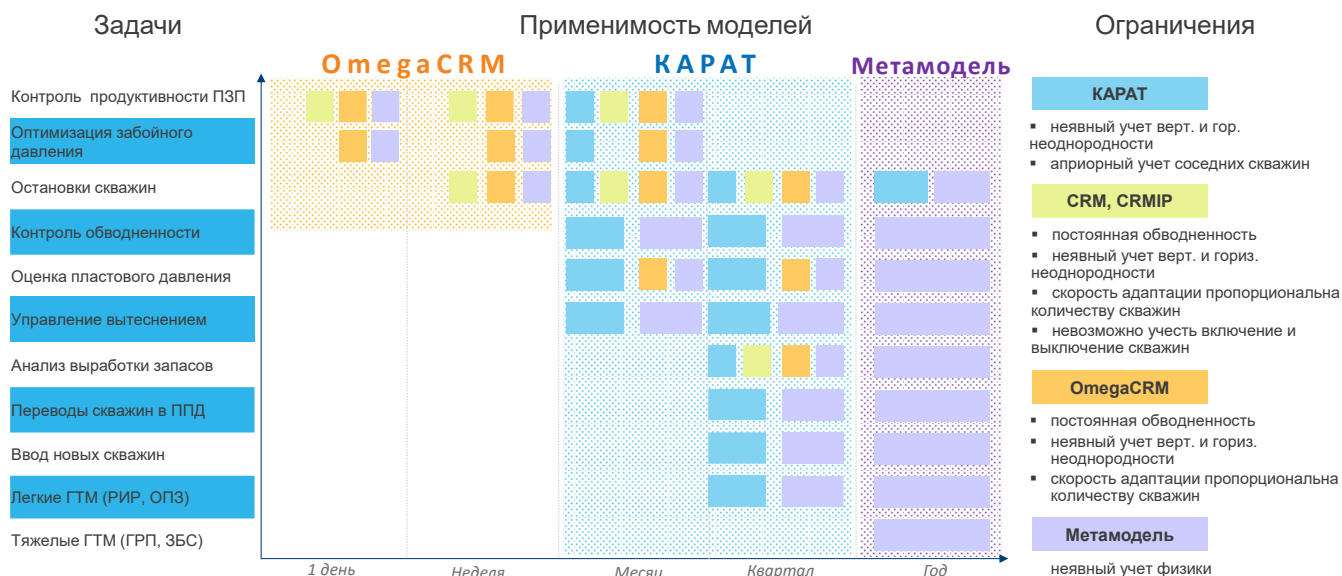


Рисунок 3.34 – Матрица применимости прокси моделей пласта

На палетке представлен потенциал применения прокси-моделей пласта для решения бизнес-задач на различном горизонте планирования.

Модель OmegaCRM, как модификация концепции, заложенной в CR модели позволяет решать задачи оперативного контроля работы скважин, контроль призабойной зоны пласта, а также проводить оценку пластового давления в ПЗП. Однако, длительность прогноза модели существенно зависит как от количества данных, так и от их частоты. Таким образом, например, настраивая модель на месячных данных, она сможет давать прогноз только с такой же дискретизацией по времени. Другим важным ограничением длительности прогноза является то, что модель не сможет работать при вводе новых скважин или переводе скважин в добычу, что перспективе нескольких месяцев не позволяет использовать модель без ее перенастройки. В модели OmegaCRM заложена однофазная модель, что не позволяет прогнозировать обводненность продукции, и предопределять моменты прорыва воды к добывающим скважин и невозможно даже косвенно определять выработку запасов. Кроме вышеизложенного, следует отметить, что модель не

позволяет учитывать в явном виде PVT-свойства, как и геологические характеристики.

Модель адаптивного материального баланса (КАРАТ) позволяет решать более широкий спектр задач. Так, например, за счет построения диаграмм Вороного есть возможность оценки выработки запасов и контроля процесса заводнения в построенных ячейках через определения коэффициента эффективности закачки для нагнетательных скважин и оценки эффективной нефтенасыщенности. Несмотря на то, что по своей сути модель однофазная, но построение характеристики вытеснения и определение насыщенностей при адаптации модели на фактические данные позволяет также прогнозировать обводненность продукции. Модель КАРАТ построена с учетом одномерного уравнения фильтрации, что позволяет учесть ввод новых скважин, по параметрам пласта определенных из процесса адаптации модели на исторические данные. Также при адаптации модели определяется динамика скин-фактора призабойной зоны пласта, что позволяет предлагать рекомендации по проведению ОПЗ и РИР на основе анализа получаемой динамики скин-фактора. Например, рост скин-фактора может говорить о необходимости проведения отчистки призабойной зоны пласта, а снижение о проявлении притоков из нецелевых интервалов и можно рекомендовать проведение РИР на конкретной скважине. Однако моделирование сложных изменения продуктивности скважин после тяжелых ГТМ невозможно, так в модель входит только скин-фактор закачивания, который, например, не позволяет достоверно моделировать ГРП. Другим важным ограничением является то, что модель не позволяет учитывать динамику добычи газа и газонасыщенность в пласте.

Метамодель пласта основа на аппроксимации с помощью нейросетевой модели решения дифференциальных уравнений в частных производных, которые определяют динамику основных характеристик пласта: пластовое давление и насыщенности трех фаз (нефть, газ и вода) на основе примеров расчетов гидродинамического симулятора. Модель позволяет в явном виде представить динамику изменения пластового давления и распределения насыщенностей во

времени, что дает возможность локализовать остаточные запасы и управлять процессом вытеснения. Кроме того, в метамодель входит аналитическая модель расчетов дебитов на основе полученных полей давления и насыщенностей, а также входной априорной информации о пласте и свойствах флюидов, что позволяет отслеживать динамику обводнённой и газовой фактор скважин. В модель дополнительно включена аналитическая поправка поля проницаемости для учета ГРП, а легкие ГТМ можно моделировать через задние измененного поля проницаемости или через скин-фактор. Основным минусом данной модели является то, что она построена на широком наборе статистики и в отдельных случаях может дать высокую ошибку. Второе важное ограничение – требуемый набор входных данных, а качество прогноза будет напрямую коррелировать с их количеством и качеством. Эту проблему решает дополнительный модуль автоматической адаптации на исторические данные, который представляет из себя преобразование исходных данных специальным линейным и нелинейным математическим оператором, однако высокое качество адаптации не гарантирует высокое качество прогноза и требует дополнительного ретроспективного анализа.

