

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



Патрушев Илья Игоревич

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ
НЕФТЕДОБЫЧИ НА ОСНОВЕ ТРЕХМЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ МНОГОФАЗНОЙ
ФИЛЬТРАЦИИ**

Специальность 05.13.18 – Математическое моделирование,
численные методы и комплексы программ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Персова Марина Геннадьевна
доктор технических наук, профессор

Новосибирск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 Конечноэлементное моделирование изотермической многофазной фильтрации с учетом многокомпонентности фаз.....	17
1.1 Математическая модель изотермической многофазной фильтрации .	17
1.2 Вычислительная схема численного расчета нестационарного многофазного потока	19
1.3 Группирование конечных элементов и модифицированный алгоритм расчета перетоков фаз.....	23
1.4 Моделирование технологии ПАВ-полимерного заводнения	27
Выводы по главе 1.....	32
ГЛАВА 2 Математические модели для оптимизации нефтедобычи.....	33
2.1 Метод автоматизированной оптимизации нефтедобычи	33
2.2 Схема алгоритма построения оптимальных планов нефтедобычи	39
2.3 Методика построения оптимальных моделей нефтедобычи.....	45
Выводы по главе 2.....	58
ГЛАВА 3 Программный комплекс моделирования и оптимизации нефтедобычи	60
3.1 Общие сведения и схема программного комплекса.....	60
3.2 Подсистема автоматизированной оптимизации нефтедобычи	66
Выводы по главе 3.....	73
ГЛАВА 4 Вычислительные эксперименты	75
4.1 Верификация и анализ эффективности процедуры группирования конечных элементов.....	75
4.2 Апробация разработанного метода оптимизации добычи с применением разных типов заводнений на синтетической модели месторождения высоковязкой нефти	81

4.3 Ретроспективная оптимизация плана разработки месторождения М1 Республики Татарстан.....	106
4.4 Перспективная оптимизация плана разработки месторождения М2 Республики Татарстан.....	117
Выводы по главе 4.....	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	132
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	134
Приложение А Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ	148
Приложение Б Акт внедрения результатов диссертационной работы.....	152

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

Оптимизация режимов работы скважин является важным этапом в полном цикле работ по цифровому сопровождению разработки нефтяных месторождений [1–5].

На практике особенную сложность для оценки экономических рисков и построения долгосрочных прогнозов представляют месторождения со сложным строением коллектора и большим количеством активных скважин. Как правило, за длительную историю своей разработки при использовании традиционных (вторичных) технологий нефтедобычи [6–10], когда в коллектор вкачивается в качестве замещающего агента вода, в основном с целью поддержания пластового давления, месторождение сильно заводняется, и для дальнейшего извлечения нефти необходимо переходить к третичным методам увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта [7,11], например, химическим, таким как полимерное и ПАВ-полимерное заводнение [12–16]. На этапе перехода к применению новых, ранее не используемых при разработке конкретного месторождения технологий, ставится задача оценки экономической выгоды их применения. Поэтому актуальной является разработка методов и программного обеспечения автоматизированной оптимизации процесса нефтедобычи при различных способах заводнения.

Современные программные комплексы численного 3D-моделирования процессов многофазной фильтрации в пористой среде широко используются при разработке нефтегазовых месторождений [5,17–21]. Сложное строение коллекторов требует создания эффективных вычислительных схем, позволяющих проводить расчеты для моделей реальных месторождений с большим числом слоев, сильной неоднородностью среды и с большим количеством работающих скважин и зон перфораций.

Построение цифровых гидродинамических моделей месторождений, как правило, осуществляется путем решения соответствующих обратных задач [21–27]. Дополнительную информацию при построении цифровых моделей можно

получить с использованием геофизических методов [28–32]. Цифровые гидродинамические модели используются для решения задач оптимизации управления разработки месторождений [1,33,34]. Успешность, а иногда и сама возможность решения таких важных для практики задач во многом зависит от эффективности вычислительных схем, применяемых при решении прямых задач. Так для решения задачи фильтрации используют конечно-разностные [35–38] и конечно-объемные численные схемы [39–43]. В частности, такие подходы используются в широко распространенных коммерческих симуляторах, таких как ECLIPSE (Schlumberger) [44], Tempest MORE (Roxar) [45], tNavigator (Rock Flow Dynamics) [46] и других. Однако эти подходы не лишены недостатков при моделировании процессов многофазной фильтрации в сложных неоднородных высококонтрастных средах, что отмечено в работах [41,43]. Также в литературе предлагается использовать различные модификации метода конечных элементов (многомасштабные и гибридные методы) и векторный метод конечных элементов [47–53]. Но вычислительные затраты данных методов при решении ориентированных на практику задач нефтедобычи со сложной (многослойной латерально неоднородной) структурой среды и большим числом действующих скважин могут быть очень велики. Таким образом, является актуальным создание новых вычислительных схем моделирования многофазной фильтрации, ориентированных на решение реальных задач.

Проблема снижения вычислительных затрат особенно актуальна при решении задач синтеза оптимального управления разработкой, когда в процессе оптимизации требуется решать большое количество соответствующих прямых задач.

В настоящее время существует множество принципиально различающихся подходов к оптимизации управления нефтедобычи. Публикуемые научные работы различаются как по постановке, так и по решению поставленных задач. Так, можно различать задачи по планированию разработки, когда ставится задача по поиску оптимального положения скважин, и задачи по корректировке параметров управления добычей с целью повышения дебита нефти, при этом

гидродинамическая модель месторождения с положениями скважин считается заданной.

Существуют разные подходы к сокращению вычислительных затрат при решении задачи оптимизации нефтедобычи, которые условно можно разделить на два класса: повышение эффективности поиска минимума целевой функции и сокращение времени вычисления функций чувствительности.

Для поиска минимума целевой функции довольно часто применяются статистические методы. Одними из популярных являются метод роя частиц [54,55] и генетические алгоритмы [56]. Эти методы требуют большого количества решений прямых задач. Поэтому при их использовании совместно с полным гидродинамическим моделированием возможно проводить оптимизацию нефтедобычи только для малого числа варьируемых параметров [1]. Это делает такую комбинацию не применимой для решения реальных задач. Для решения данной проблемы довольно распространено применение суррогатных моделей (также в литературе их называют «прокси-модели»), которые, по сути, заменяют полное моделирование месторождений некоторыми упрощенными моделями. В качестве таких моделей могут использоваться, например, эмпирические зависимости [57] или обученные нейронные сети [58,59].

Так, в работе [57] рассматривается задача оптимизации разработки сланцевых месторождений с точки зрения анализа падения кривой дебита (DCA), в основе которого лежит использование эмпирической модели – уравнения Арпа гиперболического типа. Для анализа истории и прогнозирования (экстраполяции) добычи авторы предлагают использовать данные не только по дебиту, но и по давлению в головке насосно-компрессорных труб, предлагая новый усовершенствованный алгоритм DCA.

В работе [60] для ускорения оптимизации на первом этапе при решении прямых задач используются суррогатные модели, а на втором этапе производится моделирование двухфазной фильтрации методом конечных объемов. Оптимизация параметров разработки проводится по типу скважины (добывающая/нагнетательная), по ее мощности (дебита/закачки), положению

скважины, причем скважины могут находиться только в центрах ячеек регулярной сетки.

Нейронные сети могут использоваться не только в качестве суррогатных моделей, но и для поиска оптимального плана разработки [61]. Недостатком такого подхода является то, что анализируются лишь сами практические данные работы из истории эксплуатации скважин без учета физических моделей протекающих процессов. Поэтому, очевидно, что технологии машинного обучения невозможно применить для оптимизации разработки с принципиально новыми методами увеличения нефтеотдачи, для которых еще не получены данные о реакции месторождения на новые типы воздействия на пласт.

Часто в целевой функции в задачах оптимизации нефтедобычи используется чистый дисконтированный доход (ЧДД) [2,4,58,62,63]. Но это может исказить чувствительность параметров при их явном вычислении в таких методах минимизации, как например, метод Гаусса-Ньютона. Поэтому при использовании такой целевой функции чаще используются статистические подходы поиска минимума. Некоторые авторы исследуют способы бикритериальной оптимизации ЧДД и объемов дебита нефти [62].

В широко распространенном зарубежном коммерческом программном обеспечении MEPO (Schlumberger) [64] и Tempest ENABLE (Roxar) [65], которое используется для оптимизации управления разработкой, предоставляются инструменты для генерации множественных реализаций по заданной вариативности плана разработки и инструменты для дальнейшего анализа полученного множества решений, в том числе с помощью статистических методов. При этом генерацию множественных реализаций предлагается производить как в сочетании с суррогатными моделями, так и с использованием пакетов полного гидродинамического моделирования (ECLIPSE (Schlumberger) [44] и Tempest MORE (Roxar) [45]). Российская компания Rock Flow Dynamics в программном комплексе tNavigator предлагает инструменты для оптимизации расположения нового скважинного фонда, но не предлагает функционал для автоматизированной оптимизации плана разработки месторождения [66]. Вместо

этого пользователю предлагается широкий инструментарий для ручного формирования моделей месторождений и дальнейшего полуавтоматического анализа моделируемых процессов.

Поэтому актуальность диссертационной работы определяется необходимостью создания максимально надежных и вычислительно эффективных методов для оптимизации разработки нефтяных месторождений, в том числе с использованием МУН.

Цели и задачи исследования

Целью исследования является разработка метода автоматизированной оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений при различных способах заводнения. Для достижения поставленной цели решаются следующие **задачи**.

1. Разработка математической модели управления нефтедобычей, которая позволит повысить эффективность работ по проектированию разработки, в том числе с использованием химических МУН, за счет специальной параметризации режимов работы скважин, новых методов численного моделирования и построения цифровых моделей месторождений.

2. Разработка и программная реализация модифицированной вычислительной схемы переноса фаз, включающей алгоритм группирования конечных элементов, который позволит использовать разные временные шаги для переноса фаз между ячейками разных групп, с целью сокращения машинного времени при выполнении численного моделирования процессов многофазной фильтрации.

3. Реализация подсистемы программного комплекса моделирования и оптимизации разработки месторождения, включающей модуль автоматизированной параметризации режимов работы скважин, модуль минимизации специального функционала, который позволяет максимизировать экономическую выгоду, и специальных средств графического интерфейса пользователя.

4. Исследование эффективности модифицированной процедуры переноса фаз с использованием группирования конечных элементов.

5. Апробация разработанного метода оптимизации разработки с использованием моделей, имитирующих работу реального месторождения, для оценки точности получаемых прогнозных данных добычи.

6. Построение перспективных и ретроспективных оптимальных планов нефтедобычи реальных месторождений р. Татарстан при использовании традиционных (вторичных) методов разработки и ПАВ-полимерного заводнения.

Научная новизна:

1. Предложен новый метод построения оптимизированных планов разработки нефтяных месторождений с большим количеством активных скважин при использовании различных способов заводнения, основанный на специальной параметризации режимов разработки и минимизации регуляризованного функционала методом Гаусса-Ньютона, с обеспечением технологических ограничений на значения мощности добычи/закачки и значения забойного давления.

2. Предложена методика оптимизации разработки нефтяных месторождений при использовании различных способов заводнения, в том числе при использовании методов увеличения нефтеотдачи, таких как полимерное и ПАВ-полимерное заводнение.

3. Предложен новый алгоритм группирования и упорядочивания конечных элементов в вычислительной схеме переноса фаз, учитывающей разные шаги по времени для пересчета состояния ячеек.

4. Разработана подсистема программного комплекса автоматизированной оптимизации режимов разработки нефтяных месторождений при различных способах заводнения, в том числе с использованием технологий полимерного и ПАВ-полимерного заводнения.

На защиту выносятся:

1. Математическая модель управления разработкой нефтяных месторождений, базирующаяся на специальной параметризации режимов разработки, использовании высокоточных цифровых моделей месторождений, построенных в результате автоадаптации скважинных данных, и численного 3D моделирования изотермического многофазного потока в пористых средах.
2. Алгоритм группирования конечных элементов и упорядочивания конечных элементов в вычислительной схеме переноса фаз, учитывающей разные шаги по времени для пересчета состояния ячеек.
3. Подсистема программного комплекса, реализующая оптимизацию нефтедобычи при различных способах заводнения с автоматизированной параметризацией режимов разработки.
4. Результаты построения оптимальных перспективных и ретроспективных планов разработки реальных месторождений р. Татарстан.

Методология и методы проведения исследований

Разработанная математическая модель управления разработкой нефтяных месторождений основана на минимизации целевой функции, содержащей взвешенные квадраты проинтегрированных по времени отклонений целевых показателей от желательных значений, со специальной адаптивной регуляризацией. Минимизация выполняется с использованием метода Гаусса-Ньютона. Используемый в диссертационной работе метод численного моделирования изотермической многофазной фильтрации базируется на использовании метода конечных элементов для расчета поля давления и явной схеме переноса фаз и пересчета насыщенностей в ячейках с группированием конечных элементов.

Достоверность результатов

Для верификации расчетного модуля численного 3D моделирования нестационарных изотермических процессов многофазной фильтрации с применением процедуры группирования конечных элементов проводились

сравнения с задачами, имеющими как аналитическое решение, так и с задачами, решения которых представлены в рамках проекта Comparative Solution Project (задачи SPE-1, SPE-10). Кроме этого, данный модуль использовался в процедуре автоматической автоадаптации скважинных данных для построения цифровых моделей месторождений высоковязкой нефти республики Татарстан и полученные в результате автоадаптации расчетные данные дали хорошее согласие с практическими данными.

Апробация подсистемы оптимизации режимов разработки с использованием вторичных и третичных технологий заводнения проведена на моделях реальных месторождений высоковязкой нефти Республики Татарстан.

Теоретическая значимость

Разработан метод оптимизации планов разработки месторождений, базирующийся на специальной параметризации плана работы скважин, использовании высокоточных цифровых моделей месторождений и численного 3D моделирования многофазной фильтрации в пористых средах.

Практическая значимость работы и реализация результатов

Разработанная подсистема моделирования и оптимизации разработки нефтяных месторождений может применяться для построения и анализа планов управления нефтедобычей.

По результатам проведенных работ было зарегистрировано в ФИПС (Роспатент) 4 программы для ЭВМ. Разработанное программное обеспечение применялось для синтеза оптимального управления режима работы скважин на месторождениях Республики Татарстан.

Личный творческий вклад автора:

1. Разработка, программная реализация и исследование эффективности модифицированной вычислительной схемы переноса фаз между конечными элементами из групп с разными шагами по времени [67–72].

2. Разработка и программная реализация подсистемы программного комплекса автоматизированной оптимизации планов разработки нефтяных месторождений [34,73,74].

3. Проведение исследований, подтверждающих корректность разработанного модуля переноса фаз между конечными элементами из групп с разными шагами по времени [75–81].

4. Проведение исследований эффективности полимерного и ПАВ-полимерного заводнения на моделях нефтяных месторождений [82–86].

5. Обработка данных нефтедобычи на месторождениях высоковязкой нефти р. Татарстан с построением их цифровых моделей [23,68,87].

6. Проведение исследований, демонстрирующих корректность выполнения автоматизированной оптимизации планов разработки на моделях нефтяных месторождений [34,73].

В совместных публикациях автору принадлежат следующие результаты. В работах [67,68] автором разработан и реализован алгоритм группирования и упорядочивания конечных элементов в вычислительной схеме переноса фаз, учитывающей разные шаги по времени для пересчета состояния ячеек, также в работе [68] автором проведено исследование эффективности разработанного алгоритма на модели реального месторождения. В работе [80] проведены исследования, подтверждающие корректность модифицированной процедуры переноса фаз с группированием конечных элементов в условиях образования дефицитов/профицитов объемов смеси в расчетной области. В работе [72] автором реализованы процедуры для расчета временного шага при моделировании изотермического несжимаемого многофазного потока в пористых средах, проведена серия вычислительных экспериментов. В работе [82] автором выполнено исследование ПАВ-полимерного заводнения при разработке месторождения высоковязкой нефти. В работе [85] автором выполнены исследования воздействия ПАВ с механизмом вымывания остаточной нефти при разработке месторождения высоковязкой нефти. В работе [84] автором проведена серия численных экспериментов для исследования эффективности полимерного заводнения при разработке месторождения высоковязкой нефти. В работе [86] автором проведена серия численных экспериментов для исследования эффективности полимерного заводнения при разработке месторождения

высоковязкой нефти с учетом зависимости вязкости раствора полимера от скорости сдвига. В работе [77] автором выполнены исследования сходимости численных решений на вложенных сетках с фиксацией численных потоков смеси на зонах перфораций скважин, работающих при фиксированном давлении. В работе [75] автором реализовано решение краевой задачи для расчета поля давления методом конечных элементов и реализована схема переноса фаз при моделировании изотермического несжимаемого многофазного потока в пористых средах без учета гравитации и сжимаемости матрицы-породы. В работе [81] автором выполнена серия вычислительных экспериментов на вложенных сетках при моделировании изотермического несжимаемого многофазного потока в пористых средах без учета гравитации и сжимаемости матрицы-породы. В работе [76] выполнено моделирование изотермического несжимаемого многофазного потока в керне. В работе [79] автором проведены численные эксперименты по исследованию разработки месторождения высоковязкой нефти традиционным способом в условиях близости водонефтяного контакта к добывающим скважинам. В работах [88,89] автором выполнен расчет компонент локальных матриц при построении конечноэлементных аппроксимаций для шестигранных конечных элементов. В работах [23,87] автором выполнено построение используемых в исследованиях цифровых моделей месторождений р. Татарстан. В работе [90] автором проведено тестирование модуля программного комплекса для построения каркаса цифровой модели месторождения. В работе [34] автором разработан, реализован и продемонстрирован метод построения оптимизированных планов разработки нефтяных месторождений.