Реализованный на основе физико-математических моделей разного уровня детализации ансамбль инструментов для управления разработкой увязан в соответствии с ИГГДМ. Область применимости инструментов определена исходя из допущений и упрощений самих моделей, так и путем многократного всестороннего тестирования (как на синтетических, так и на реальных объектах) готовых инструментов и СППР [22,31,45,49]. Матрицы применимости корпоративных инструментов, в том числе представленных в диссертационной работе, представлены на рисунке 3.35.

Согласно рисунку 3.35 предлагается эксплуатационные объекты ранжировать на 3 группы.

Матрица 1 - ПДГГДМ (есть валидная постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель)							
Процесс / дискретность		Операционная, день		Среднесрочная, месяц		Долгосрочная, год	
		1	10+	1	3+	1	3
Планирование	Добыча			ПО График добычи	ЭРА:Терра (проект 500), модуль 6К-планирование		
	Проектные решения			ОптимА (на ПДГГДМ)			
Мониторинг и управление	ВНС	АРМ Диспетчер	МКО-ШТР	Рейтинг бурения ПДГГДМ		Рейтинг бурения ПДГГДМ	
	ГТМ			Автоподбор ГТМ ПДГГДМ			
	Воздействие на ПЗП	Инструмент для достижения потенциала базовой добычи					
	Базовая добыча, заводнение	Гибридная гидродинамическая модель Проактивный блочный анализ Инструмент для достижения потенциала базовой добычи ОптимА (на ПДГГДМ)					
	МУН (ВПП+)	Модуль ЭРА:ГРАД (+ПДГГДМ)					

Матрица 2 - сложные геологические условия (не позволяют адаптировать ПДГГДМ), отсутствуют приведенные в матрице 3 факторы							
Процесс / дискретность		Операционная, день		Среднесрочная,		Долгосрочная,	
		1	10+	1	3+	1	3
Планирование	Добыча			ПО График добычи	ЭРА:Терра (проект 500), модуль 6К-планирование		
	Проектные решения			NumEx (на элементе разработки)			
Мониторинг и управление	ВНС	АРМ Диспетчер	МКО-ШТР	Рейтинг бурения NumEx			
	ГТМ			Автоподбор ГТМ			
	Воздействие на ПЗП	Инструмент для достижения потенциала базовой добычи					
	Базовая добыча, заводнение	Гибридная гидродинамическая модель Проактивный блочный анализ Инструмент для достижения потенциала базовой добычи ОптимА (на прокси-моделях)					
	МУН (ВПП+)	Модуль ЭРА:ГРАД					

Матрица 3 - неverifiedируемые геолого-промысловые данные (не позволяют создать ПДГГДМ): многопластовые месторождения, с длительной историей эксплуатации (начало разработки ранее 2006 года), отсутствие надежных замеров скважинной продукции, пласты с массивной газовой шапкой, нефтяные оторочки, нетрадиционные коллектора							
Процесс / дискретность		Операционная, день		Среднесрочная, месяц		Долгосрочная, год	
		1	10+	1	3+	1	3
Планирование	Добыча			ПО График добычи	ЭРА:Терра (проект 500), модуль 6К-планирование		
	Проектные решения			NumEx (на элементе разработки)			
Мониторинг и управление	ВНС	АРМ Диспетчер	МКО-ШТР	Рейтинг бурения NumEx			
	ГТМ			Автоподбор ГТМ			
	Воздействие на ПЗП	Инструмент для достижения потенциала базовой добычи					
	Базовая добыча, заводнение	Гибридная гидродинамическая модель Проактивный блочный анализ Инструмент для достижения потенциала базовой добычи ОптимА (на прокси-моделях)					
	МУН (ВПП+)	Модуль ЭРА:ГРАД					

	- результаты расчетов валидны
	- большая часть результатов расчетов требует ручной проверки
	- большая часть результатов расчетов невалидна или требует корректировки

Рисунок 3.35 – Область применимости инструментов и моделей

В первую включены объекты, для которых существует валидная ПДГГДМ, обеспечивающая достоверность прогноза эксплуатационных параметров с ошибкой не более 10% (в дебите жидкости, нефти и приемистости) по 90% (и более) фонда скважин.

К данной категории относится не более 10% объектов разработки компании «Газпром нефть». В этом случае большинство инженерно-производственных задач, кроме планирования добычи, решается с помощью ПДГГДМ с использованием СППР, позволяющих автоматизировать большую часть пре-, постпроцессинга и автоматизированный запуск процесса моделирования для выполнения прогнозных

расчетов и поиска оптимальных/устойчивых сценариев разработки. Несмотря на то, что решение принимается по результатам численного моделирования, отдельные подзадачи решаются с помощью гидродинамических прокси моделей: составления рейтинга потенциальных мероприятий на месторождении, верификации эффектов от воздействия на пласт, кластеризации скважин/участков месторождений и др.

При этом из-за недостаточного охвата промысловыми исследованиями фонда скважин, характерного для большинства месторождений, избыточной сложности и низкой автоматизация инструментария пакетов моделирования для адаптации и настройки ГГДМ на практике становится принципиально невозможным подбирать рекомендации по целому ряду мероприятий исключительно на основе ПДГГДМ, даже если качество исходных данных и адаптации позволяет добиться отличной сходимости расчетных показателей разработки по скважинам с фактическими. К таким мероприятиям относятся кислотные обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), повторная перфорация или повторный гидроразрыв пласта, циклическое заводнение, сложные методы увеличения нефтеотдачи (с несколькими видами сложных механизмов воздействия на пласт) и другие способы, направленные на восстановление гидродинамической связности ствола скважины с пластом или связанные с трудно воспроизводимыми физико-химическими процессами в распространенных пакетах ГГДМ.

Для данной категории актуальны ограничения, характерные в целом для численного моделирования, которые были рассмотрены в главе 1 данной работы.

Например, использование СППР ОптимА на одном из месторождений позволило составить программу мероприятий по оптимизации закачки и добычи в 4-х месячный срок, при этом непосредственный поиск эффективных мероприятий с помощью оптимизационных алгоритмов занял около 2-х месяцев и потребовал расчета более 1000 сценариев разработки актива. При этом аналогичная инженерная работа без использования инструмента ОптимА требует не менее 10 месяцев, а итоговый вариант разработки месторождения обеспечивает меньший прирост NPV и не предполагает полученного прироста добычи. Тем не менее, даже

продолжительность цикла расчетов в 2 месяца не обеспечивает дискретность, требуемую для решения целого ряда производственных задач: подбор мероприятий по воздействию на ПЗП, выравниванию профилю приемистости (ВПП) на нагнетательных скважинах и др.

Во вторую категорию определены объекты, по которым существующие ГГДМ не обеспечивают требуемых критериев достоверности прогноза эксплуатационных показателей в силу сложности геологического строения подземных резервуаров. При этом принципиально создание постоянно действующей геолого-гидродинамической модели (ПДГГДМ) по таким объектам возможно, но нецелесообразно с точки зрения соотношения критериев: ограниченная возможность применения ПДГГДМ (вследствие, например, огромного количества ячеек, требуемого для корректного описания высокой геологической неоднородности строения пласта) дополнительная ценность от использования ПДГГДМ, затрачиваемые ресурсы.

Большая часть объектов разработки, относящихся к данной категории, характеризуются крайне высокой латеральной и/или вертикальной неоднородностью строения и расчлененностью коллектора, характерный размер которых может быть кратно меньше геометрических размеров ячеек, а процедура апскейлинга приводит к значительным погрешностям расчетов. Принятие большинства производственных решений на таких объектах возможно с помощью гидродинамических прокси моделей, описанных в главе 0. Для геологически сложных объектов оправдано использование гидродинамических прокси моделей, которые за счет более явного использования апостериорных эксплуатационных зависимостей зачастую позволяют описать процесс фильтрации в поровом пространстве со сложной структурой, для адекватного воспроизведения которого даже в геологической модели недостаточно априорной информации, получаемой по результатам полевых и промысловых исследований. Для данной группы объектов достоверность прогноза эксплуатационных характеристик на реализованных прокси моделях сопоставима по точности, а иногда и превосходит результаты численного моделирования.

Вид прокси модели выбирается в соответствии с областью применимостью и ограничениями, приведенными в описании к каждой модели и осуществляется, в зависимости от инструмента, автоматически или вручную, в соответствии с нормативно-методическими рекомендациями компании.

К третьей группе отнесено большинство месторождений на поздних стадиях разработки компании, по которым, помимо существенных неопределенностей в геологическом строении подземного резервуара, наблюдается существенные погрешности, неясности и, зачастую, длительные пропуски в замерах эксплуатационных параметров скважин. Таким образом изначально некорректно поставленная задача (наряду с большинством обратных задач в нефтяном инжиниринге) адаптации ПДГГДМ становится в большей степени процессом творческим, и финальные реализации адаптированных ГГДМ, несмотря на формальное достижение метрик сходимости в ходе процедуры *history matching*, могут приводить к расхождению в прогнозах дебита жидкости и нефти по скважинам в десятки и даже сотни процентов относительно друг друга и фактических значений.

Помимо перечисленных к осложняющим факторам относятся: многопластовые скважины на месторождении без технологий одновременно-раздельной эксплуатации, история эксплуатации более 10-15 лет (до массового внедрения глубинных датчиков замеров давления на приеме насосов УЭЦН), разработка в условиях динамично меняющихся газовых факторов без замерных установок, обеспечивающих достоверные замеры в широком диапазоне объемных соотношений жидких и газовых фаз и др.

Для объектов разработки, относящихся к этой группе, использование реализованных прокси моделей является единственным способом обоснованно, с количественной оценкой и при этом своевременно решать производственные задачи с соблюдением принципов нефтяного инжиниринга. Своевременность предоставления решения привязана к длительности циклов принятия решений в рамках конкретных бизнес-процессов, что определяет нижний порог к дискретности предоставления решений – 1 неделя. Время поиска оптимального

сценарного расчета для любой из разработанных прокси моделей по любому эксплуатационному объекту компании не превышает 5 дней.

Также для лицензионных объектов компании «Газпром нефть» была выполнена увязка нефтегазовых месторождений/пластов в соответствии с представленной матрицей и в виде методических рекомендаций доведена до инженерно-геологических служб компании.

Корректность и обоснованность разработанных методик, подходов и программных продуктов подтверждается сопоставлением с результатами ретроспективного анализа, сравнения прогнозных эксплуатационных значений с фактическими данными, а также фактами успешно проведенных геолого-технических мероприятий, подобранных с использованием полученных моделей и на основе рекомендаций оптимизационных алгоритмов.

3.7 Выводы по главе 3

Реализованный на основе физико-математических моделей разного уровня детализации ансамбль инструментов для управления разработкой увязан в соответствии с ИГГДМ. Область применимости инструментов определена исходя из допущений и упрощений самих моделей, так и путем многократного всестороннего тестирования (как на синтетических, так и на реальных объектах) готовых инструментов и СППР. В данной главе представлены матрицы применимости корпоративных инструментов, в том числе представленных в диссертационной работе.

ГЛАВА 4 ВНЕДРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ И ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ

Инструменты внедрены в составе линейки корпоративного программного обеспечения и доступны для работы на большинстве добывающих предприятиях компании «Газпром нефть». Апробация всех моделей и алгоритмов выполнена как на различных синтетических кейсах, так и на реальных месторождениях. В режиме опытно-промышленной и промышленной эксплуатации на основе разработанных инструментов принимаются решения на десятках месторождениях: Вынгапуровском, Шингинском, Приобском, Крапивинском и др.

4.1 Интегрированная численно-аналитическая модель «Скважина+пласт»

Прототип программного модуля используется инженерами компании «Газпром нефть» преимущественно для обоснования оптимального типоразмера УЭЦН и расчета профиля добычи на нестационарном режиме на этапе проектирования разработки месторождения. Например, расчет на модуле «Прямая задача» одной из скважин Приобского месторождения позволил бы выполнить подбор оптимального типоразмера насоса и добыть дополнительно около 270 тонн нефти (за первые два месяца эксплуатации), что эквивалентно 1.3 млн. руб. чистой прибыли.

Также инструмент применяется при прогнозе динамики изменения эксплуатационных показателей в виде функциональной зависимости дебита и забойного давления на планируемых к бурению скважинах на этапе проектирования разработки нефтегазовых месторождениях. Использование данной модели при технико-экономическом обосновании позволяет получить динамику промысловых параметров, приближенную к реальной: уровень добычи, изменение забойного давления, время достижения целевого забойного давления и др.

4.2 Гибридная физико-математическая модель пласта (OmegaCRM)

Запланирован большой объем работы по доработке представленных, а также разработке новых перспективных методик. Описанные в работе алгоритмы планируется реализовать в виде промышленной версии программного модуля, который будет использоваться на производстве для помощи в принятии решений

по управлению разработкой месторождений и интеграции во внедренные инструменты поиска оптимальных решений при управлении разработкой.

Поскольку, распределение фаз между скважинами и его динамика – неизмеримые локальные в пласте параметры, нелинейно зависящие от всей предыстории добычи и с существенным взаимовлиянием скважин, необходимо строить модели, способные в неявном или явном виде моделировать в своей структуре подобную динамику.