Апробация работы

Основные результаты работы были представлены на XV, XIV международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» АПЭП-2018, АПЭП-2021, Новосибирск, 2018 г. и 2021 г.; международном форуме «The International Forum on Strategic Technology» IFOST-2019, Томск, 2019 г.; международной научно-практической конференции «ГеоБайкал 2020», Иркутск, 2020 г.; научно-практической конференции по

вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2019», «Геомодель 2021», Геленджик, 2019 г. и 2021 г.; российской научно-технической конференции «Обработка информационных сигналов и математическое моделирование», Новосибирск, 2018 г.; всероссийской научно-технической конференции молодых ученых «Наука. Технология. Инновации», Новосибирск, 2018 г., 2019 г., 2020 г. и 2021 г.

Результаты диссертационной работы использовались при выполнении проекта по заказу Альметьевского государственного нефтяного института, выполненного в рамках хоз. договоров (№ 2017.64133 от 08.12.2017 г., № 2018.60846 от 03.12.2018 г., № 2019.37/596/ФЦП0019 от 22.10.2019 г.) и проекта, выполняемого в рамках гос. задания (код проекта FSUN-2020-0012 (2020-2023 гг.)). Кроме того, исследования поддержаны грантом РФФИ № 20-31-90049.

Публикации

По результатам исследований по теме диссертации лично и в соавторстве опубликовано 22 работы, в том числе 3 статьи в журналах и изданиях, рекомендуемых ВАК РФ, 3 статьи в журналах, индексируемых в международных информационно-аналитических системах научного цитирования Web of Science (квартиль Q1) и Scopus (квартиль Q1), 13 научных публикаций, индексируемых в международных информационно-аналитических системах научного цитирования Web of Science и/или Scopus.

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы (114 наименований) и 2 приложения. Общий объем диссертации – 152 страницы, в том числе 63 рисунка и 22 таблицы.

Краткое содержание работы

В **первой главе** диссертации рассматривается метод численного моделирования изотермической многофазной фильтрации в неоднородной пористой 3D среде с учетом многокомпонентности фаз. Схема численного моделирования основана на последовательном расчете давления с использованием метода конечных элементов, вычислении по полученному

давлению потоков фаз и явном переносе фаз между ячейками конечноэлементной сетки. Также представляется разработанный алгоритм расчета перетоков фаз с группированием ячеек конечноэлементной сетки. Приводится вычислительная схема моделирования ПАВ-полимерного заводнения с учетом образования фазы эмульсии, получаемой в результате связывания фазы воды и нефти под воздействием ПАВ, и схема моделирования, основанная на уменьшении межфазного натяжения.

Во **второй главе** диссертационной работы представлена разработанная математическая модель управления разработкой нефтяных месторождений и основанный на ней метод автоматизированной оптимизации работы скважин при различных способах заводнения. В основе рассматриваемого метода лежит минимизация квадратичного функционала методом Гаусса-Ньютона, минимизация которого соответствует максимизации требуемого экономического эффекта. Приводится методика использования разработанного метода оптимизации для построения оптимальных планов нефтедобычи на примере полимерного заводнения на модели реального месторождения.

Третья глава диссертационной работы содержит описание разработанной подсистемы программного комплекса моделирования и оптимизации разработки нефтяных месторождений. Приводится структура разработанной подсистемы, описание структур данных, программных модулей, описание разработанного раздела графического интерфейса пользователя для оптимизации разработки месторождений.

В **четвертой главе** представлены результаты исследования эффективности предложенной процедуры группирования и алгоритма переноса фаз на задаче проекта Comparative Solution Project (SPE-10), в которой нефтедобыча моделируется в высоконеоднородной среде, а также при моделировании реального месторождения р. Татарстан. Приводятся результаты демонстрационного исследования с использованием синтетической модели месторождения высоковязкой нефти, целью которого является обоснование представленного в диссертации метода оптимизации плана разработки и

определение степени достоверности получаемых прогнозных данных нефтедобычи по оптимизированным планам для разных типов заводнений. Представлены результаты оптимизации ретроспективных и перспективных планов разработки двух месторождений Республики Татарстан.

В заключении приводятся основные результаты диссертационной работы.

ГЛАВА 1 КОНЕЧНОЭЛЕМЕНТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ С УЧЕТОМ МНОГОКОМПОНЕНТНОСТИ ФАЗ

1.1 Математическая модель изотермической многофазной фильтрации

Рассмотрим математическую модель процесса многофазной фильтрации в неоднородных пористых средах с учетом многокомпонентности фаз.

Основными характеристиками среды являются пористость Φ (измеряется в д.ед.) и структурная (абсолютная) проницаемость \mathbf{K} (в общем случае – тензор, измеряется в мД). В каждый момент времени все поровое пространство заполнено смесью фаз. Под фазой понимается входящие в состав фильтруемой смеси жидкость (или газ), обладающая отличными от других составляющих смеси фильтрационными свойствами. Фаза может состоять из нескольких компонент, причем одна компонента может входить в состав нескольких фаз, что определяется компонентно-фазовой моделью. Визуально компонентно-фазовую модель удобно представлять в виде таблицы 1. В таблице 1 значения χ^{ml} определяют массовую долю компонента l в фазе m , $\chi^{ml} \in [0, 1]$. Прочерк означает, что компонента l не входит в состав фазы m .

Таблица 1 – Компонентно-фазовая модель

Компоненты Фазы	1 Вода	2 Нефть	3 Компонента 3	...	L компонента L
1 Вода	χ^{11}	–	χ^{13}		χ^{1L}
2 Нефть	–	χ^{22}	–		–
...				χ^{ml}	
M фаза M	–	χ^{M2}			χ^{ML}

Фазы характеризуются плотностью ρ^m (кг/м³) и фильтрационными свойствами: μ^m – динамической вязкостью (Па·с) и κ^m – относительной фазовой проницаемостью. Вязкость может зависеть от компонентного состава фазы, например, от концентрации одной из компонент: $\mu^m = \mu^m(\chi^{ml})$. Относительная фазовая проницаемость κ^m является функцией насыщенности фазы $\kappa^m = \kappa^m(S^m)$.

Фильтрация представляет собой движение смеси фаз в пористой среде под действием перепада давления. Скорость фильтрации описывается законом Дарси [91]:

$$\vec{u}^m = -\frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\text{grad}(P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right), \quad (1.1)$$

где \vec{u}^m – скорость фильтрации фазы m , P – давление, P_c^m – капиллярное давление, а g – ускорение свободного падения.

Уравнение для расчета давления имеет следующий вид:

$$-\text{div} \left(\sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa^m}{\eta^m} \mathbf{K} \left(\text{grad}(P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \right) = f^\Omega, \quad (1.2)$$

где источник f^Ω описан в работе [68].

В случае несжимаемых фаз для заданного распределения насыщенностей фаз S^m в расчетной области Ω давление может быть найдено путем решения следующей краевой задачи

$$-\text{div} \left(\sum_{m=1}^M \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\text{grad}(P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \right) = 0, \quad (1.3)$$

$$P|_{\Gamma_1} = P^{gr}, \quad (1.4)$$

$$\sum_{m=1}^M \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\text{grad}(P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \cdot \vec{n} \Big|_{\Gamma_2} = f^\Gamma \quad (1.5)$$

где Γ_1 и Γ_2 – объединения тех границ области Ω , где задано либо давление P^{gr} (это границы Γ_1), либо поток смеси f^Γ (это границы Γ_2). Функция f^Γ не равна

нулю на тех границах из Γ_2 , которые соответствуют активным (в рассматриваемом интервале времени Δt) зонам перфорации скважин. Остальные границы из Γ_2 являются непроницаемыми (на них $f^\Gamma = 0$).

1.2 Вычислительная схема численного расчета нестационарного многофазного потока

Общий процесс моделирования представляет собой последовательный цикл, в котором по текущему распределению насыщенностей фаз рассчитывается поле давления с использованием метода конечных элементов, и осуществляется явный перенос фаз между ячейками конечноэлементной сетки.

Краевая задача (1.3)–(1.5) решается методом конечных элементов на шестигранных неконформных сетках [92]. По полученным значениям давления вычисляются объемы смеси, перетекающие через грани Γ_i конечных элементов Ω_e за единицу времени:

$$Q_{\Gamma_i, \Omega_e} = - \int_{\Gamma_i} \left[\sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\text{grad}(P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \right] \cdot \vec{n}_{\Gamma_i, \Omega_e} d\Gamma, \quad (1.6)$$

где $\vec{n}_{\Gamma_i, \Omega_e}$ – внешняя (по отношению к Ω_e) нормаль к Γ_i . Для внутренних граней Γ_i объем смеси, перетекающий за единицу времени из конечного элемента (ячейки) Ω_e в смежную с ним по грани Γ_i ячейку Ω_k ($\Gamma_i = \Omega_e \cap \Omega_k$) определяется как взвешенное среднее объемов, перетекающих через эту границу на конечных элементах Ω_e и Ω_k :

$$Q_{\Gamma_i} = \frac{\lambda_k}{\lambda_k + \lambda_e} Q_{\Gamma_i, \Omega_e} + \frac{\lambda_e}{\lambda_k + \lambda_e} Q_{\Gamma_i, \Omega_k}. \quad (1.7)$$

Коэффициенты λ в (1.7) (λ_k для Ω_k и λ_e для Ω_e) определяются как $\lambda = \tilde{K} \sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa^m}{\mu^m}$,

где $\tilde{K} = \vec{n}_{\Gamma_i}^T \mathbf{K} \vec{n}_{\Gamma_i}$, т.е. \tilde{K} определяется по значению тензора \mathbf{K} на соответствующем конечном элементе.

Если для решения краевой задачи (1.3)–(1.5) применяется МКЭ с базисными функциями из \mathbf{H}^1 (так называемый CG [93]), то получается численное решение, не гарантирующее сохранение масс веществ в фильтрующейся смеси [94,95] (закон сохранения в этом случае лишь аппроксимируется с той или иной точностью в зависимости от подробности сетки). Поэтому используется специальный метод балансировки потоков [68,77,81,96], который корректирует перетекающие объемы Q_{Γ_i} таким образом, чтобы законы сохранения масс отдельных фаз (и их компонент) были выполнены с необходимой точностью. По сбалансированным потокам смеси \tilde{Q}_{Γ_i} осуществляются перетоки фаз через Γ_i и вычисляется новый фазовый состав в конечных элементах. Для этого определяются объемы фаз $Q_{\Gamma_i}^m$, перетекающих через грань Γ_i в единицу времени. В условиях, когда эффект гравитации или капиллярного давления является существенным, разные фазы могут перетекать через грань Γ_i в противоположных направлениях. С учетом этого, алгоритм выполнения перетоков между конечными элементами выглядит следующим образом.

Для всех конечных элементов Ω_e и принадлежащих им граней Γ_i вычисляются численные потоки фаз $\hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_e}^m$ по формуле

$$\hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_e}^m = - \int_{\Gamma_i} \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\text{grad} (P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \cdot \vec{n}_{\Gamma_i, \Omega_e} d\Gamma. \quad (1.8)$$

Уравнение (1.8) определяет не только величину потока m -й фазы через грань Γ_i , но и его направление по отношению к конечному элементу Ω_e . Фаза m вытекает из конечного элемента Ω_e , если значение $\hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_e}^m$ положительное, и втекает при отрицательном значении. Численный поток фазы $\hat{Q}_{\Gamma_i}^m$ через грань Γ_i берется с подветренной стороны:

$$\hat{Q}_{\Gamma_i}^m = \begin{cases} \hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_e}^m & \text{если } \hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_e}^m > 0, \\ \hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_k}^m & \text{если } \hat{Q}_{\Gamma_i, \Omega_e}^m < 0. \end{cases} \quad (1.9)$$

Затем для граней Γ_i для каждой фазы вычисляются величины $D_{\Gamma_i}^m$, которые фактически определяют долю m -й фазы в потоке смеси через грань Γ_i :

$$D_{\Gamma_i}^m = \left| \hat{Q}_{\Gamma_i}^m \right| / \left| \sum_{n=1}^{NP} \hat{Q}_{\Gamma_i}^n \right|. \quad (1.10)$$

Далее численные потоки фаз $\hat{Q}_{\Gamma_i}^m$ корректируются таким образом, чтобы сумма потоков всех фаз была строго равна сбалансированному потоку смеси \tilde{Q}_{Γ_i} , перетекающему через грань Γ_i . Для этого вычисляется разница между численным и сбалансированным потоками смеси, которая распределяется между потоками фаз пропорционально величинам $D_{\Gamma_i}^m$. Величины $Q_{\Gamma_i}^m$ вычисляются по формуле:

$$Q_{\Gamma_i}^m = \hat{Q}_{\Gamma_i}^m + \left(\tilde{Q}_{\Gamma_i} - \sum_{n=1}^{NP} \hat{Q}_{\Gamma_i}^n \right) \cdot D_{\Gamma_i}^m. \quad (1.11)$$

Таким образом, объем m -й фазы $V_{\Gamma_i}^m$, который за время Δt перетекает через грань Γ_i , вычисляется с использованием формулы

$$V_{\Gamma_i}^m = Q_{\Gamma_i}^m \cdot \Delta t, \quad (1.12)$$

а новые значения насыщенностей на каждом элементе Ω_e на конец шага по времени Δt вычисляются по формуле

$$\tilde{S}_{\Omega_e}^m = \frac{S_{\Omega_e}^m \text{mes}(\Omega_e) \Phi + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{in},m}} V_{\Gamma_i}^m - \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} V_{\Gamma_i}^m}{\text{mes}(\Omega_e) \Phi}, \quad (1.13)$$

где $\text{mes}(\Omega_e)$ – объем ячейки Ω_e ; $I_{\Omega_e}^{\text{out},m}$, $I_{\Omega_e}^{\text{in},m}$ – множества номеров граней элемента Ω_e , через которые m -я фаза вытекает из Ω_e и, соответственно, втекает в Ω_e .

Для того чтобы определить новые массовые доли $\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{ml}$ компонент фазы m в конечном элементе Ω_e , вычисляется количество вещества (компоненты l в фазе m) по формуле

$$\tilde{n}_{\Omega_e}^{ml} = \left(\sum_{i \in I_{\Omega_e}^{in,m}} \rho_{\Omega_{k_i}}^m \chi_{\Omega_{k_i}}^{ml} V_{\Gamma_i}^m + \rho_{\Omega_e}^m \chi_{\Omega_e}^{ml} \left(\text{mes}(\Omega_e) \Phi S^m - \sum_{j \in I_{\Omega_e}^{out,m}} V_{\Gamma_j}^m \right) \right) / M_l, \quad (1.14)$$

где M_l – молярная масса компоненты l , и Ω_{k_i} из которой объем фазы $V_{\Gamma_i}^m$ вытекает в ячейку Ω_e через грань Γ_i . Затем с использованием значений $\tilde{n}_{\Omega_e}^{ml}$ вычисляются новые массовые доли:

$$\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{ml} = \left(\tilde{n}_{\Omega_e}^{ml} \cdot M_l \right) / \left(\sum_{k=1}^m \tilde{n}_{\Omega_e}^{mk} \cdot M_k \right) \quad (1.15)$$

где L^m – множество индексов компонент, входящих в состав фазы m .

На основе полученных значений $\tilde{S}_{\Omega_e}^m$ и $\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{ml}$ вычисляются новые значения вязкости $\eta_{\Omega_e}^m$ и фазовой проницаемости $\kappa_{\Omega_e}^m$ каждой фазы согласно заданным зависимостям κ^m от насыщенностей фаз и зависимостям μ^m от массовых долей компонент в фазе m . Затем осуществляется переход к следующему шагу по времени, на котором процедура повторяется, начиная с расчета давления.

Теперь более подробно остановимся на выборе временного шага Δt . Кроме того, что он непосредственно влияет на точность аппроксимации по времени, его значение должно быть ограничено величиной объема фаз в ячейках, из которых эти фазы вытекают. Шаг Δt должен быть таким, чтобы в каждой ячейке суммарный вытекающий объем фазы m не превышал имеющийся объем подвижной фазы в ней. Это естественное условие определяет его предельное (максимальное) значение:

$$\Delta t \leq \left(S_{\Omega_e}^m - S_{\Omega_e}^{m,res} \right) \text{mes}(\Omega_e) \Phi / \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{out,m}} |Q_{\Gamma_i}^m|, \quad \forall \Omega_e, \forall m, \quad (1.16)$$

где $S_{\Omega_e}^{m,res}$ – остаточная насыщенность фазы m в ячейке Ω_e .

Таким образом, временной шаг Δt зависит от размеров конечных элементов, пористости, величин $S_{\Omega_e}^m$ и потоков фаз $Q_{\Gamma_i}^m$, перетекающих через грани конечных элементов, и для тех элементов, размеры которых невелики и/или через

которые перетекают большие потоки, шаг Δt может быть очень маленьким. И если такой шаг использовать для обработки всех ячеек, затраты машинного времени на осуществление перетоков фаз могут быть очень большими.

1.3 Группирование конечных элементов и модифицированный алгоритм расчета перетоков фаз

В данной работе при выполнении процедуры перетока фаз между ячейками будем распределять ячейки конечноэлементной сетки по группам, в каждой из которых может быть использован свой временной шаг, удовлетворяющий критерию (1.16). Данная процедура позволит выбрать некоторый глобальный временной шаг Δt^{main} , определяемый требованиями к качеству аппроксимации по времени и не зависящий от объемов фаз в отдельных ячейках.