Одним из приоритетных вариантов развития является сочетание методов чистого машинного обучения с физическими моделями, которые в явном виде решают дифференциальные уравнения, описывающие многофазную фильтрацию в пористых средах.

Важно, что подобные модели должны обучаться на большом множестве скважин, причем для этих скважин должно быть достаточно разнообразных сценариев истории, чтобы модель могла выявить необходимые и возможные зависимости динамики фазового состава. С учётом сложности выполнения данного требования видится необходимым обучение подобных моделей на большом объёме синтетических данных, генерируемых с помощью традиционных гидродинамических симуляторов. В необходимости применения гидродинамических симуляторов для обучения моделей, которые как будто бы должны заменить эти симуляторы в решении задач оптимизации разработки, нет противоречия, поскольку обученные таким образом модели будут на порядки быстрее решать прогнозные задачи и, таким образом, могут быть гораздо эффективнее использованы для решения оптимизационных задач, в которых качество решения напрямую зависит от возможности быстрой оценки большого количества сценариев.

4.3 Псевдодвумерная модель блока разработки – проактивный блочный анализ

Разработанная методика и инструмент прогноза динамики показателей разработки позволяет перейти от реактивного управления к проактивному по большинству текущих активов компании.

Реализованные в виде инструмента алгоритмы способствуют решению ряда важнейших задач в управлении базовой добычей: минимизации потерь добычи нефти по причинам снижения пластового давления и продуктивности ПЗП добывающих скважин, диагностике роста обводненности опережающими темпами и повышению энергоэффективности путем снижения непроизводительной закачки. Результаты апробации на пилотном месторождении свидетельствуют о снижении потерь добычи нефти по геологическим причинам на 2-4%.

Инструмент внедрен и используется с различным шагом по времени на текущих активах компании «Газпром нефть».

4.4 Псевдодвумерная модель элемента разработки – инструмент для достижения потенциала базовой добычи (КАРАТ)

Реализованная линейка инструментов в виде систем СППР позволяет решать ряд важнейших задач в управлении базовой добычей: минимизации потерь добычи нефти по причинам снижения пластового давления и продуктивности ПЗП добывающих скважин, диагностике роста обводненности опережающими темпами и повышению энергоэффективности путем снижения непроизводительной закачки.

Разработанная методика и инструмент поскважинного прогноза динамики показателей разработки позволил перейти от реактивного анализа к проактивному по большинству текущих активов компании. В ходе опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) системы выполнены расчеты по более 20000 скважинам 100 месторождений компании. По результатам ОПЭ оценен потенциальный эффект от реализации проекта – снижение потерь добычи нефти по геологическим причинам на 10-40% и сокращение непроизводительной закачки на 5-10%. Автоматизация процесса позволяет перераспределить до 60% трудозатрат с рутинных операций на детальное обоснование планируемых работ.

Инструменты реализованы в виде корпоративных ИТ-решений и используются сотрудниками геологических служб добывающих дочерних обществ компании «Газпром нефть».

4.5 Инструмент поиска оптимальных решений при планировании и управлении разработкой нефтегазовых месторождений (ОптимА)

Реализованы опытно-промышленные работы по реализации и верификации оптимального варианта разработки. Получено подтверждение экономической и добычной эффективности, что позволило перейти к масштабному внедрению технологии на активах компании «Газпром нефть». На примере ряда месторождений показана валидность и корректность разработанного подхода, приведены примеры рекомендованных мероприятий и результатов их применения на практике. Так, в рамках решения задачи поиска оптимального варианта разработки на одном из активов компании был произведен расчет более 5000 сценариев. В результате был найден вариант, обеспечивающий снижение OPEX на 20% при сохранении добычи нефти в перспективе трех лет, позволяющий вывести чистый денежный поток по месторождению в положительную зону. Предложенный вариант включает проведение мероприятий по отключению скважин и переводам в ППД на более чем 50% фонда.

Внедрение и подтверждение оптимального варианта разработки выполняется путем проведения комплексов ОПР. Ранжирование и определение порядка их проведения выполнено с использованием алгоритма декомпозиции оптимального варианта разработки. Два ОПР были запущены в 2017 году и подтвердили прогнозные показатели по экономическим показателям и дополнительной добыче нефти. В ходе 2018 года запущено 3 последующих ОПР с непрерывным контролем плановых и фактических показателей по скважинам.

Таким образом, при помощи инструментов компьютерного моделирования и численной оптимизации удалось найти наиболее эффективный сценарий разработки, подтвердить достижение заявленных показателей на месторождении и начать реинжиниринг актива.

Разработанные алгоритмы поиска оптимального технико-экономического решения могут быть использованы не только для оптимизации решения на основе полномасштабных трехмерных гидродинамических моделей. Выполнены тестовые работы по применению разработанного инструмента на физико-математических

моделях разного уровня детализации: секторных трехмерных, двухмерных на основе нерегулярных сеток и рассмотренных в данной работе феноменологических гидродинамических моделях.

Разработанный инструмент в настоящий момент находится на этапе внедрения и тиражирования на основных добывающих дочерних обществах компании.

4.6 Выводы по главе 4

Инструменты внедрены в составе линейки корпоративного программного обеспечения и доступны для работы на большинстве добывающих предприятиях компании «Газпром нефть». Апробация всех моделей и алгоритмов выполнена как на различных синтетических кейсах, так и на реальных месторождениях. В режиме опытно-промышленной и промышленной эксплуатации на основе разработанных инструментов принимаются решения на десятках месторождениях, например, на Вынгапуровском, Шингинском, Приобском, Крапивинском и ряде других.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно - квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи – повышение эффективности разработки нефтяных месторождений за счет использования полученной системы автоматизированного анализа и контроля текущего состояния нефтяного месторождения.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Разработанный ансамбль гидродинамических моделей пласта и инструментов позволяет получать устойчивые и обоснованные рекомендации по оптимизации управления активом в условиях геологических и технологических неопределенностей нефтегазовых активов.

2. Разработана интегрированная численно-аналитическая модель притока к скважине, позволяющая решать ряд важнейших инженерных задач в области контроля и анализа разработки месторождений. Применение данного инструмента особенно актуально на низкопродуктивных месторождениях, для которых характерна низкая проницаемость, применение высокотехнологичных способов заканчивания скважин и высокая доля механизированного фонда.

3. Разработана оригинальная гибридная физико-математическая модель на основе CRM-модели и алгоритма идентификации нелинейной динамической системы через рекуррентные нейронные сети (RNN). Показана приемлемая достоверность прогноза эксплуатационных показателей на реальных месторождениях Западной Сибири. Модель требует развития и доработки для учета резервуарных и промысловых событий и дальнейшего внедрения в ансамбль инструментария ИГГДМ.

4. Разработана методика проактивного управления разработкой на уровне блоков и ячеек заводнения. Разработанная модель для прогноза динамики показателей разработки позволяет перейти от реактивного анализа к проактивному. Реализованные в виде инструмента алгоритмы способствуют решению ряда важнейших задач в управлении базовой добычей: минимизации потерь добычи

нефти по причинам снижения пластового давления и продуктивности ПЗП добывающих скважин, диагностике роста обводненности опережающими темпами и повышению энергоэффективности путем снижения непроизводительной закачки.

5. Разработана методика проактивного контроля достижения геологического потенциала базовой добычи на уровне элементов разработки. Разработанный для управления добычей месторождений инструмент позволяет в автоматизированном режиме предсказывать и оценивать снижение добыч на добывающих скважинах, а также рекомендовать мероприятия на добывающем и нагнетательном фонде для предотвращения потенциальных геологических потерь.

6. Разработан и апробирован алгоритм для поиска оптимальных технико-экономических решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений на основе физико-математических моделей разного уровня детализации.

7. Разработанные масштабируемая методика и инструмент для поиска оптимальных решений при оптимизации разработки нефтегазовых месторождений в условиях геолого-технологических неопределенностей технико-экономических ограничений позволяют находить устойчивые решения по управлению активом на основе моделей разного уровня детализации.

8. В результате исследований и апробации разработанных инструментов моделирования и оптимизации управления разработкой определены области применимости, ключевые управляющие параметров и критерии устойчивости результатов моделирования, формализованные в виде рекомендательных шаблонов применения моделей и инструментов разного уровня детализации по пространству с учетом решаемой задачи и геолого-технологических условий на нефтегазовом активе.

9. Реализованный на основе ИГГДМ ансамбль инструментов нефтяного инжиниринга, предназначенный для управления разработкой, за счет систематизации, оригинально примененных методов математического анализа и методической формализации процесса принятия решений позволяет существенно повысить эффективность принимаемых решений при кратном сокращении

трудозатрат инженерно-геологических подразделений. Достоверность результатов расчетов в разработанных моделях сопоставима с точностью численного ГГДМ в условиях фактических погрешностей в исходных данных и неопределенностей в геолого-технологических параметрах и позволяет принимать производственные решения на основе корпоративных СППР. При этом скорость вычислений с помощью реализованных инструментов позволяет искать оптимальное или лучшее комплексное решение по активу путем мультивариативного расчета сценариев разработки месторождения в актуальные для производственных служб сроки: для типового объекта разработки время расчета на прокси моделях не превышает 3 рабочих дней, поиск оптимального решения на основе трехмерной ГГДМ – 1 месяца.

10. Выводы формализованы в виде методических указаний и рекомендаций для инженерного и управляющего состава сотрудников компании «Газпром нефть».

11. Дальнейшим приоритетным направлением развития разработанных методик, моделей и СППР для управления пластом представляется их адаптация и встраивание в инструментарий для интегрированного моделирования в связке с симуляторами скважины, инфраструктуры по закачке, сбору и подготовке углеводородов и воды, для которых существующие ограничения в скорости расчета (на некоторых активах время расчета занимает несколько недель) и достоверности прогноза (с учетом взаимовлияния погрешностей в различных узлах моделей) являются еще более явно выраженными и критичными. Без развития этого направления маловероятным видится переход к полноценному управлению от потенциала всеми типами активов в нефтегазовых компаниях.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВНЛГ – возврат на нижележащий горизонт

ВНС – ввод новой скважины

ВПП - выравнивание профиля приемистости

ГГДМ – геолого-гидродинамическая модель

ГД – гидродинамический

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГРП – гидроразрыв пласта

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ЗБС – зарезка бокового ствола

ЗБГС – зарезка бокового горизонтального ствола

КВД – кривая восстановления давления

КИН – коэффициент извлечения нефти

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

ОПР – опытно-промышленные работы

ПБА – проактивный блочный анализ

ПДГГДМ – постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

ППД – поддержание пластового давления

ПЗП – призабойная зона пласта

РИР – ремонтно-изоляционные работы

СДФ – средний действующий фонд

СППР – система поддержки принятия решений

ИГГДМ – иерархии геолого-гидродинамических моделей

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ЧДД – чистый дисконтированный доход

CRM – модели, основанные на принципе резистивно-емкостного представления резервуара

RNN – рекуррентная нейронная сеть

INSIM – модель численного межскважинного взаимодействия

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Афанасьева, Н.М. Параллельное численное моделирование фильтрации / Афанасьева Н.М., Васильева М.В., Колесов А.Е. // Издательско-полиграфический комплекс СВФУ, учебное пособие, Якутск, 2011.
2. Анджукаев, Ц.В. Интегрированная численно-аналитическая модель «скважина+пласт» для решения прямой обратной задачи притока к скважине / Анджукаев Ц.В., Маргарит А.С., Ситников А.Н., Пустовских А.А. // Нефтяное хозяйство, 2015, №7, С. 88 – 91.
3. Байков, В.А. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков, Р.М. Жданов, Т.И. Муллагалиева, Т.С. Усманов // Нефтегазовое дело, 2011, №1, С. 84-98.
4. Байков, В.А. Мониторинг разработки месторождений с использованием иерархии моделей в программном комплексе «РН-КИН» / В.А. Байков, С.А.Рабцевич, И.В. Костригин, А.В. Сергейчев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (выпуск 35). – С. 14 – 17.
5. Билинчук, А.В. Разработка и внедрение инструмента для достижения потенциала добычи / А.В. Билинчук, Ф.Ф. Халиуллин, А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.С. Маргарит, **И.А. Жданов**, Ц.В. Анджукаев // Нефтяное хозяйство, 2016, №12, С. 84 – 86.
6. Боганик, В.Н. Методы оперативного обобщения промыслово-геофизической информации // М.: Изд-во "Недра", 1983.
7. Боганик, Г.Н. Сейсморазведка / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич // Учебник для вузов, Тверь, Изд-во АИС, 2006.
8. Ван дер Поль, Б. Операционное исчисление на основе двустороннего преобразования Лапласа / Б. Ван дер Поль, Х. Бремер // М.: Издательство иностранной литературы, 1952. – 507 с.
9. Веселов, С.В. Интенсификация добычи нефти: технико-экономические особенности методов // 2007, С. 23 – 25.