Обозначим через I_g множество номеров конечных элементов, определяющих группу ячеек $G_g = \{\Omega_e, e \in I_g\}$, для которых величина временного шага Δt_{G_g} определяется соотношением

$$\Delta t_{G_g} = \frac{\Delta t^{main}}{2^{g-1}}, \quad (1.17)$$

то есть шаг по времени для первой группы (G_1) равен Δt^{main} , а шаг по времени каждой группы G_g для $g > 1$ в 2^{g-1} раза меньше Δt^{main} . Количество таких групп обозначим N^G .

Для того, чтобы распределить ячейки Ω_e по группам, для каждой m -й фазы в ячейке Ω_e согласно условию (1.16) определяем временной шаг, являющийся допустимым для этой фазы:

$$\Delta t_{m,\Omega_e} = \left(S_{\Omega_e}^m - S_{\Omega_e}^{m,res} \right) \text{mes}(\Omega_e) \Phi / \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} |Q_{\Gamma_i}^m|. \quad (1.18)$$

Номер группы для конечного элемента Ω_e выбирается из условия

$$\min \left\{ g : \Delta t_{G_g} \leq \min_m \Delta t_{m,\Omega_e} \right\}. \quad (1.19)$$

Перенос фаз между ячейками осуществляется следующим образом. Обработка ячеек начинается с группы с самым большим номером $g = N^G$ (т.е. с самым маленьким шагом по времени). Делается два шага по времени Δt_{G_g} для всех ячеек этой группы. Затем делается один шаг по времени для ячеек группы с номером $g = N^G - 1$, после чего опять делается два шага по времени для ячеек группы с номером N^G . Далее делается еще один шаг по времени для ячеек с номером группы $g = N^G - 1$. После этой второй обработки данной группы делается первый шаг обработки группы с номером $g = N^G - 2$ и опять осуществляется возврат к обработке группы с номером $g = N^G$. Таким образом, после первой обработки каждой группы с номером g осуществляется возврат к обработке ячеек группы с номером N^G (и далее до группы g), а после второй обработки группы с номером g осуществляется переход к группе $g - 1$ (с обнулением счетчиков $\text{Cur}G$ обработки групп с большими номерами). Алгоритм завершается после обработки группы с номером 1 (т.е. группы с самым большим шагом Δt_{G_g}).

Обработка ситуации, когда фазы перетекают между ячейками из разных групп, осуществляется следующим образом. Прежде всего отметим, что при вычислении перетекающих объемов фаз $V_{\Gamma_i}^m$ по формуле (1.12) всегда используется шаг Δt_{G_g} группы того элемента, из которого вытекает поток $Q_{\Gamma_i}^m$. При пересчете насыщенностей в ячейках это позволяет использовать вытекающие из них объемы фаз $V_{\Gamma_i}^m$ без изменений. А втекающие объемы вычисляются в зависимости от того, какой группе принадлежит соседний элемент, из которого фазы перетекают в обрабатываемую ячейку. Таким образом, если при обработке некоторого конечного элемента из группы G_g через одну из его граней втекала фаза из ячейки группы с меньшим или равным номером r , то перетекающий объем $V_{\Gamma_i}^m$ делится на 2^{g-r} , чтобы учесть разницу во временных шагах. Если же в

элемент из группы G_g втекает фаза из ячейки группы с большим номером r , то используется ранее накопленное значение перетекающего объема $Vsum_{\Gamma_i}^m$, которое было получено в ходе предыдущих обработок ячейки группы с номером r .

Алгоритм, реализующий процедуру перетоков смеси для расчета нового состояния ячеек с учетом группирования, представлен ниже.

Алгоритм переноса фаз и обновление состояния ячеек

```

1:   Задаем начальное (рекомендуемое) количество групп  $N^G$ 
2:   Для всех групп вычисляем значение временного шага  $\Delta t_{G_g}$  по формуле (1.17)
3:   call DefGroupNum (all  $\Omega_e$ ,  $N^G$ ,  $\{\Delta t_{G_g}\}$ ,  $\{\{m_{\Omega_e}^{thr}\}\}$ )
4:   Инициализируем массив  $CurG[g]$  размера  $N^G$  (содержащий счетчики обработанных
      групп) нулевыми значениями
5:   Накопленные объемы фаз инициализируем нулевыми значениями
6:   for всех конечных элементов  $\Omega_e$  do
7:     Вычисляем объем фаз  $\hat{V}_{\Gamma_i}^m$  по формуле (1.12)  $\forall m \forall \Gamma_i, i \in I_{\Omega_e}^{out}$ 
8:   end for
9:   L1:
10:     $g \leftarrow N^G$   $\triangleright$  выбираем группу с наименьшим  $\Delta t$ 
11:   L2:
12:     $CurG[g] \leftarrow CurG[g] + 1$   $\triangleright$  увеличиваем значение соответствующего счетчика
13:    for конечных элементов  $\Omega_e$  с номерами  $e \in I_g$  do  $\triangleright \Omega_e \in G_g$ 
14:      for граней  $\Gamma_i$  с номерами  $i \in I_{\Omega_e}^{out}$  do
15:        Определяем  $\Omega_{e'}$ :  $\Omega_{e'} \cap \Omega_e = \Gamma_i$   $\triangleright \Omega_{e'}$  смежный с  $\Omega_e$  по грани  $\Gamma_i$ 
16:        Определяем номер  $r$  группы  $G_r$ , которая содержит  $\Omega_{e'}$ 
17:        if  $r < g$  then
18:           $Vsum_{\Gamma_i}^m \leftarrow Vsum_{\Gamma_i}^m + \hat{V}_{\Gamma_i}^m$   $\triangleright$  вычисляем накопленные объемы фаз
19:        end if
20:      end for
21:    end for
22:    for конечных элементов  $\Omega_e$  с номерами  $e \in I_g$  do  $\triangleright \Omega_e \in G_g$ 
23:      for граней  $\Gamma_i$  с номерами  $i \in I_{\Omega_e}^{in}$  do
24:        Определяем  $\Omega_{e'}$ :  $\Omega_{e'} \cap \Omega_e = \Gamma_i$ .  $\triangleright \Omega_{e'}$  смежный с  $\Omega_e$  по грани  $\Gamma_i$ 
25:        Определяем номер  $r$  группы  $G_r$ , которая содержит  $\Omega_{e'}$ 
26:        if  $r > g$  then
27:           $V_{\Gamma_i}^m \leftarrow Vsum_{\Gamma_i}^m$ 

```

```

28:     else
29:          $V_{\Gamma_i}^m \leftarrow \hat{V}_{\Gamma_i}^m / 2^{g-r}$ 
30:     end if
31: end for
32: for граней  $\Gamma_i$  с номерами  $i \in I_{\Omega_e}^{out}$  do
33:      $V_{\Gamma_i}^m \leftarrow \hat{V}_{\Gamma_i}^m$ 
34: end for
35: Вычисляем новые значения  $\tilde{S}_{\Omega_e}^m$ ,  $\tilde{n}_{\Omega_e}^{lm}$ ,  $\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{lm}$ ,  $\mu_{\Omega_e}^m$ ,  $\kappa_{\Omega_e}^m$  по формулам
(1.13)–(1.15) и зависимостей фазовых свойств
                                     ▷ получаем значения  $S\chi n^\tau$  и  $\kappa\mu^\tau$ 

36: call DefGroupNum (all  $\Omega_e$  with numbers  $e \in I_g$ ,  $N^G$ ,  $\{\Delta t_{G_g}\}$ ,  $\{m_{\Omega_e}^{thr}\}$ )
37:     for граней  $\Gamma_i$  с номерами  $i \in I_{\Omega_e}^{in}$  do
38:         Определяем  $\Omega_{e'}$ :  $\Omega_{e'} \cap \Omega_e = \Gamma_i$            ▷  $\Omega_{e'}$  смежный с  $\Omega_e$  по грани  $\Gamma_i$ 
39:         Определяем номер  $r$  группы  $G_r$ , которая содержит  $\Omega_{e'}$ .
40:         if  $r > g$  then
41:              $Vsum_{\Gamma_i}^m \leftarrow 0$            ▷ объемы накопленных фаз обнуляются
42:         end if
43:     end for
44: end for
45: for конечных элементов  $\Omega_e$  с номерами  $e \in I_g$  do           ▷  $\Omega_e \in G_g$ 
46:     Вычисляем объем фаз  $\hat{V}_{\Gamma_i}^m$  по формуле (1.12)  $\forall m \forall \Gamma_i, i \in I_{\Omega_e}^{out}$ 
47: end for
48: if  $g = 1$  then
49:     Terminate
50: end if
51: If  $CurG[g] = 1$  then
52:     go to L1
53: end if
54: if  $CurG[g] = 2$  then
55:      $CurG[g] \leftarrow 0$ 
56:      $g \leftarrow g - 1$ 
57:     go to L2
58: end if

```

Procedure DefGroupNum ($\{\Omega_e\}$, N^G , $\{\Delta t_{G_g}\}$, $\{\{m_{\Omega_e}^{thr}\}\}$)

▷ Определяем номер группы для конечных элементов из множества $\{\Omega_e\}$

```

1: for конечных элементов из множества  $\{\Omega_e\}$  do
2:     for граней  $\Gamma_i$  с номерами  $i \in I_{\Omega_e}^{out}$  do
3:         Вычисляем скорость потока фазы  $Q_{\Gamma_i}^m$  по формулам (1.10)-(1.11)

```

```

4:   end for
5:   Для каждой фазы вычисляем  $\Delta t_{m,\Omega_e}$  по формуле (1.18)
6:   L3:
7:   if  $\min_m \Delta t_{m,\Omega_e} < \Delta t_{G_{NG}}$  then
8:        $N^G \leftarrow N^G + 1$  ▷ увеличиваем количество групп
9:       Вычисляем шаг времени  $\Delta t_{G_{NG}}$  по формуле (1.17)
10:      go to L3
11:   else
12:       Вычисляем номер группы для конечного элемента  $\Omega_e$  по формуле (1.19)
13:   end if
14: end for

```

1.4 Моделирование технологии ПАВ-полимерного заводнения

Как было показано в разделе 1.2, в рассматриваемой вычислительной схеме реализован явный перенос фаз между ячейками конечноэлементной сетки на каждом временном шаге. Этот подход очень удобен для моделирования химических реакций, так как на каждом временном шаге в каждой из ячеек сетки можно явно моделировать химическую реакцию (сразу после переноса фаз) и получать новое состояние ячеек перед этапом пересчета давления.

При моделировании химических реакций также важно учитывать скорость взаимодействия компонент, так как некоторые реакции могут протекать быстро (практически мгновенно), а некоторые медленно. В рассматриваемой схеме скорость реакции определяется в терминах доли одного из реагирующих веществ в единицу времени. Такой подход позволяет моделировать как мгновенные, так и медленные реакции. Также предусмотрено гибкое задание скорости реакций с учетом ее зависимости от компонентно-фазового состава ячейки и текущих значений давления и температуры.

В данной работе будет рассмотрено два механизма работы поверхностно-активных веществ (ПАВ), представленных в литературе. В следующих главах будет показано, что предложенный в данной работе метод построения

оптимизированных планов разработки нефтяных месторождений является достаточно универсальным и может применяться при любых механизмах.

Вначале рассмотрим более сложную ситуацию, в которой ПАВ, реагируя с водой и нефтью, образует фазу эмульсии с измененной (относительно фаз нефти и воды) проницаемостью и остаточной насыщенностью. Механизмы образования эмульсии под действием ПАВ описаны в [13,97–104].

Для моделирования технологий ПАВ-полимерного заводнения будем использовать следующую компонентно-фазовую модель, которую можно представить в виде таблицы. Компоненты – это вода, нефть, полимер и ПАВ, которые мы будем обозначать индексами w, o, p и s , соответственно, и общим индексом l . Эти компоненты могут входить в составы фаз воды, нефти и эмульсии, которые будем обозначать индексами w, o, e и общим индексом m . В табл. 2 значения χ^{lm} определяют массовую долю компонента l в фазе m , $\chi^{lm} \in [0,1]$. Прочерк означает, что компонента l не входит в состав фазы m .

Таблица 2 – Компонентно-фазовая модель

Фазы	Компоненты			
	w вода	o нефть	p полимер	s ПАВ
w вода	χ^{ww}	–	χ^{pw}	χ^{sw}
o нефть	–	χ^{oo}	–	–
e эмульсия	χ^{we}	χ^{oe}	–	χ^{se}

Вязкость фазы воды является функцией концентрации полимера $\mu^w = \mu^w(\chi^{pw})$ и, как правило, эта зависимость задается таблично [105].

Относительная фазовая проницаемость является функцией насыщенности фазы: $\kappa^m = \kappa^m(S^m)$.

Эффекты, возникающие при использовании полимерного заводнения, описаны в [11,106]. Увеличение концентрации полимера повышает вязкость воды и тем самым улучшает ее вытесняющие свойства.

Механизм воздействия ПАВ с образованием фазы эмульсии заключается в следующем. ПАВ переносится в фазе воды, и при его попадании в ячейку Ω_e он вступает в реакцию с водой и нефтью, в результате чего образуется фаза эмульсии. При этом в состав данной фазы входят компоненты ПАВ, воды и нефти. Схематично этот процесс показан на рисунке 1.1.

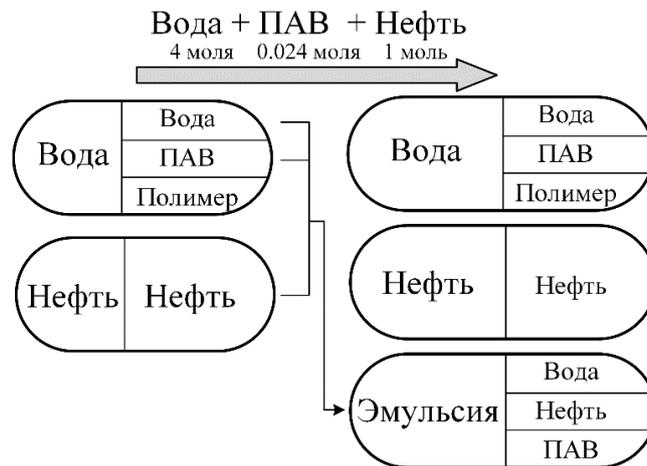


Рисунок 1.1 – Схема образования фазы эмульсии

Для моделирования данного процесса используется следующая формализация. В реакцию вступают три вещества: компоненты воды и ПАВ из фазы воды и компонента нефти (из фазы нефти). Для каждого из реагирующих веществ определено количество молей, участвующих в реакции, обозначим их n^{ww}, n^{sw}, n^{oo} . Зададим скорость химической реакции ν , которая определит долю ПАВ в расчетной области, которая вступит в реакцию за единицу времени. В результате реакции образуется фаза эмульсии, которая состоит из трех компонент – ПАВ, вода и нефть. Количество молей образовавшихся веществ обозначим n^{we}, n^{se}, n^{oe} . Если какой-либо компонент в ячейке заканчивается, процесс образования эмульсии в ней прекращается.

Эффект повышения нефтеотдачи пласта заключается в следующем. Образовавшаяся фаза эмульсии может иметь более высокую подвижность за счет либо снижения ее вязкости η^e , либо увеличения относительной фазовой проницаемости κ^e . Остаточная насыщенность фазы эмульсии за счет содержания

в ней ПАВ может быть очень маленькой. Эти факторы помогают дополнительно извлечь нефть в составе фазы эмульсии.

Количество молей ПАВ, которые могут вступить в реакцию за временной интервал Δt в каждом конечном элементе Ω_i , вычисляется с помощью соотношения:

$$\Delta n_{\Omega_i}^{sw} = \min(n_{\Omega_i}^{sw} \cdot v \cdot \Delta t, n_{\Omega_i}^{sw}). \quad (1.20)$$

Количество вступающих в реакцию и образующихся веществ вычисляется пропорционально количеству реагирующего ПАВ:

$$\Delta n_{\Omega_i}^{lm} = n_{\Omega_i}^{lm} \cdot \frac{\Delta n_{\Omega_i}^{sw}}{n_{\Omega_i}^{sw}}. \quad (1.21)$$

Для вступающих в реакцию веществ определяем, хватает ли их для выполнения реакции, т.е. что $n_{\Omega_i}^{lm} \geq \Delta n_{\Omega_i}^{lm}$. Если это условие не выполняется хотя бы для одного из реагирующих веществ, то значения $\Delta n_{\Omega_i}^{lm}$ корректируются так, чтобы стало достаточно всех реагирующих веществ.

Для каждого конечного элемента Ω_i вычисляются новые значения количества вещества компонент, участвующих в реакции, и их массовые доли. Для реагирующих веществ имеем:

$$\hat{n}_{\Omega_i}^{lm} = n_{\Omega_i}^{lm} - \Delta n_{\Omega_i}^{lm}, \quad \hat{\chi}_{\Omega_i}^{lm} = \frac{(n_{\Omega_i}^{lm} - \Delta n_{\Omega_i}^{lm}) \cdot M_l}{\sum_{j \in L^m} (n_{\Omega_i}^{jm} \cdot M_j) - \Delta n_{\Omega_i}^{lm} \cdot M_l}, \quad (1.22)$$

а для образующихся –

$$\hat{n}_{\Omega_i}^{l'm'} = n_{\Omega_i}^{l'm'} + \Delta n_{\Omega_i}^{l'm'}, \quad \hat{\chi}_{\Omega_i}^{l'm'} = \frac{(n_{\Omega_i}^{l'm'} + \Delta n_{\Omega_i}^{l'm'}) \cdot M_{l'}}{\sum_{j \in L^k} (n_{\Omega_i}^{jm'} \cdot M_j) + \Delta n_{\Omega_i}^{l'm'} \cdot M_{l'}}. \quad (1.23)$$

По новым значениям $\hat{n}_{\Omega_i}^{lm}$, полученным после реакции, вычисляются новые объемы фаз в ячейках Ω_i

$$\tilde{V}_{\Omega_i}^m = \left(\sum_{l \in L^m} \hat{n}_{\Omega_i}^{lm} \cdot M_l \right) / \rho_{\Omega_i}^m, \quad m = w, o, e. \quad (1.24)$$

При образовании фазы эмульсии был использован следующий подход к расчету коэффициентов относительной фазовой проницаемости κ^o и κ^e . Эти коэффициенты вычисляются через общий коэффициент $\tilde{\kappa}^{oe}$, являющийся функцией суммы насыщенностей фаз нефти и эмульсии (т.е. $\tilde{\kappa}^{oe} = \tilde{\kappa}^{oe}(S^o + S^e)$), по следующей формуле:

$$\kappa^m = \frac{S^m - S_{res}^m}{\sum_{m'=o,e} (S^{m'} - S_{res}^{m'})} \tilde{\kappa}^{oe}(S^o + S^e), \quad m = o, e. \quad (1.25)$$

Второй механизм работы ПАВ рассмотрен, например, в работах [107,108]. Он заключается в снижении межфазного натяжения с ростом концентрации ПАВ, соответствующем повышению капиллярного числа и снижении остаточной нефтенасыщенности.