10. Дейк, Л.П., Практический инжиниринг резервуаров // Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.
11. Демьянов, В. Геостатистика. Теория и практика / В. Демьянов, Е. Савельева // М.: Наука, 2010.
12. Жданов, И.А. Результаты апробации прокси-модели пласта для оптимизации заводнения на примере пласта X Вынгапуровского месторождения / **И.А. Жданов**, А.М. Алексеева, А.С. Маргарит, Ф.Ф. Халиуллин, А.Р. Шарифов, М.И. Цареградская, А.В. Григорьев // Ргонефть. Профессионально о нефти, 2019, № 2, С. 16 – 20.
13. Жданов, И.А. Исследование области применимости псевдодвумерной модели пласта КАРАТ / **И.А. Жданов**, И.А. Бригаднов // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия «Естественные и технические науки», 2020, № 8, С. 63 – 72.
14. Жданов, И.А. Псевдодвумерная модель элемента разработки нефтяного месторождения / **И.А. Жданов**, И.А. Бригаднов // Перспективы науки, 2020, Т. 131, № 8, С. 98 – 103.
15. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование // М.: ООО ИПЦ "Маска", 2009.
16. Калининкова, М.В. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин / М.В. Калининкова, Б.А. Головин, К.Б. Головин // Саратов, Изд-во при СГУ им. Н.Г. Чернышевского, 2011.
17. Косентино, Л. Системные подходы к изучению пластов // М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007. — 400 с.
18. Костригин, И.В. Адаптивная технология управления процессом заводнения / И.В. Костригин, И.Ф. Хатмуллин, Е.И. Хатмуллина // Матер. Росс. техн. нефтегаз. конф. и выст. SPE 138055. М., 2010. – С. 1213 – 1226.
19. Костригин, И.В. Программный комплекс «РН-КИН»: история создания, развития и внедрения / И.В. Костригин, Т.Г. Загуренко, И.Ф. Хатмуллин

// Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (выпуск 35). – С. 4 – 7.

20. Костригин, И.В. Экспресс метод оценки энергетического и ресурсного потенциала нефтяных залежей в ходе заводнения / И.В. Костригин, И.Ф. Хатмуллин, Е.И. Хатмуллина, А.Г. Загуренко, Т.Г. Загуренко // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 39 – 41.

21. Кузин, И.Г. Итерационная схема согласования карт продуктивностей и полей давления с использованием параметров технологического режима / И.Г. Кузин, И.Ф. Хатмуллин, И.В. Костригин // Матер. II научно-исслед. конф. молодых учёных, Уфа, 2008. – С. 60 – 63.

22. Ларичев, О.И. Системы поддержки принятия решений. Современное состояние и перспективы их развития / О.И. Ларичев, А.Б. Петровский // Итоги науки и техники. Сер. Техническая кибернетика. — Т.21. М.: ВИНТИ, 1987, с. 131—164, http://www.raai.org/library/papers/Larichev/Larichev_Petrovsky_1987.pdf

23. Латыпов, А.Р. Комплексный подход при планировании проведения гидродинамических исследований скважин и геолого-технических мероприятий / А.Р. Латыпов, А.Г. Загуренко, А.Я. Давлетбаев, Т.С. Усманов, И.В. Костригин, Р.И. Абдуллин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 57 – 64.

24. Леонтьев, Н.Е. Основы теории фильтрации // М.: Издательство ЦПИ при механико-математическом факультете МГУ, 2009.

25. Рабцевич, С.А. Выбор системы разработки месторождений с использованием программного комплекса «РН-КИН» / С.А. Рабцевич, А.Ф. Колонских, И.В. Костригин, Р.Х. Мустафин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2014. – № 2 (выпуск 35). – С. 8 – 13.

26. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00, 2000, Москва, МинТопЭнерго.

27. Сараев, А.Д. Системный анализ и современные информационные технологии / А.Д. Сараев, О.А. Щербина // Труды Крымской Академии наук. —

Симферополь: СОНАТ, 2006. — С. 47-59,

http://matmodelling.pbnet.ru/Statya_Saraev_Shcherbina.pdf

28. Силич, В.А. Построение информационной системы поддержания принятия решений при выборе вида геолого-технического мероприятия на нефтедобывающей скважине / В.А. Силич, В.П. Комагоров, А.О. Савельев, А.А. Алексеев // Доклады ТУСУРа, 2011.

29. Ситников, А.Н. Проактивный блочный анализ разработки месторождений / А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.Ю. Шеремеев и др. // ПРОнефть. — 2016. — № 1. — С. 60–67.

30. Сыртланов, В.Р. К вопросу об автоматизации инженерных методик адаптации гидродинамических моделей нефтяных месторождений / В.Р. Сыртланов, С.В. Сыртланова, И.Н. Санников, К.Н. Иксанов // Вестник ЦКР Роснедра, 2011.

31. Терелянский, П. В. Системы поддержки принятия решений. Опыт проектирования: монография // ВолгГТУ. — Волгоград, 2009. — 127 с.

32. Фанчи, Д.Р. Интегрированный подход к гидродинамическому моделированию // М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. — 256 с.

33. Филиппов, Д.Д. Гидродинамическое моделирование сложнопостроенных коллекторов на динамической адаптивной РЕВІ-сетке / Д.Д. Филиппов, Б.В. Васекин, Д.А. Митрушкин // ПРОНЕФТЬ. Научно технический журнал «ГАЗПРОМ НЕФТИ». – 2017. – № 4(6).

34. Хасанова, А.Д. Системный анализ и современные информационные технологии / А.Д. Хасанова, А.Д. Сараев, О.А. Щербина // Труды Крымской Академии наук. — Симферополь: СОНАТ, 2006. — С. 47-59.

35. Хасанов, М.М. Моделирование процессов нефтегазодобычи: нелинейность, неравновесность, неопределенность // Москва/Ижевск.: Институт компьютерных исследований, 2004, 386 стр. стр. 53-56.

36. Хасанов, М.М. Оценка энергетического состояния пласта с учётом данных по проведению текущих ремонтных работ в скважинах / М.М. Хасанов,

И.В. Костригин, И.Ф. Хатмуллин, Е.И. Хатмуллина // Матер. IX научно-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». Посёлок Небуг, Краснодарский край, 2009. – С. 47 – 48.

37. Хасанов, М.М. Учёт данных по проведению текущих ремонтных работ на скважинах для оценки энергетического состояния пласта / М.М. Хасанов, И.В. Костригин, И.Ф. Хатмуллин, Е.И. Хатмуллина // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 52 – 55.

38. Хатмуллин, И.Ф. Адаптивная схема расчёта карт изобар / И.Ф. Хатмуллин, Р.К. Мухамедшин, И.В. Костригин, И.Г. Кузин // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 62 – 65.