Зависимость межфазного натяжения от концентрации ПАВ представлена, например, в работе [107].

Связь капиллярного числа с межфазным натяжением определяется по формуле [107]:

$$N_c = \frac{\mu \cdot V \cdot \Phi}{\sigma}, \quad (1.26)$$

где μ – динамическая вязкость вытесняющей фазы (в данном случае μ^w) в мПа·с, V – линейная скорость фильтрации в м/с, σ – межфазное натяжение.

Остаточная нефтенасыщенность перевычисляется по формуле:

$$\tilde{S}^{o,res} = S_{\min}^{o,res} + \frac{S^{o,res} - S_{\min}^{o,res}}{1 + T \cdot N_c}, \quad (1.27)$$

где $S_{\min}^{o,res}$ – минимальное значение остаточной нефтенасыщенности, которое может быть получено при вытеснении ПАВ-полимерным раствором, $S^{o,res}$ – значение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой, T – параметр, определяющий форму кривой.

Выводы по главе 1

1. Рассмотрена математическая модель и вычислительная схема изотермической многофазной фильтрации в пористых средах, в основе которой лежит неявный расчет давления методом конечных элементов и явный перенос фаз между ячейками конечноэлементной сетки.

2. Разработан алгоритм группирования конечных элементов при решении задач многофазной фильтрации в соответствии с размером временного шага, необходимого для корректного переноса фаз между ячейками. Этот алгоритм позволяет использовать разные временные шаги для переноса фаз между ячейками разных групп и использовать, когда это необходимо, сильно уменьшенные шаги по времени только для маленьких ячеек и/или ячеек с большой скоростью течения флюида.

3. Рассмотрены вычислительные схемы моделирования различных механизмов работы ПАВ при использовании технологий повышения нефтеотдачи, основанных на закачке ПАВ-полимерных растворов. Эти вычислительные схемы будут использованы при демонстрации работоспособности предлагаемого в данной работе метода построения оптимизированных планов разработки нефтяных месторождений.

ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

2.1 Метод автоматизированной оптимизации нефтедобычи

Пусть дана цифровая геолого-гидродинамическая модель месторождения, находящаяся в состоянии, с которого будет производиться построение оптимального плана разработки. В данной работе будут использоваться цифровые модели месторождений, полученные в ходе автоматической адаптации скважинных данных и с использованием конечноэлементного метода моделирования нефтедобычи, описанного в главе 1. Подробное описание метода построения цифровых моделей месторождений и его верификация описаны в работе [23].

Цифровая модель месторождения содержит следующие данные.

1. Конечноэлементная сетка, аппроксимирующая пластовую систему с размещенными в ней стволами скважин.
2. Распределение структурной проницаемости и пористости, а также кривые относительной фазовой проницаемости, которые могут быть заданы в подобластях расчетной области разными.
3. Распределение насыщенных и массовых долей компонент фаз в соответствии с заданной компонентно-фазовой моделью.
4. Для каждой скважины определены положения зон перфораций и режимы их работы (временные интервалы, в которые зона перфорации активна).
5. Значение пластового давления.

Пример модели представлен на рисунке 2.1.

Планом разработки месторождения будем называть заданные для каждой скважины режимы добычи/закачки. Время работы скважины разбивается на интервалы $[t_{i-1}^w, t_i^w]$, в которых мощность добычи/закачки скважины равна Q_i^w (мгновенный объем добычи/закачки), а для нагнетательных скважин задан

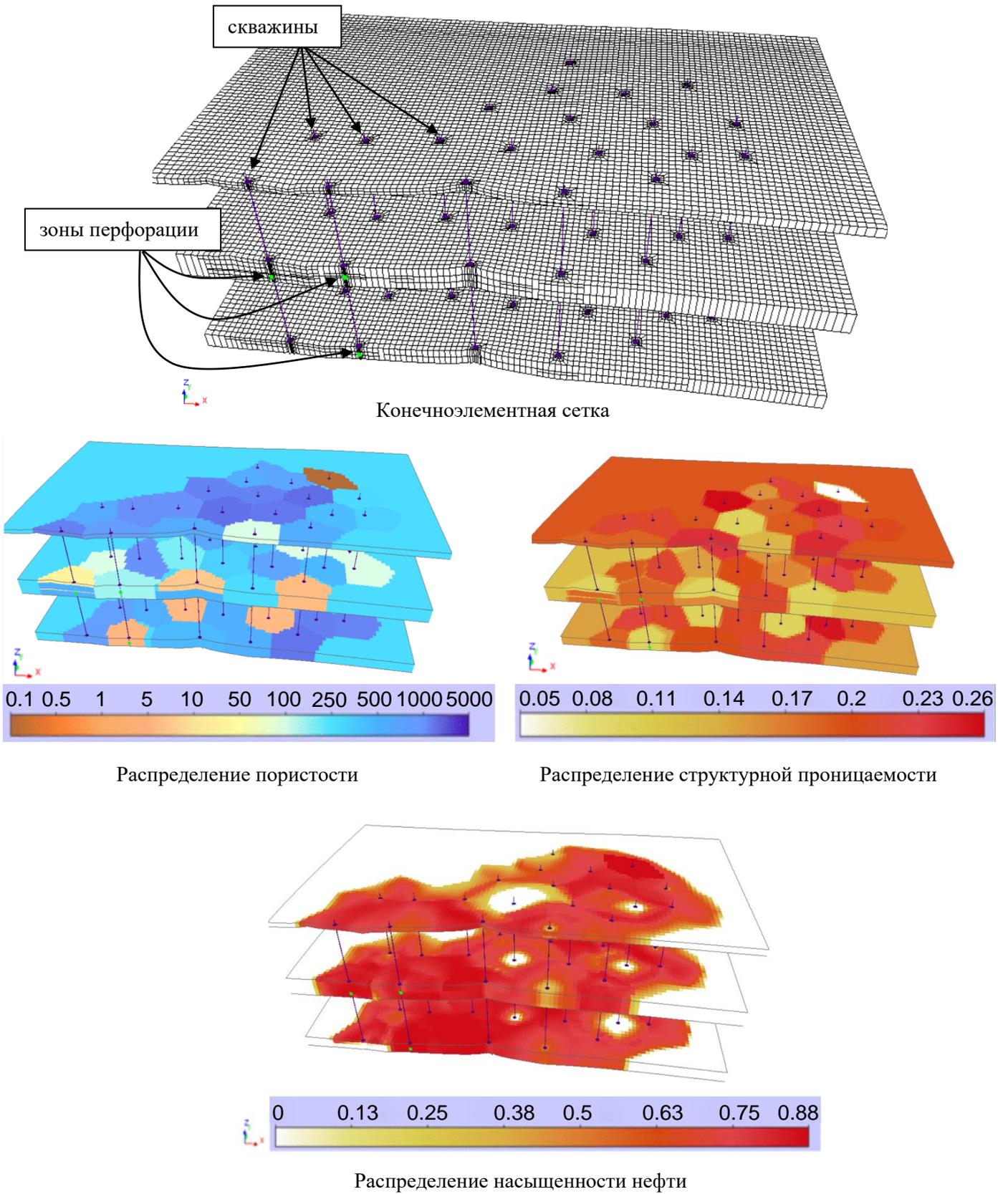


Рисунок 2.1 – Пример цифровой модели месторождения

компонентный состав закачиваемого агента χ_i^w (например, полимерные или ПАВ-полимерные композиции). Схематично режим работы скважины показан на рисунке 2.2.

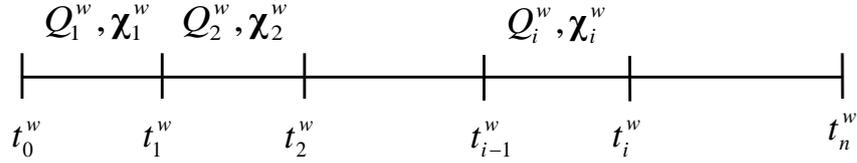


Рисунок 2.2 – Схема работы скважины

Задача поиска оптимального плана разработки сводится к минимизации следующего функционала:

$$\begin{aligned} \Phi^{\gamma}(\Theta) = & \alpha_1 \sum_{w=1}^{Nw} \left(\int_t V_w^{water,prod}(\Theta) dt \right)^2 + \alpha_2 \sum_{w=1}^{Nw} \left(\int_t M_w^z(\Theta) dt \right)^2 + \alpha_3 \sum_{w=1}^{Nw} \left(\int_t V_w^{water,inj}(\Theta) dt \right)^2 + \\ & + \alpha_4 \sum_{w=1}^{Nw} \left(\int_t |V_w^{mix}(\Theta) - V_w^{mix,*}| dt \right)^2 + \alpha_5 \sum_{w=1}^{Nw} \alpha_5^w \left(\int_t |V_w^{oil}(\Theta) - V_w^{oil,*}| dt \right)^2 + \sum_{p=1}^{Np} \gamma_p (\theta_p - \bar{\theta}_p)^2 \rightarrow \min_{\Theta}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

где Nw – количество скважин, $V_w^{water,prod}(\Theta)$ – объем добытой воды в скважине w , $M_w^z(\Theta)$ – масса закаченного агента (полимера или ПАВ-полимера) в скважину w , $V_w^{water,inj}(\Theta)$ – объем закаченной воды в скважину w , $V_w^{mix}(\Theta)$ – объем добытой жидкости, $V_w^{mix,*}(\Theta)$ – желательный объем добытой жидкости, $V_w^{oil}(\Theta)$ – объем добытой нефти, $V_w^{oil,*}(\Theta)$ – желательный объем добытой нефти, α_k – коэффициенты, определяемые соотношением стоимости нефти и затратами на закачиваемые агенты и закачку воды, Θ – вектор искомых параметров θ_p , $\bar{\theta}_p$ – значения параметров на предыдущей итерации, γ_p – параметры регуляризации.

Кроме того, вводится специальный коэффициент $\alpha_5^w = \frac{1}{\int_t |V_w^{oil}(\Theta) - V_w^{oil,*}| dt}$,

который приводит вклады от малодобитных и высокодобитных скважин к равному масштабу.

Вектор искомых параметров $\Theta = (\theta_1, \dots, \theta_{N_p})$ может включать в себя границы t_i^w интервалов времени смены режимов закачки/добычи скважины, мощности закачки/добычи Q_i^w (мгновенные объемы закачки/добычи), концентрации закачиваемых агентов χ_i^w на каждом (i -м) интервале времени для каждой нагнетательной скважины w (массовая доля подбираемой компоненты закачиваемой композиции χ_i^w , например, массовая доля полимера χ^{wp} в составе закачиваемой ПАВ-полимерной композиции, см. таблицу 3.1).

Таким образом, математическая модель для оптимизации нефтедобычи получена объединением:

- 1) вида целевой функции;
- 2) цифровой модели месторождения;
- 3) плана разработки месторождения на период оптимизации, заданного варьируемыми параметрами Θ .

Основными данными в этой модели (помимо параметров цифровой модели месторождения) являются:

- 1) заданные для каждого интервала времени диапазоны допустимых значений мощности работы скважин и забойного давления;
- 2) диапазоны допустимых концентраций закачиваемых агентов для нагнетательных скважин;
- 3) значения желаемого объема добытой жидкости $V_w^{mix}(\Theta)$ и добытой нефти $V_w^{oil}(\Theta)$ для добывающих скважин;
- 4) стоимостные коэффициенты α_k .

Поскольку рассматриваемый подход ориентирован на решение реальных практических задач, в которых, как правило, требуется оптимизация разработки месторождений с большим количеством скважин, то для построения математических моделей для оптимизации разработан специальный программный инструментарий в виде графического пользовательского интерфейса, который

входит в состав программного комплекса, включающего в себя автоматическую систему параметризации оптимизируемого плана. Подробно описание программного комплекса моделирования и оптимизации нефтедобычи приведено в главе 3.

Минимизация функционала (2.1) выполняется с использованием метода Гаусса-Ньютона [23,109].

Обозначим

$$F_{1,w}(\Theta) = \int_t V_w^{water}(\Theta) dt, \quad F_{2,w}(\Theta) = \int_t M_w^k(\Theta) dt, \quad F_{3,w}(\Theta) = \int_t V_w^{water, inj}(\Theta) dt,$$

$$F_{4,w}(\Theta) = \int_t |V_w^{mix}(\Theta) - V_w^{mix,*}| dt, \quad F_{5,w}(\Theta) = \sqrt{\alpha_5^w} \int_t |V_w^{oil}(\Theta) - V_w^{oil,*}| dt,$$

где w , как и ранее, номер скважины (которая может быть как добывающей, так и нагнетательной).

Выполним линеаризацию функций $F_{k,w}(\Theta)$ в окрестности значений параметров $\bar{\theta}_p$

$$F_{k,w}(\Theta) \approx F_{k,w}(\bar{\Theta}) + \sum_{p=1}^{Np} \left. \frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_p} \right|_{\Theta=\bar{\Theta}} \Delta \theta_p, \quad k=1\dots 5, \quad (2.2)$$

где значения $\frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_p}$ по смыслу отражают чувствительность соответствующего

критерия для скважины w к изменению параметра с номером p , а $\Delta \theta_p = \theta_p - \bar{\theta}_p$.

В результате подстановки соотношения (2.2) в функционал (2.1) получаем квадратичный функционал вида

$$\tilde{\Phi}^{\gamma}(\Theta) = \sum_{k=1}^5 \alpha_k \sum_{w=1}^{Nw} \left(F_{k,w}(\bar{\Theta}) + \sum_{p=1}^{Np} \left. \frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_p} \right|_{\Theta=\bar{\Theta}} \Delta \theta_p \right)^2 + \sum_{p=1}^{Np} \gamma_p (\Delta \theta_p)^2 \rightarrow \min_{\Delta \theta_p}, \quad (2.3)$$

минимизация которого по $\Delta \theta_p$ приводит к СЛАУ следующего вида:

$$(\mathbf{B} + \boldsymbol{\gamma}) \Delta \Theta = \mathbf{d}, \quad (2.4)$$

где компоненты матрицы \mathbf{B} и вектора правой части \mathbf{d} вычисляются с помощью соотношений

$$B_{ij} = \sum_{k=1}^5 \alpha_k \sum_{w=1}^{N_w} \frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_i} \frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_j}, \quad d_i = - \sum_{k=1}^5 \alpha_k \sum_{w=1}^{N_w} \frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_i} F_{k,p}(\bar{\Theta}), \quad i, j = 1 \dots N_p. \quad (2.5)$$

Значения $\frac{\partial F_{k,w}}{\partial \theta_i}$ получаются как деленная на приращение $\tilde{\Delta} \theta_i$ разность решений двух прямых задач: гидродинамического моделирования (метод описан в главе 1) при условии, что значения параметров равны $\bar{\theta}_p$, $p = 1 \dots N_p$, и задачи, в которой параметру θ_i дано малое приращение $\tilde{\Delta} \theta_i$.

В СЛАУ (2.4) матрица \mathbf{Y} является диагональной матрицей с элементами γ_p на главной диагонали. Параметры регуляризации γ_p выбираются адаптивно таким образом, чтобы значения параметров θ_p находились в определенных для каждого параметра границах, а также находилось в заданных границах значение забойного давления.

По полученным в результате решения СЛАУ (2.4) значениям приращений вычисляются новые значения компонент вектора параметров

$$\Theta = \bar{\Theta} + \Delta \Theta, \quad (2.6)$$

для которых вычисляется значение функционала невязки

$$\Phi(\Theta) = \sum_{k=1}^5 \alpha_k \sum_{w=1}^{K_w} (F_{k,w}(\Theta))^2. \quad (2.7)$$

При переходе на следующую итерацию в качестве $\bar{\Theta}$ берутся значения параметров Θ , полученные на текущей итерации.

2.2 Схема алгоритма построения оптимальных планов нефтедобычи

В данном разделе приведем формальное описание алгоритма, реализующего математические модели, описанные в разделе 2.1. Здесь и далее процесс построения оптимальных планов нефтедобычи мы будем называть также синтез оптимального управления.

Исходная информация, требуемая для реализации данного алгоритма:

1) Цифровая модель месторождения, подготовленная для расчета прямой задачи многофазной фильтрации;

2) Структура «Параметры управляющего воздействия» $\{i_w, i_{abs}, \{i_{pl}\}, \{i_{pw}\}, \{i_t\}\}$, где i_w – номер скважины, i_{abs} – номер режима добычи/закачки, $\{i_{pl}\}$ – номера временных интервалов добычи/закачки для подбора концентрации полимера, $\{i_{pw}\}$ – номера временных интервалов добычи/закачки для подбора мощности добычи/закачки, $\{i_t\}$ – номера подбираемых значений временных границ интервалов добычи/закачки;

3) Параметры задачи, включающие в себя: $MaxIter$ – максимальное число итераций при синтезе управления, максимальное изменение подбираемого параметра на итерации (выражается в пробных шагах по подбираемому параметру), $\alpha_k, k = 1...5$ – веса слагаемых, входящих в целевую функцию (2.1), N^{types} – число типов параметров и характеристики для каждого типа подбираемого параметра, которые включают в себя dr – значение пробного шага (абсолютное или в процентах от текущего значения), V^{min} – минимальное допустимое значение подбираемого параметра, V^{max} – максимальное допустимое значение подбираемого параметра.

Схемы алгоритмов приведены на рисунках 2.3–2.7. В результате работы алгоритма находятся значения подбираемых параметров, минимизирующие описанный выше целевой функционал (2.1) и удовлетворяющие заданным ограничениям.

В рассматриваемом алгоритме можно выделить следующие основные шаги.

Шаг 1. Нумерация искомых параметров.

Шаг 2. В цикле на каждой итерации выполняются следующие шаги:

Шаг 2.1. Решение прямой задачи гидродинамического моделирования нефтедобычи для текущих значений искомых параметров.

Шаг 2.2. Решение задач с измененными на величину пробного шага значениями соответствующих параметров.

Шаг 2.3. Проверка значения целевого функционала и выход, если текущее значение функционала меньше заданного порога.

Шаг 2.4. Сборка СЛАУ в соответствии с формулами (2.5).

Шаг 2.5. Адаптивная регуляризация (2.4) и нахождение новых значений параметров (2.6).

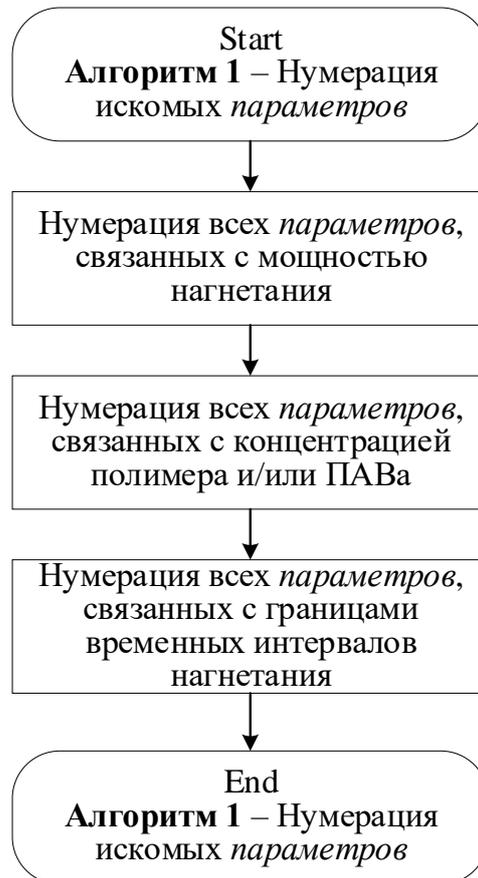


Рисунок 2.3 – Алгоритм нумерации искомых параметров («алгоритм 1»)

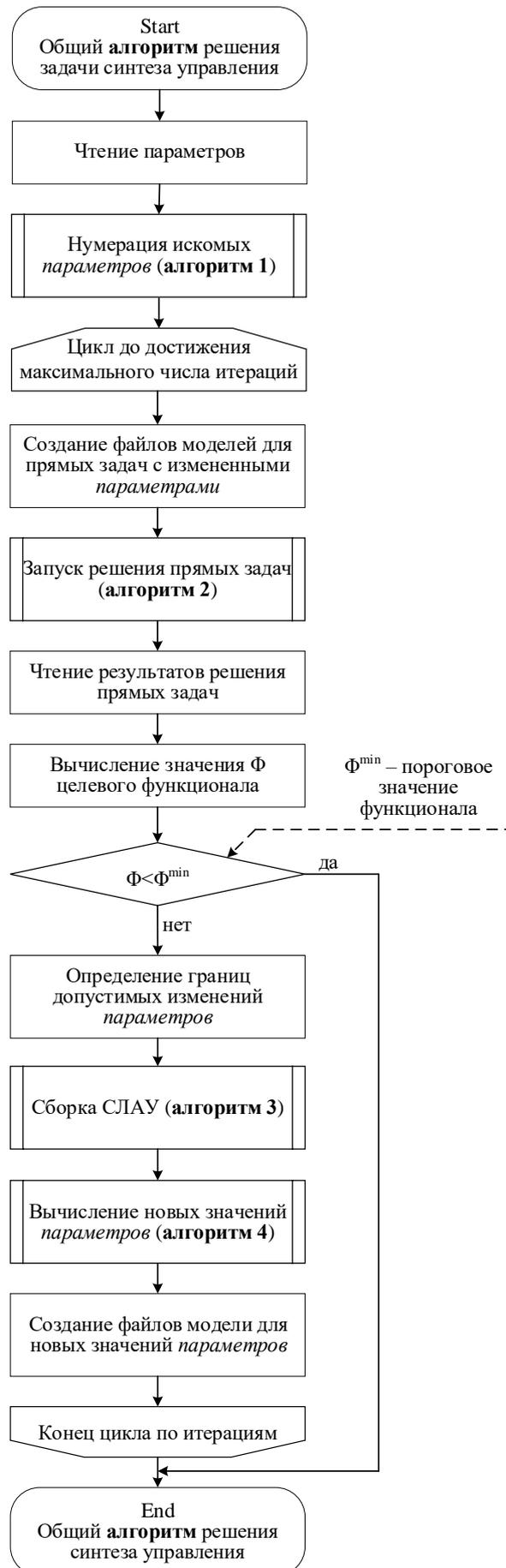


Рисунок 2.4 – Общий алгоритм решения задачи синтеза управления

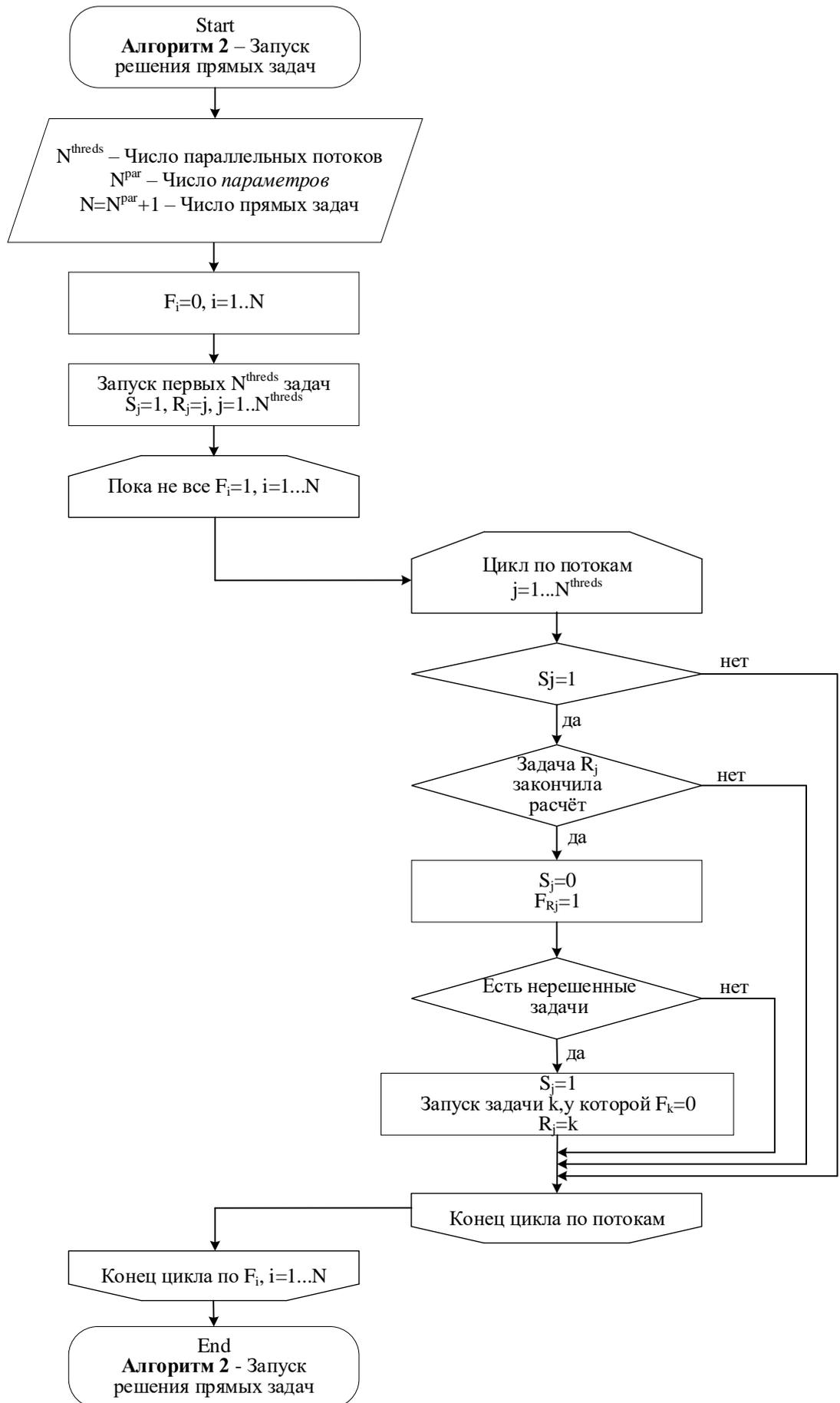


Рисунок 2.5 – Алгоритм запуска решения прямых задач («алгоритм 2»)

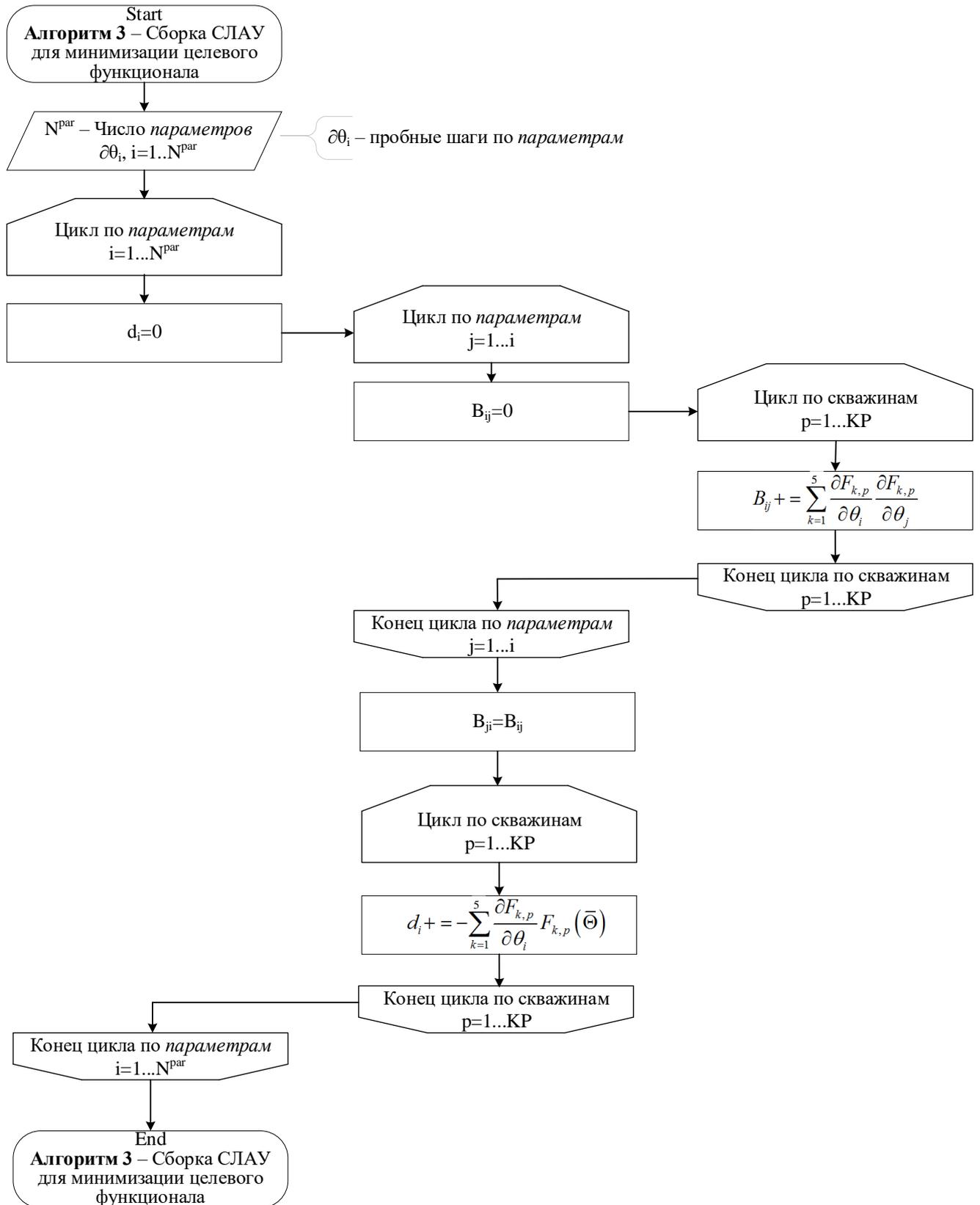


Рисунок 2.6 – Алгоритм сборки СЛАУ для минимизации целевого функционала («алгоритм 3»)

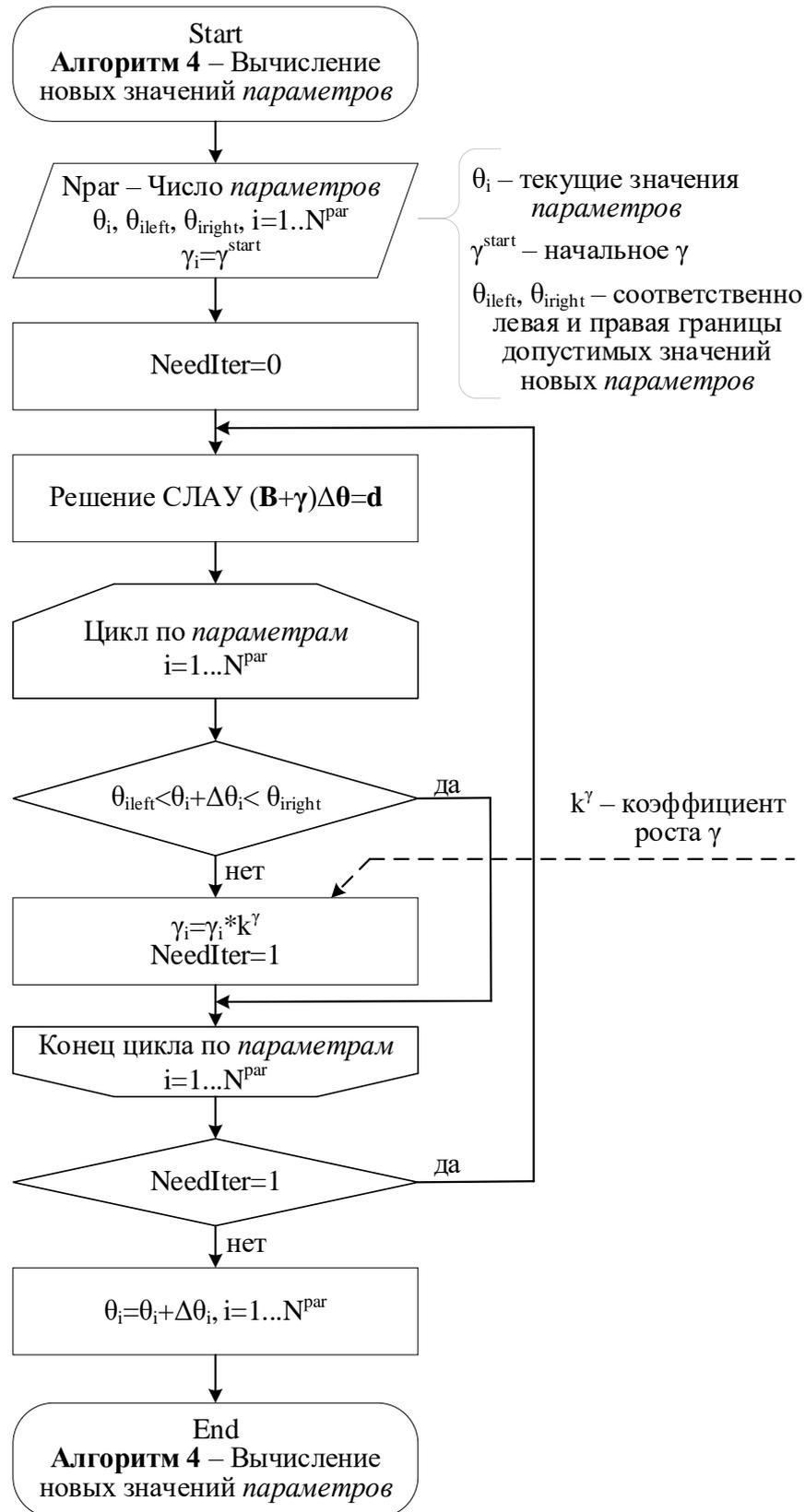


Рисунок 2.7 – Алгоритм вычисления новых значений параметров («алгоритм 4»)

2.3 Методика построения оптимальных моделей нефтедобычи

В данном параграфе представлена методика синтеза оптимального плана нефтедобычи, состоящая из шести этапов. Методика будет описана на примере оптимизации полимерного заводнения на участке модели реального месторождения (полная модель данного месторождения описана в п. 3.3.3).