39. Хатмуллин, И.Ф. Построение прокси-модели прогноза технологических параметров разработки месторождения / И.Ф. Хатмуллин, Р.К. Мухамедшин, И.Г. Кузин, И.В. Костригин // Матер. VIII научно-практ. конф. «Геология и разработка месторождений с трудно извлекаемыми запасами». Посёлок Небуг, Краснодарский край, 2008. – С. 53 – 54.

40. Шелепов, В.В. Новые технологии повышения нефтеотдачи в проектных документах ЦКР Роснедр по УВС // Бурение и Нефть, 2011, с. 6-8.

41. Щелкачѳв, В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2ч. // М. Нефть и газ, 1995.

42. Albertoni, A. L. L. (2003). Inferring connectivity only from well-rate fluctuations in water floods // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – April 27. – DOI:10.2118/174052-MS. SPE, 83381.

43. Altaheini, S. Addressing Capacitance Resistance Modeling Limitations and Introducing a New Practical Formulation // (2015).

44. Altaheini, S. A. A.-T. Introducing a New Capacitance-Resistance Model and Solutions to Current Modelling Limitations // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – September 26-28.– DOI:10.2118/181311-MS.

45. Alter, S. L. Decision support systems: Current practice and continuing challenges // Reading, Massachusetts: Addison-Wesley Publishing Co., 1980, 316 pp.

46. Audet, C. Analysis of generalized pattern searches / Audet, C. and Dennis Jr., J.E. // *SIAM Journal on Optimization*. – 2002. – №13(3), – C. 889–903.
47. Babin, V. Efficient Brownfield Optimization of a Reservoir in West Siberia / V. Babin, O. Ushmaev, N. Glavnov, R. Yaubatyrov, D. Echeverria Ciaurri, M. Golitsyna, A. Pozdnev, A. Semenikhin // *EAGE* – 2017. – April 24. – DOI: 10.3997/2214-4609.201700259.
48. Bengio, Y. S. P. Learning long-term dependencies with gradient descent is difficult // *IEEE Transactions on Neural Networks*. – 1994. – March. – DOI: 10.1109/72.279181.
49. Bonczek, R.H. Foundations of Decision Support Systems / R.H. Bonczek, C. Holsapple, A.B. Whinston // New York: Academic Press. – 1981. – DOI:10.1016/C2013-0-10396-0.
50. Cao, F. Development of a Fully Coupled Two-phase Flow Based Capacitance Resistance Model (CRM) / F. Cao, H. Luo & L.W. Lake // *Society of Petroleum Engineers*. – 2014. – April 12.– DOI::10.2118/169485-MS.
51. Cho, K. B. V. On the properties of neural machine translation: Encoder-decoder approaches // *Proceedings of SSST-8, Eighth Workshop on Syntax, Semantics and Structure in Statistical Translation*. – 2014. – October 25.– arXiv: 1409.1259.
52. Chung, J. G. C. Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modelling // *NIPS 2014 Workshop on Deep Learning*. – 2014. – December.– arXiv: 1412.3555.
53. Dietz, D.N. Determination of Average Reservoir Pressures from Build Up Surveys // *JPT*. – 1965. – August. – C. 955-959.
54. Doublet, L.E. Decline curve analysis using type curves – analysis of oil well production data using material balance time: application to field cases / L.E. Doublet, P.K. Pande, T.J. McCollum, T.A. Blasingame // *Society of Petroleum Engineers*. – 1994. – DOI:10.2118/28688-MS.
55. Dykstra, H. The Prediction of oil Recovery by Waterflooding / H. Dykstra, R.L. Parsons // *Secondary Recovery of oil in the united States, API* – 1948 – May.

56. Eberhart, R.C. A new optimizer using particle swarm theory / R.C. Eberhart, J. Kennedy // Proceedings of the Sixth International Symposium on Micromachine and Human Science. – 1995. – October 4-6. – C. 39–43.
57. Echeverría Ciaurri, D. Application of derivative-free methodologies to generally constrained oil production optimization problems / D. Echeverría Ciaurri, O.J. Isebor, and L.J. Durlofsky // International Journal of Mathematical Modelling and Numerical Optimisation. – 2011. – №2(2) . – C. 134–161.
58. El-Khatib, N. A. Waterflooding Performance in Inclined Communicating Stratified Reservoirs // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1.– DOI:10.2118/126344-MS.
59. Galeev, D. Criteria and Techniques of Waterflooding Adjustment for Brownfield (Russian) / D. Galeev, R. Dadalko & A. Potapov // Society of Petroleum Engineers. – 2014. – October 14.– DOI:10.2118/171150-RU.
60. Gentil. The use of multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods: Physical Meaning of the Regression Coefficients // MSc Thesis. – (2005).
61. Gladkov, A. Streamlines for the Target Injection Calculation in Complex Field Conditions / A. Gladkov, D. Kondakov, R. Gareev, M. Belyanushkina, A. Lvov & I. Arsenevsky // Society of Petroleum Engineers. – 2013. – October 15.– DOI:10.2118/166874-MS.
62. Grinestaff, G.H. Waterflood Pattern Allocations: Quantifying the Injector to Producer Relationship with Streamline Simulation // Society of Petroleum Engineers. – 1999. – January 1.– DOI:10.2118/54616-MS.
63. Gringarten, A.C. The Use of Source and Green's Function in Solving Unsteady – Flow Problems in Reservoirs / A.C. Gringarten, H.J. Jr. Ramey // Society of Petroleum Engineers. – 1973. – October.– DOI: 10.2118/3818-PA.
64. Guo, Z. A. R. A Physics-Based Data-Driven Model for History Matching, Prediction and Characterization of Waterflooding Performance // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – February 20-22. – DOI: 10.2118/182660-MS.
65. Heffer, K. R. F. Novel techniques show links between reservoir flow dimensionality, earth stress, fault structure and geomechanical change in mature

waterfloods // Society of Petroleum Engineers. – 1997. – July. – DOI: 10.2118/30711-MS.

66. Holanda. Capacitance Resistance Model in a Control Systems Framework: a Tool for Describing and Controlling Waterflooding Reservoirs // MSc Thesis, (2015).

67. Horchreiter, S. J. S. Long short-term memory // Neural Computation.– 1997. – C. 1735-1780.

68. Izgec, O. Optimizing Volumetric Sweep Efficiency in Waterfloods by Integrating Streamlines, Design of Experiments, and Hydrocarbon Curves / O. Izgec, M. Sayarpour & G. M. Shook // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1.– DOI:10.2118/132609-MS.

69. Jansen, F. M. K. Non-stationary estimation of reservoir properties using production data // Society of Petroleum Engineers. – 1997. – DOI:10.2118/38729-MS.

70. Kaviani. Interwell Connectivity Evaluation from Wellrate Fluctuations: a Waterflooding Management Tool // PhD thesis, (2009).