Этап 1. Определяются добывающие скважины и режимы добычи в них, нагнетательные скважины, для которых будет выполняться синтез управления, и варьируемые параметры с накладываемыми на них ограничениями, стартовые значения варьируемых параметров.

Рассмотрим трехслойную модель, стартовое состояние которой (7000 суток) показано на рисунке 2.8а. Суточные объемы добычи были взяты из практических данных по месторождению М1 (см. п. 4.3). Всего на выделенном для синтеза участке находится 10 добывающих и 3 нагнетательных скважин. Синтез управления будем проводить для двух нагнетательных скважин, обозначенных на рисунке 2.8.

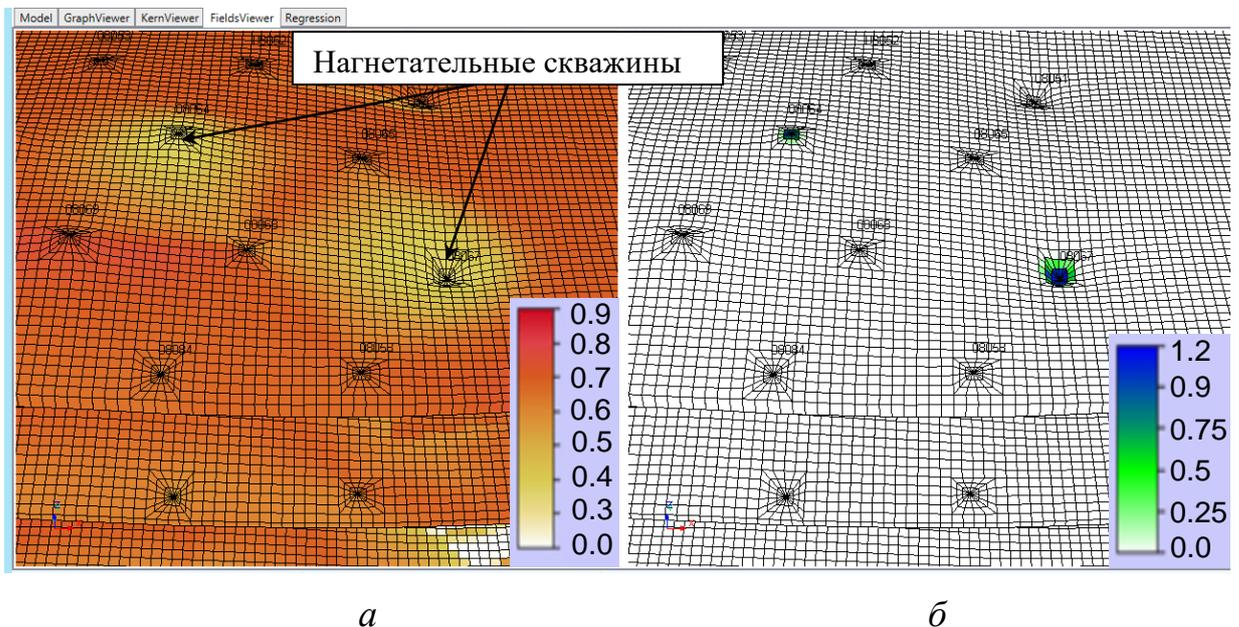


Рисунок 2.8 – Распределение нефтенасыщенности (а) и плотности полимера (б) в начале его закачки

На рисунке 2.9 показаны графики доли нефти в отбираемой жидкости по 4-м добывающим скважинам. Синтез управления будем рассматривать, начиная с 7000 суток.

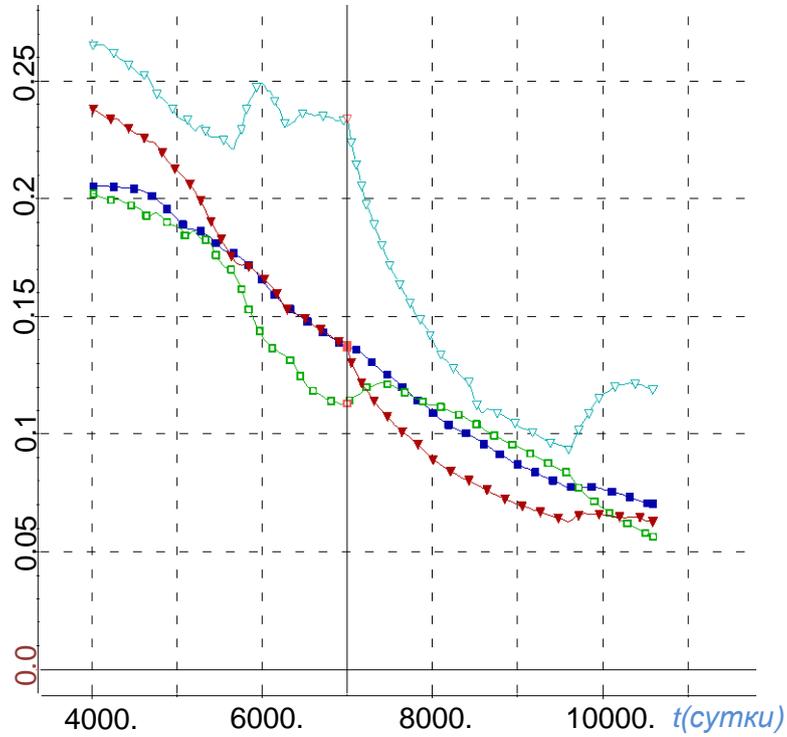


Рисунок 2.9 – Графики доли нефти в отбираемой жидкости по 4-м добывающим скважинам до начала синтеза

Режимы закачки (нагнетания) по каждой из скважин будем подбирать на четырех временных интервалах. На первых двух предполагается закачивать полимер с ограничениями на суммарную по двум скважинам мощность суточной добычи в интервале $[10, 50]$ куб.м/сутки, а на последних двух – воду с ограничениями $[40, 200]$ куб.м/сутки.

В таблице 2.1 приведены значения параметров для синтеза, которые мы будем использовать в качестве стартовых.

Этап 2 (необязательный). Проведение расчетов с нагнетанием воды (возможно, с использованием синтеза управления).

Из решения прямой задачи для этой модели было получено, что объем добытой нефти при нагнетании водой за 5 лет (в период с 7000 до 8800 суток) по

рассматриваемому количеству скважин составляет 75 тыс. куб. м. Синтез оптимального управления только при нагнетании водой позволяет увеличить добычу не более чем на 100-200 куб.м.

Таблица 2.1 – Стартовые значения параметров для синтеза и характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования

t сут	80	160	890	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	20	20	80	80
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	20	20	80	80
Концентрация полимера для скв.1, %:	0.15	0.15	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.15	0.15	-	-
Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно нагнетания водой, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания с полимером, тыс. куб. м
Значение	80.9	11.2	5.9	—

Этап 3. Проведение синтеза управления с различными стоимостными коэффициентами с целью выбора их подходящих значений, определяющих понятие выгоды по отношению к соотношению добываемой нефти и затрачиваемых агентов.

В таблицах 2.2-2.3 представлены значения оптимальных параметров синтеза, полученные при значениях $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.3$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$ и $\alpha_1 = 1$,

$\alpha_2 = 0.8$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$, а также характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования.

Таблица 2.2 – Значения оптимальных параметров, полученных при синтезе с коэффициентами $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.3$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$, и характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования

t сут	12.9	202.7	793.5	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	21.2	24.4	73.7	98.6
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	18.68	25.4	104.4	101.4
Концентрация полимера для скв.1, %:	0.17	0.27	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.23	0.25	-	-
Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно нагнетания водой, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания с полимером, тыс. куб. м
Значение	86.9	33.7	11.9	6.04

Анализ результатов, представленных в таблицах 2.2-2.3, показывает, что для коэффициента $\alpha_2 = 0.8$ (при котором «стоимость» полимера для процедуры синтеза увеличивается) снижение объема добытой нефти незначительно – 0.8 тыс.куб.м (и как будет отмечено далее, находится в рамках погрешности

«незнания» досконально неоднородности среды), при этом затраты на полимер снижаются почти в 2 раза. Поэтому далее будем использовать коэффициент $\alpha_2 = 0.8$.

Таблица 2.3 – Значения оптимальных параметров, полученных при синтезе с коэффициентами $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.8$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$, и характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования

t сут	106.6	197	802.8	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	25.6	27.9	93.5	99.5
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	20.5	22	99.8	100.4
Концентрация полимера для скв.1, %:	0.22	0.14	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.18	0.12	-	-
Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно нагнетания водой, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания с полимером, тыс. куб. м
Значение	86.1	18.8	11.1	5.2

Этап 4 (необязательный, но рекомендуемый). Провести синтез управления при фиксированных временных интервалах закачки агента и фиксированных концентрациях.

Для рассматриваемой модели в таблицах 2.4-2.5 приведены значения оптимальных параметров синтеза, полученные при фиксированных временных интервалах закачки полимера (по 80 суток каждый) и при фиксированной концентрации полимера, равной 0.15%.

Таблица 2.4 – Значения оптимальных параметров, полученных при синтезе с коэффициентами $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.8$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$ и при условии, что временные интервалы фиксированы, и характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования

t сут	80 (фикс.)	160 (фикс.)	714	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	31.5	21	110.5	101.23
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	16.4	25.5	89.4	98.7
Концентрация полимера для скв.1, %:	0.37	0.038	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.14	0.29	-	-
Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно нагнетания водой, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания с полимером, тыс. куб. м
Значение	88.3	21.1	13.3	7.4

Из представленных результатов видно, что вариант, когда временные интервалы были фиксированы, получился даже лучше, чем когда варьировались все параметры. Это связано с тем, что минимизация выполняется

последовательно. Поэтому в таких ситуациях можно выбрать тот режим, который более удобен с технологической точки зрения.

Таблица 2.5 – Значения оптимальных параметров, полученных при синтезе с коэффициентами $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.8$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$ и при условии, что фиксированы концентрации полимера, и характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования

t сут	30.9	242	767.95	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	14.9	24.3	95.4	99.5
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	15.2	25.6	104.4	100.4
Концентрация полимера для скв.1, %:	0.15	0.15	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.15	0.15	-	-
Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно нагнетания водой, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания с полимером, тыс. куб. м
Значение	85.5	20.1	10.5	4.6

Этап 5. Выбранный оптимальный вариант проверить на устойчивость путем решения прямых задач (гидродинамическим моделированием), варьируя некоторые параметры.

Из представленных в таблицах 2.1-2.5 результатов видно, что все варианты дают увеличение добычи примерно на 5-7 тыс.куб.м. При этом наилучшим является вариант, представленный в таблице 2.4, где был получен наибольший объем дополнительно добытой нефти и наилучшим является соотношение объема добытой нефти к затратам полимера.

Поэтому устойчивость будем проверять именно для этого варианта. Поскольку увеличение массы закачиваемого полимера на первом временном интервале в первой скважине было получено практически для всех вариантов синтеза, в первую очередь, проверим на устойчивость значение параметра, соответствующего концентрации полимера, закачиваемого на втором временном интервале во вторую скважину. Для этого с помощью соответствующего модуля программного комплекса решим серию прямых задач, уменьшая значение этого параметра и анализируя характеристики объема добытой нефти и массы закачиваемого полимера. Результаты, полученные из гидродинамического моделирования, приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Анализ устойчивости полученных оптимальных параметров

Значения параметров, %	Скв. 2: $C_2=0.29$ (получен из синтеза)	Скв. 2: $C_2=0.25$	Скв. 2: $C_2=0.2$	Скв. 2: $C_2=0.18$	Скв. 2: $C_2=0.25$ Скв. 1: $C_2=0.1$
Объем добытой нефти, тыс. куб. м	88.3	88.1	87.8	87.7	85.4
Затраты полимера, тонны	21.2	20	18.9	18.4	21.3

Из представленных результатов видно, что результат достаточно устойчив и в окрестности синтезированного плана можно несколько изменить параметры управления добычей, в зависимости от того, какой эффект более желателен: получить больше нефти (в объеме порядка 600 куб.м) или сэкономить затраты на полимер (в объеме порядка 3 т). Стоит отметить, что стоимость тонны

используемого полимера отличается от стоимости тонны добытой нефти минимум на порядок, и поэтому полученный в результате синтеза план управления действительно является оптимальным среди всех приведенных в таблице 2.6.

Следует обратить внимание на следующий очень важный факт. Полученный оптимальный план добычи на выбранный период может приводить к довольно серьезным потерям при последующей добыче. Продемонстрируем это на одном примере.

Для варианта, представленного в таблице 2.4, выполним синтез оптимального управления еще в двух вариантах.

В первом варианте для состояния гидродинамической модели, которое будет достигнуто через пять лет при управлении по схеме из таблицы 2.4, выполним синтез оптимального управления на следующие пять лет. Во втором же варианте выполним синтез оптимального управления сразу на 10 лет.

Рассмотрим сначала первый вариант. В качестве параметров и их стартовых значений выберем тот же набор параметров и значений, который мы использовали для синтеза на первой пятилетке. В этом случае объем добытой нефти составил 76.6 куб.м/сутки при затратах полимера 11.2 т. Результаты синтеза представлены в таблице 2.7.

Как видно, объем добычи резко уменьшился и оптимизация практически ничего не дает.

В таблице 2.8 представлены результаты синтеза управления на 10 лет, а в таблице 2.9 – соответствующие ему характеристики добычи. В этом случае оптимизация управления осуществлялась одновременно для 30-ти параметров (стартовые значения параметров для обоих периодов были взяты одинаковыми и такими же, как для представленных выше экспериментов, см. таблицу 2.1).

Таблица 2.7 – Значения оптимальных параметров, полученных при синтезе с коэффициентами $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 0.8$, $\alpha_3 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$ на вторую пятилетку и при условии, что временные интервалы фиксированы, и характеристики добычи, получаемые для этих параметров из гидродинамического моделирования

t сут	80 (фикс.)	160 (фикс.)	829.4	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	18.4	15.6	96.5	98.2
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	22.2	17.5	103.5	101.8
Концентрация полимера для скв 1, %:	0.14	0.26	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.17	0.2	-	-
Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно нагнетания водой, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания с полимером, тыс. куб. м
Значение	76.1	13.3	–	1.4

Из представленных в таблицах 2.7-2.9 результатов видно, что при планировании на длительный период объема добычи нефти резко увеличивается, но основной прирост добычи достигается во второй пятилетке. В то же время оптимальный план по первой пятилетке даже после оптимизации от полученного по нему состояния на следующую пятилетку во второй половине оказывается по добыче хуже, чем при добыче без оптимизации (от состояния, к которому пришла пластовая система без оптимизации в первые пять лет). Этот факт

проиллюстрирован графиками на рисунке 2.10 и на распределениях на рисунке 2.11-2.12.

Таблица 2.8 – Результаты оптимизации управления, по периоду на 10 лет

	Синтез управления на первую пятилетку			
t сут	30.6	206.2	818.5	1800
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	16.9	27.1	52.4	128
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	23	22.8	67.6	71.9
Концентрация полимера для скв 1, %:	0.24	0.6	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.24	0.56	-	-
	Синтез управления на вторую пятилетку			
t сут	29 (1829)	66.6(1866.6)	792 (2592)	1800 (3600)
Мощности для скв.1, м ³ /сут:	17.3	23.9	115	80
Мощности для скв.2, м ³ /сут:	17.4	12.5	85	120
Концентрация полимера для скв. 1, %:	0.17	0.09	-	-
Концентрация полимера для скв.2, %:	0.17	0.22	-	-

Таблица 2.9 – Характеристики добычи, получаемые из гидродинамического моделирования для параметров синтеза добычи, проведенного на 10 лет

Наименование характеристики	Объем добытой нефти, тыс. куб. м	Затраты полимера, тонны	Объем дополнительно добытой нефти относительно стартовых значений нагнетания полимером, тыс. куб. м	Объем дополнительно добытой нефти относительно значений параметров нагнетания с полимером, синтезированных на две пятилетки по отдельности тыс. куб. м
Значение	195.8 из них 88.5 в первую пятилетку	67.4	29.9	31.4

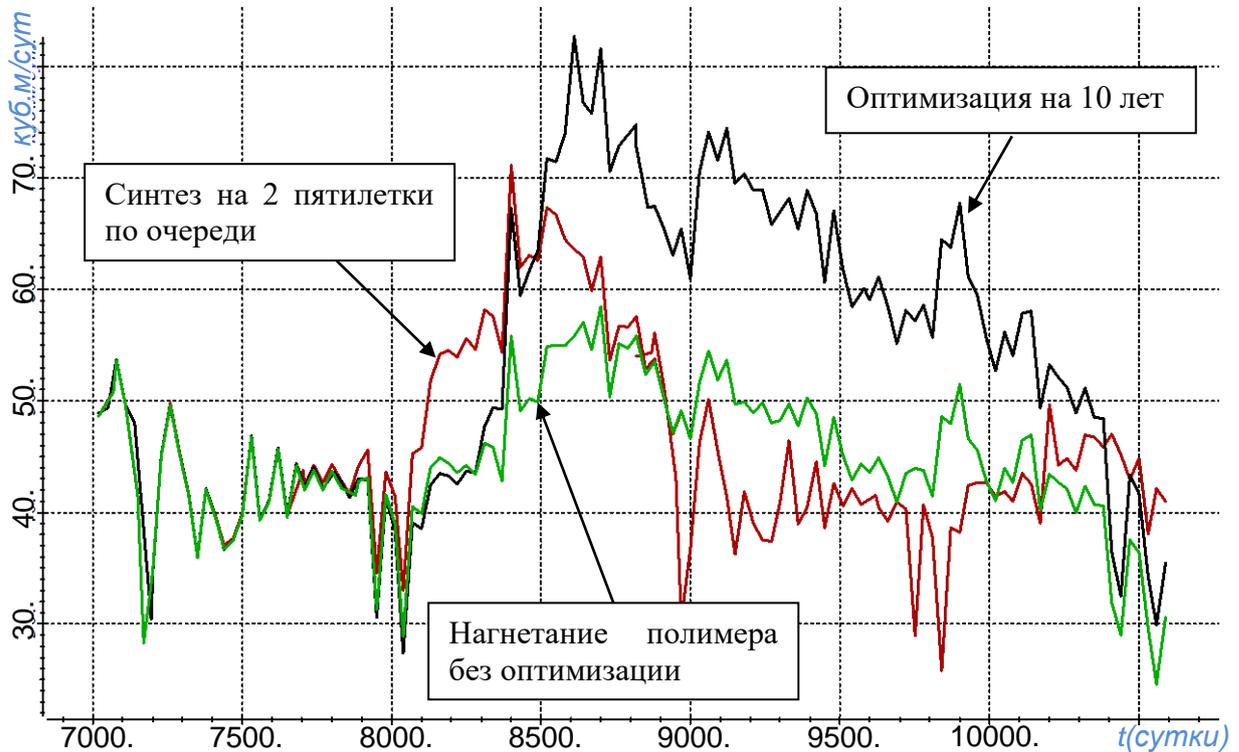
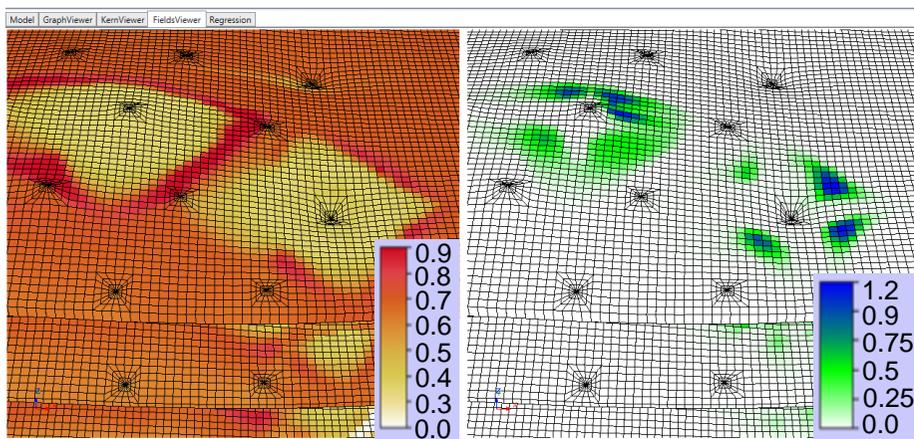
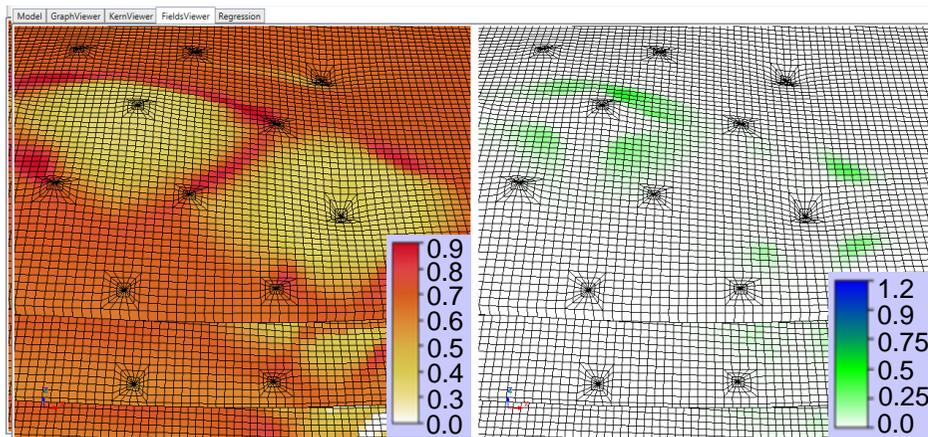


Рисунок 2.10 – Суммарная добыча нефти (куб.м/сутки) по 4-м добывающим скважинам в оптимальном режиме (черный цвет), синтезированном на 10 лет, в оптимальном режиме, синтезированном на 2 пятилетки по очереди (красный цвет), и в режиме без оптимизации (зеленый цвет)

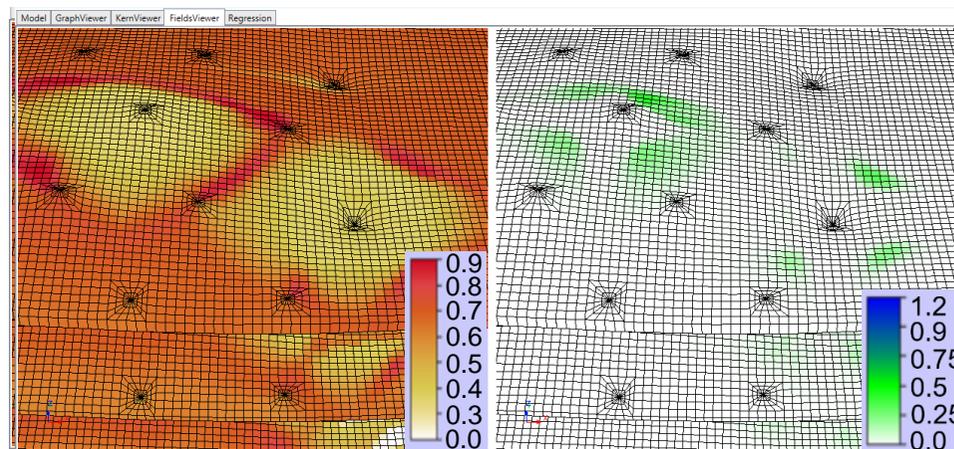


a

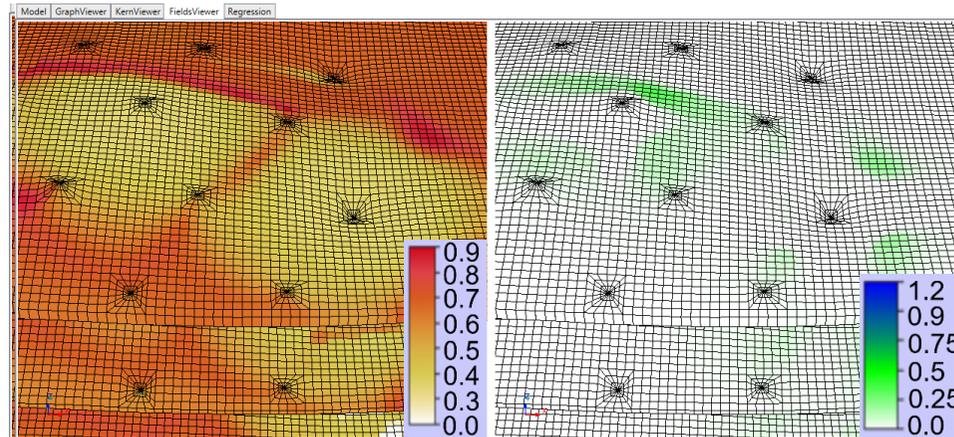


б

Рисунок 2.11 – Распределение нефтенасыщенности (слева) и плотности полимера (справа) для плана, оптимизированного на 10 лет, в моменты времени 1440 суток (*a*) и 2880 суток (*б*) после начала периода оптимизации



a



б

Рисунок 2.12 – Распределение нефтенасыщенности (слева) и плотности полимера (справа) для управления, оптимизированного на первую пятилетку (*a*) и на вторую пятилетку (*б*) в момент времени 1440 суток после начала периода соответствующей оптимизации

Этап 6. После определенного промежутка времени (определяемого значимыми изменениями в пластовой системе) практические данные со скважин сравниваются с расчетными (полученными для прогнозной модели).

Если различия между практическими и расчетными данными превышают допустимые, то необходимо перейти на первый этап методики, где провести коррекцию модели пластовой системы с учетом новых полученных данных и согласно следующим пунктам методики провести оптимизацию управления добычей (корректирующий предыдущий).

Если же различия допустимы, то процесс добычи продолжается с синтезированным в начале периода управлением.

Выводы по главе 2

1. Разработан метод автоматического построения оптимальных планов нефтедобычи, в основе которого лежит минимизация квадратичного функционала, минимум которого соответствует достижению желаемого экономического эффекта: максимизации объема извлекаемой нефти при минимальных объемах нагнетания замещающих агентов. Для вычисления функций чувствительности в ходе оптимизации выполняется полное гидродинамическое моделирование. Данный метод применим для разных способов заводнения, в том числе для полимерного и ПАВ-полимерного заводнений.

2. Разработаны алгоритмы, реализующие метод построения оптимальных планов нефтедобычи: алгоритм нумерации параметров задачи, алгоритм параллельного вычисления функций чувствительности (решения прямых задач моделирования многофазной фильтрации), алгоритм сборки СЛАУ, алгоритм вычисления новых значений параметров с адаптивной регуляризацией, обеспечивающей нахождение параметров плана в заданных границах, и контролем значения забойного давления на скважинах.

3. Предложена методика построения оптимальных планов разработки нефтяных месторождений. Она продемонстрирована на примере полимерного

заходнения, и включает этап оптимизации с разной параметризацией плана, этап оптимизации с разными значениями стоимостных коэффициентов, а также этап анализа устойчивости получаемого результата.

ГЛАВА 3 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

3.1 Общие сведения и схема программного комплекса

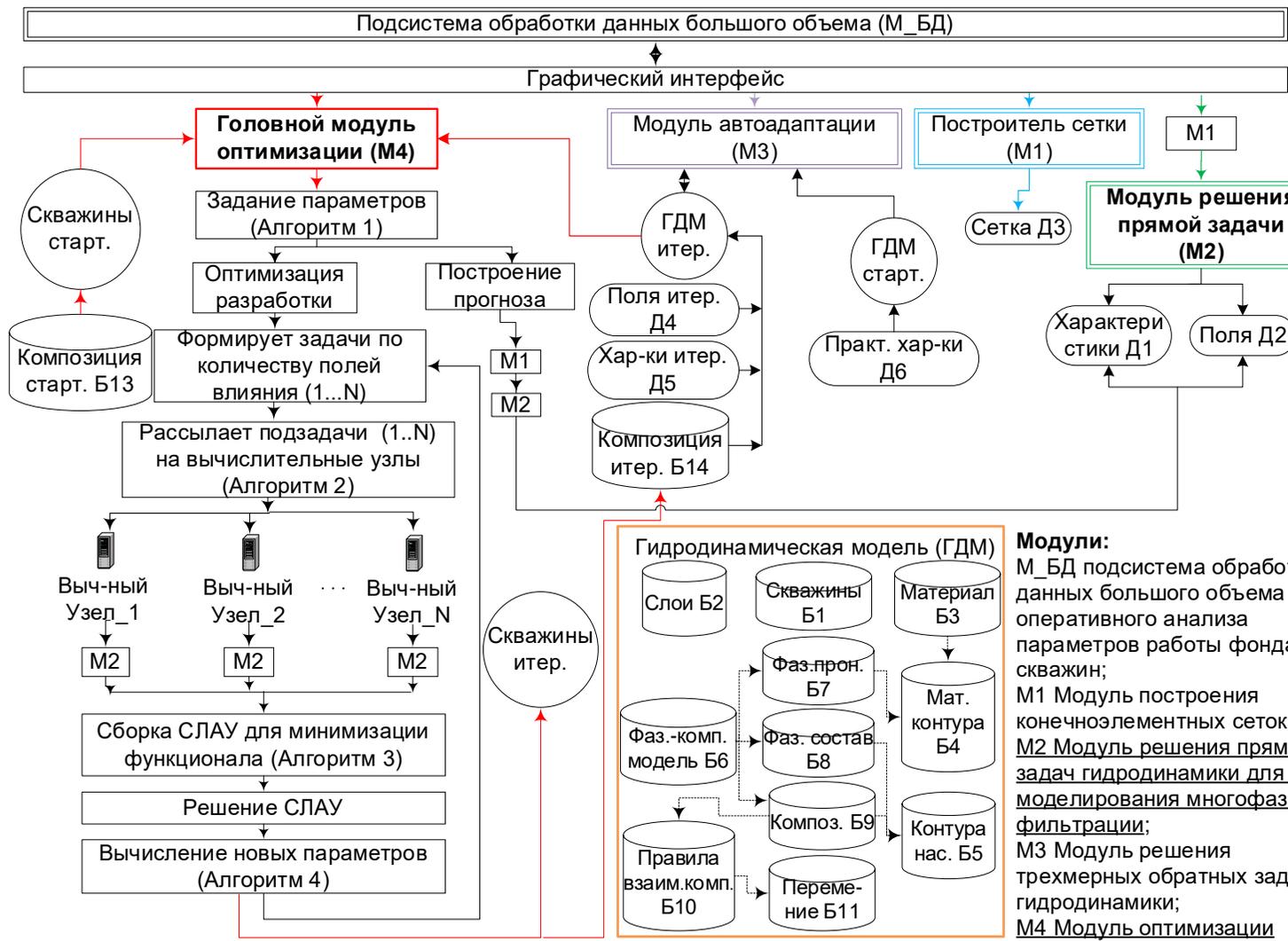
Представленные в диссертационной работе методы моделирования и оптимизации нефтедобычи интегрированы в состав программного комплекса [70,71,74,110] (Приложение А). Комплекс представляет собой единую систему, объединенную общим графическим интерфейсом пользователя и предназначенную для решения следующих задач:

- 1) построение и анализ цифровых моделей нефтяных месторождений в результате автоадаптации скважинных данных;
- 2) моделирование нефтедобычи традиционными методами разработки и при применении методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН), включая полимерное и ПАВ-полимерное заводнение;
- 3) оптимизация и анализ планов разработки нефтяных месторождений различными способами заводнения.

Общая схема программного комплекса изображена на рисунке 3.1. Программный комплекс содержит:

- 1) модуль построения конечноэлементных сеток (**М1**);
- 2) модуль решения прямых задач для 3D-моделирования многофазной фильтрации (**М2**);
- 3) модуль решения трехмерных обратных задач (**М3**);
- 4) модуль решения задач оптимизации нефтедобычи (**М4**).
- 5) подсистема обработки данных большого объема для оперативного анализа параметров работы фонда скважин (**М_БД**)

Управление модулями и данными осуществляется с помощью единого графического интерфейса.



Блоки данных:

- Б1 Расположения и режимы работы скважин;
- Б2 Геолого-геофизические данные о слоях модели;
- Б3 Свойства пород, встречающихся в пластовой системе;
- Б4 Неоднородности среды по свойствам пород;
- Б5 Неоднородности среды по насыщенностям фаз;
- Б6 Компонентно-фазовая модель пластовой системы;
- Б7 Фазовые проницаемости, используемые в модели;
- Б8 Фазовые составы;
- Б9 Фазы и компоненты, присутствующие в модели;
- Б10 Правила взаимодействия компонент и фаз;
- Б11 Правила перемешивания компонент;
- Б12 Правила, химических реакций;
- Б13 Стартовая компонентно-фазовая модель;
- Б14 Компонентно-фазовая модель, полученная в результате решения задачи оптимизации.

Модули:

- M_БД подсистема обработки данных большого объема для оперативного анализа параметров работы фонда скважин;
- M1 Модуль построения конечноэлементных сеток;
- M2 Модуль решения прямых задач гидродинамики для 3D-моделирования многофазной фильтрации;
- M3 Модуль решения трехмерных обратных задач гидродинамики;
- M4 Модуль оптимизации режимов работы скважин.

Внутренние данные:

- Д1 Расчетные поля, полученные решением прямой задачи;
- Д2 Расчетные характеристики, полученные решением прямой задачи;
- Д3 Конечноэлементная сетка;
- Д4 Расчетные поля, получаемых на итерациях 3D-инверсии;
- Д5 Расчетные характеристики, получаемых на итерациях 3D-инверсии;
- Д6 Практические характеристики.

Рисунок 3.1 – Общая схема комплекса моделирования и оптимизации нефтедобычи

Цифровую модель месторождения определяют две основные структуры данных, которые на схеме обозначены кругом: структура «Скважины», которая содержит план работы скважин, и структура «ГДМ» (гидродинамическая модель), которая отдельно вынесена и выделена на схеме оранжевым цветом.

Структура «Скважины» содержит данные, определяющие режимы работы нагнетательных и добывающих скважин. Эти данные задаются в графическом интерфейсе пользователя и изменяются в ходе оптимизации разработки, которую выполняет модуль М4. При этом в графическом интерфейсе предусмотрены инструменты автоматизированного задания параметров для групп скважин и временных интервалов.

Структура «ГДМ» формирует расчетную область и параметры для решения прямой задачи (моделирования многофазной фильтрации в пористой среде). В блоке Б1 содержатся данные о положении скважин, зонах перфораций и режимах включения/отключения зон перфораций. Информация о свойствах и геометрии геологических слоев содержится в блоке Б2. Компонентно-фазовая модель (см. таблицу 1.1) хранится в блоке Б6, которая, в свою очередь, определяет блоки Б8 и Б9 – наборы компонентно-фазовых составов, используемых при моделировании (например, различные нагнетаемые за период моделирования ПАВ-полимерные композиции). В соответствии с компонентно-фазовой моделью блок Б7 содержит используемые в модели зависимости относительной фазовой проницаемости. При моделировании химических методов воздействия на пласт информация об используемой модели химического взаимодействия и смешивания компонент содержится в блоках Б10 и Б11. Неоднородности геолого-гидродинамической модели делятся на два типа: материальные (которые определяются структурной проницаемостью и пористостью) и насыщенности (которые определяются фазовым составом в начале «жизни» месторождения). В плане оба типа неоднородностей задаются в виде произвольных контуров, а по вертикали эти неоднородности

задаются в относительных координатах (от нуля до единицы) относительно верхней и нижней кромок соответствующего слоя пластовой системы. Эти неоднородности задаются в блоках данных **Б4** и **Б5**. Для хранения материальных контуров предусмотрена вспомогательная структура «материалы», которая задается в блоке **Б3** и содержит все материальные свойства, кроме фазовых проницаемостей.