71. Kaviani. Estimation of Interwell Connectivity in the Case of Fluctuating Bottomhole Pressures // Society of Petroleum Engineers. – 2008. – November 3-6. – DOI: 10.2118/117856-MS.

72. Kennedy, J. Particle swarm optimization / J. Kennedy and R.C. Eberhart // Proceedings of IEEE International Joint Conference on Neural Networks. – 1995. – 1942–1948.

73. Kim, T. H. Infill Well Location Selection Procedures in Lost Hills Using Machine Learning / T.H. Kim, D.J. Crane, E.F. Grijalva // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – April22-26 – DOI: 10.2118/190101-MS.

74. Lee, K.-H. A Multivariate Autoregressive Model for Characterizing Producer-producer Relationships in Waterfloods from Injection/Production Rate Fluctuations / K.-H. Lee, A. Ortega, N. Jafroodi, & I. Ershaghi // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1. – DOI: 10.2118/132625-MS.

75. Lee, K. A. O. A method for characterisation of flow units between injection-production wells using performance data // Society of Petroleum Engineers. – 2008. – 29 March-4 April – DOI: 10.2118/114222-MS.

76. Ling, K. Theoretical Bases of Arps Empirical Decline Curves / K. Ling, J. He // Society of Petroleum Engineers. – 2012. – January 1. – DOI:10.2118/161767-MS.
77. Mackay, W. A Recurrent Neural Network for Modelling Dynamical System // (2002).
78. Margarit, A. Optimization of oil field development process based on existing forecast model / A. Margarit, V. Lushpeev // Journal of Applied Engineering Science, 16(2), 544, 391 - 397. – DOI:10.5937/jaes16-17218.
79. Munoz, M. A. Improved Oil Recovery Through Unsteady Waterflooding Conditions - Cyclic Waterflooding Application in Tiguino Field, Ecuador / M.A. Munoz, M.V. Rivadeneira // Society of Petroleum Engineers. – 2016. – April 11-13. – DOI: 10.2118/179612-MS.
80. Nakutnyy, P. Analysis of Waterflooding Through Application of Neural Networks / P. Nakutnyy, K. Asghari, A. Torn // Petroleum Society of Canada – 2008. – June 17-19. – DOI: 10.2118/2008-190.
81. Nelder, J.A.R. A Simplex Method for Function Minimization / J.A.R. Nelder, R. Mead // Computer Journal – 1965 – vol 7 – pp 308—313.–DOI: 10.1093/comjnl/7.4.308.
82. Nguyen. Capacitance Resistance Modeling for Primary Recovery, Waterflood and Water-CO₂ Flood // PhD thesis, (2012).
83. Ojo, K.P. Dynamic Material Balance Equation and Solution Technique Using Production and PVT Data / K.P. Ojo, D. Tiab, S.O. Osisanya // Petroleum Society of Canada. – 2006. – March 1. – DOI:10.2118/06-03-03.
84. Onwunalu, J. Application of a particle swarm optimization algorithm for determining optimum well location and type / J. Onwunalu and L.J. Durlofsky // Computational Geosciences. – 2010. – №14. – C. 183–198.
85. Panda, M. A. C. An integrated approach to estimate well interactions // Society of Petroleum Engineers. – 1998. – February 17-19. – DOI: 10.2118/39563-MS.
86. Refunjol, B. Reservoir Characterization of North Buck Daw field based on tracer response and production/injection analysis // MSc Thesis, University of Texas, Austin. – (1996).

87. Rezapour, A. Reservoir Waterflooding System Identification and Model Validation with Injection/Production Rate Fluctuations / A. Rezapour, A. Ortega, I. Ershaghi // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – April 27. – DOI:10.2118/174052-MS.
88. Rueda, J.I. Investigating Applicability of Vogel's IPR for Fractured Wells / J.I. Rueda, A. Zakharov // Society of Petroleum Engineers. – 2005. – April 16-19. – DOI:10.2118/94252-MS.
89. Sayarpour. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods // PhD Thesis. – (2008).
90. Sayarpour, M. C. K. Field Applications of Capacitance-Resistive Models in Waterfloods // Society of Petroleum Engineers. – 2008. – September 21-24. – DOI:10.2118/114983-MS.
91. Soroush. Interwell Connectivity Evaluation Using Injection and Production Fluctuation Data // PhD Thesis, (2014).
92. Stehfest, H. Algorithm 368, Numerical Inversion of Laplace Transforms // Communication of the ACM. –1970. – January. – №13. –C. 47-49.
93. Sun, J. Comparison of Decline Curve Analysis DCA with Recursive Neural Networks RNN for Production Forecast of Multiple Wells / J. Sun, X. Ma, M. Kazi // Society of Petroleum Engineers. – 2018 – April. –DOI:10.2118/190104-MS.
94. Thiele, M. R. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows / M.R. Thiele, R.P. Batycky & D.H. Fenwick // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – January 1. – DOI: 10.2118/118608-JPT.
95. Torczon, V. On the convergence of pattern search algorithms // SIAM Journal on Optimization. –1997. – № 7(1), C. 1–25.
96. Van Essen, G. Hierarchical long-term and short-term production optimization / G. Van Essen, P.M.J. Van den Hof and J.D. Jansen // Society of Petroleum Engineers. – 2011. – March. – DOI: 10.2118/124332-PA.
97. Van Everdingen, A.F. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoir / A.F. Van Everdingen, W. Hurst // AIME. – 1949. – 186. – C. 305-324.

98. Weber, L.C. The Applicability of Waterflooding in the Appalachian Basin / L.C. Weber, D.C. Freeman // Society of Petroleum Engineers. – 1998. – November 9-11. – DOI: 10.2118/51088-MS.
99. Weber. The Use of Capacitance-Resistive Models to Optimize Injection Allocation and Well Location in Water Floods // PhD Thesis. – (2009).
100. Williams, G.J.J. Top-Down Reservoir Modelling / G.J.J. Williams, M. Mansfield, D.G. MacDonald, M.D. Bush // Society of Petroleum Engineers. – 2004. – September. – DOI:10.2118/89974-MS.
101. Yousef. Investigating Statistical Techniques to Infer Interwell Connectivity from Production and Injection Rate Fluctuations // PhD Thesis, (2006)
102. Zhao, H.Z.K. INSIM: A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application // Society of Petroleum Engineers. – 2015. – February 23-25. – DOI:10.2118/89974-MS.
103. Zhdanov, I.A. A tool for achieving the base production potential / **I.A. Zhdanov**, Ts.V. Andzhukaev, A.S. Margarit, A.A. Pustovskikh // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference – 2017.