Построение цифровой модели месторождения выполняется в ходе решения трехмерной обратной задачи с помощью модуля **М3**. К нему на вход подается стартовая гидродинамическая модель, которая построена специальными средствами графического интерфейса с использованием практических данных (**Д6**). Для построения цифровой модели используется модуль построения специальных конечноэлементных сеток (**М1**), который формирует структуру данных **Д3**, и модуль моделирования месторождения (**М2**). Подробнее метод построения цифровых моделей в ходе автоадаптации исторических скважинных данных описан в работах [23,34]. Цифровая модель месторождения, полученная в результате автоадаптации, используется для оптимизации нефтедобычи.

Модуль оптимизации нефтедобычи **М4** принимает на вход гидродинамическую модель, поля распределения насыщенностей и компонент, а также характеристики состояния системы на момент старта прогнозного периода (**Д4** и **Д5**), стартовые режимы работы скважин (структура «Скважины старт.») и композиции закачиваемых агентов (**Б13**). Модуль **М4** выполняет минимизацию функционала (2.3) в соответствии с общим алгоритмом (см. рисунок 2.3), описанном в разделе 2.1 диссертации. Модуль **М4** функционирует в распределенной вычислительной системе следующим образом. Вначале очередной итерации оптимизации формируется список задач (фактически соответствующих полям влияния каждого из параметров) и исходные данные, для которых будет решаться прямая задача (выполняться модуль **М2**). После того, как сформированы задачи для каждого параметра, выполняется их рассылка на вычислительные

узлы. При этом на каждый вычислительный узел посылаются несколько задач, количество которых определяется количеством задействованных для вычисления ядер на этом узле. Система отслеживает получение результатов от вычислительных узлов и на освободившиеся ядра посылает очередные задачи. Система также отслеживает отказ (потерю связи) с отдельными вычислительными узлами и в этом случае перепосылает незавершившиеся на этих узлах подзадачи на другие узлы (в порядке очереди). Система также отслеживает восстановление связи с узлами или появление новых узлов в вычислительной системе (без остановки процесса оптимизации) и посылает на них задачи из очереди.

Во время расчета полей влияния на основном узле-клиенте, где запущен графический интерфейс, выполняется расчет прямой задачи для текущего плана разработки месторождения для получения очередного значения функционала и формирования компонент матрицы и правой части СЛАУ по формулам (2.5) после того, как все поля влияния будут рассчитаны.

В ходе выполнения модуля оптимизации **М4** на каждой итерации формируется план работы скважин («Скважины итер.») и скорректированные композиции закачиваемых агентов **Б14**. Также имеется возможность запуска прогнозного расчета по модели без выполнения модуля оптимизации для произвольного плана.

Для сокращения вычислительных затрат в модуле моделирования нефтедобычи **М2** реализована специальная процедура группирования ячеек конечноэлементной сетки. Схема модуля решения прямой задачи с изображением алгоритма группирования, который подробно описан в разделе 1.3 диссертации, показана на рисунке 3.2. На схеме пунктирными линиями показана передача данных, а сплошными линиями показано передача управления. Разработанная в данной диссертационной работе процедура переноса фаз и обновления состояний ячеек с группированием ячеек вынесена отдельно и выделена красной рамкой. Внутренние блоки данных, необходимые для выполнения процедуры, показаны пунктиром.

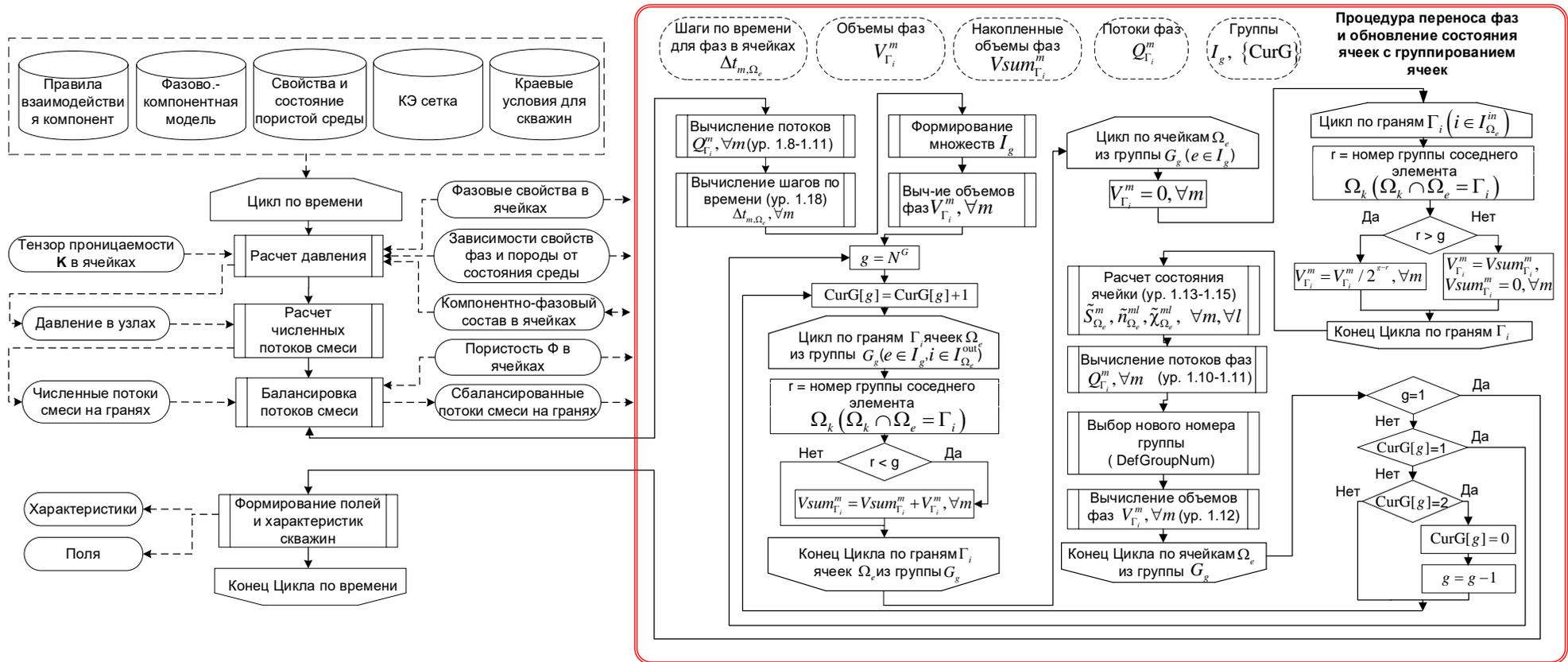


Рисунок 3.2 – Модуль решения прямых задач для 3D-моделирования многофазной фильтрации с процедурой группирования конечных элементов

На каждом временном шаге, в результате выполнения данной процедуры, обновляется компонентно-фазовый состав в ячейках конечноэлементной сетки.

Модуль решения прямых задач **М2** на основе данных из структуры «ГДМ» формирует на выходе поля распределений насыщенностей фаз, массовых долей компонент, давления и вязкостей (**Д1**), а также расчетные характеристики по скважинам (**Д2**): мгновенные и накопленные отборы фаз и компонент, давление, обводненность и др. Данные из этих структур могут просматриваться средствами графического интерфейса.

Модуль **М_БД** реализует хранение и просмотр данных по скважинам с возможностью их использования для последующей адаптации гидродинамической модели и оптимизации режимов работы скважин; хранение и просмотр изменяющихся во времени полей давления, насыщенностей; удобный просмотр пространственно-временных распределений полей по слоям пластовой системы.

Далее рассмотрим подсистему оптимизации нефтедобычи более подробно.

3.2 Подсистема автоматизированной оптимизации нефтедобычи

После построения (вследствие решения обратной задачи или ручной адаптации) геолого-гидродинамической модели ее состояние, соответствующее моменту времени начала синтеза, передается в подсистему оптимизации (передача осуществляется автоматически, пользователь должен лишь выбрать момент времени). Раздел (вкладка) графического интерфейса для задания исходных данных, запуска и просмотра результатов синтеза представлен на рисунке 3.3.

Состояние геолого-гидродинамической модели в различные моменты времени в виде распределений насыщенностей, давления, плотности компонент и др. представлено в нижней части окна, которая может управляться с вкладки **MultiFields**.

Вначале задается общее время планирования и дискрета (например, 60 суток), на которую должны делиться интервалы определяемых моментов времени

смены режимов и в соответствии с которой осуществляется выдача результатов синтеза (красный контур на рисунке 3.3).



Рисунок 3.3 – Раздел (вкладка) графического интерфейса для задания исходных данных, запуска и просмотра результатов синтеза

Задание оптимизируемых параметров осуществляется по группам скважин (как минимум, в разные группы должны объединяться нагнетательные и добывающие скважины).

Скважины в группу выбираются из списка, расположенного в левой части верхней половины окна (раздел Wells), после чего номер и состав соответствующей группы отображается в разделе Well groups.

Кроме того, для каждой скважины на верхней панели (при выборе ее из списка) в разделе Adsorbing отображается режим ее работы до начала момента оптимизации и после (либо заданный пользователем, либо полученный в результате оптимизации). Строка, соответствующая началу прогнозного периода, выделена голубым цветом.

Кроме того, на верхней панели присутствует раздел Compositions/Composition, который отображает возможные компонентные составы (эти составы определяются в диалоговом окне, которое вызывается посредством верхнего меню Edit→Composition).

Для задания оптимизируемых параметров для каждой группы скважин необходимо посредством двойного нажатия «мышью» на соответствующую группу вызвать окно «WellGroupParametersWindow» (рисунок 3.4а).

Раздел «Wells» является информационным – отображает номера и положения скважин текущей группы. В разделе «Time mesh» задается общий временной интервал, на котором для этой группы скважин требуется оптимизировать параметры, а также количество подинтервалов смены режимов.

После нажатия кнопки «Build» в разделе «Parameters» будет сгенерирована таблица, количество строк в которой равно числу временных подинтервалов плюс один (последний подинтервал генерируется автоматически до конца прогнозного периода).

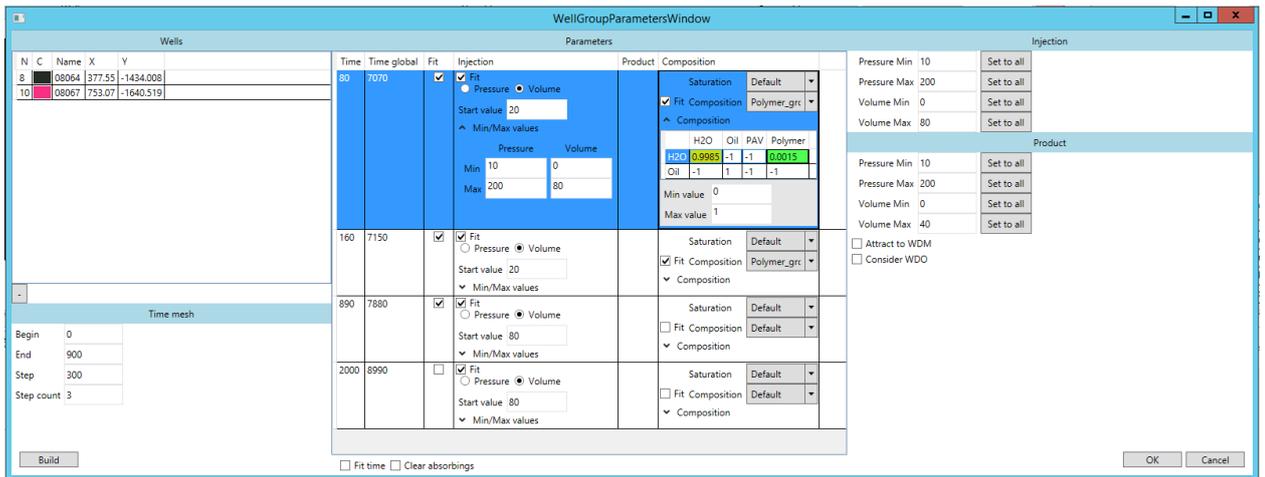
В столбце «Time» отображаются границы временных подинтервалов смены режимов в локальной шкале времени (от начала синтеза), а рядом, в столбце «Time Global» – в глобальной шкале. Первоначально эти временные подинтервалы формируются одинакового размера с учетом заданного количества шагов на всем интервале, а затем могут быть скорректированы пользователем (при этом глобальное время обновляется автоматически). Следующий столбец «Fit» отвечает за информацию, является ли соответствующая граница между временными подинтервалами оптимизируемым параметром или нет («галочка» означает, что является). Информация по остальным параметрам для группы, содержащей нагнетательные скважины, задается в столбцах «Injection» (определяет мощность) и «Composition» (определяет нагнетаемый состав).

Для каждого временного подинтервала в столбце «Injection» указывается:

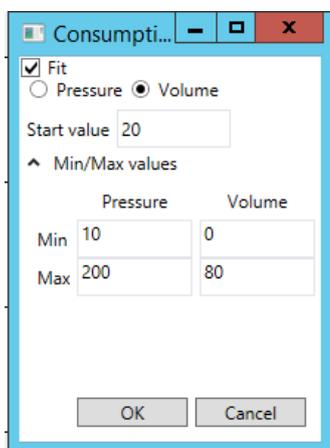
а) является ли мощность нагнетания (расход) оптимизируемым параметром (если нет, то галочка «Fit» снимается);

б) что является оптимизируемым параметром: давление или закачиваемый объем (устанавливается соответствующий radio button);

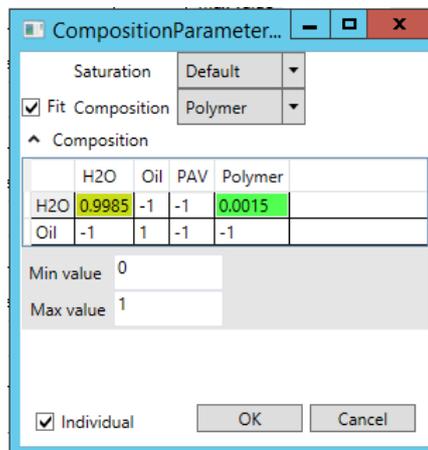
в) стартовое значение параметра – если параметр подбираемым не является, указанное значение будет определять нагнетание в процессе синтеза на этом временном интервале для текущей группы скважин;



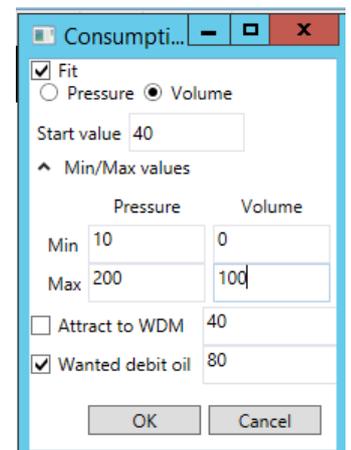
a



б



в



г

Рисунок 3.4 – Окна для задания оптимизируемых параметров для группы скважин: а) общий вид окна; б) окно задания параметров, отвечающих за объем нагнетания; в) окно задания параметров, отвечающих за состав нагнетаемых агентов; г) окно задания параметров, отвечающих за отбор

г) раздел «min/max value» для каждого временного интервала по умолчанию является скрытым, поскольку пользователю предоставляется возможность (в правой части окна) задать максимальные и минимальные значения давлений и мощностей нагнетаний/отборов одновременно для всех скважин группы (посредством нажатия кнопок «Set to All»); однако пользователю предоставляется также возможность при необходимости изменять эти значения для каждого из интервалов.

Указанная выше информация может быть задана одинаковой для всех временных подинтервалов текущей группы скважин. Для этого посредством

нажатия правой кнопкой «мыши» на имя столбца «Injection» нужно вызвать окно, представленное на рисунке 3.4б, и ввести в его поля указанную выше информацию.

Параметры, определяющие состав нагнетаемых агентов, задаются в разделе «Composition» (так же, как было описано выше, для задания параметров может быть вызвано отдельное окно, см. рисунок 3.4в):

а) в разделе «Saturation» выбирается нагнетаемый фазовый состав (сами фазовые составы задаются в диалоговом окне, которое вызывается посредством верхнего меню Edit→Composition);

б) затем из списка выбирается нагнетаемая композиция (т.е. компонентный состав, который также предварительно должен быть задан в диалоговом окне, которое вызывается посредством верхнего меню Edit→Composition) и указывается, являются ли ее компоненты оптимизируемыми параметрами («галочка» Fit, если являются);

в) если являются, то в таблице указывается компонента, концентрация которой является оптимизируемым параметром – она подсвечивается зеленым цветом (желтым цветом подсвечивается связанная с ней компонента);

г) для значений концентрации задаются минимальное и максимальное значения;

д) снятие галочки «Individual» означает, что в ходе синтеза будет подбираться одинаковое значение концентрации на всех временных подинтервалах.

Если скважины в текущей группе являются добывающими, то задание информации об оптимизируемых параметрах выполняется в столбце Product (либо в отдельном окне, показанном на рисунке 3.4г, чтобы обеспечить задание информации для всех временных подинтервалов сразу) и является практически полностью аналогичным тому, как это было описано для параметров, определяющих мощность в нагнетательных скважинах, за исключением следующей информации:

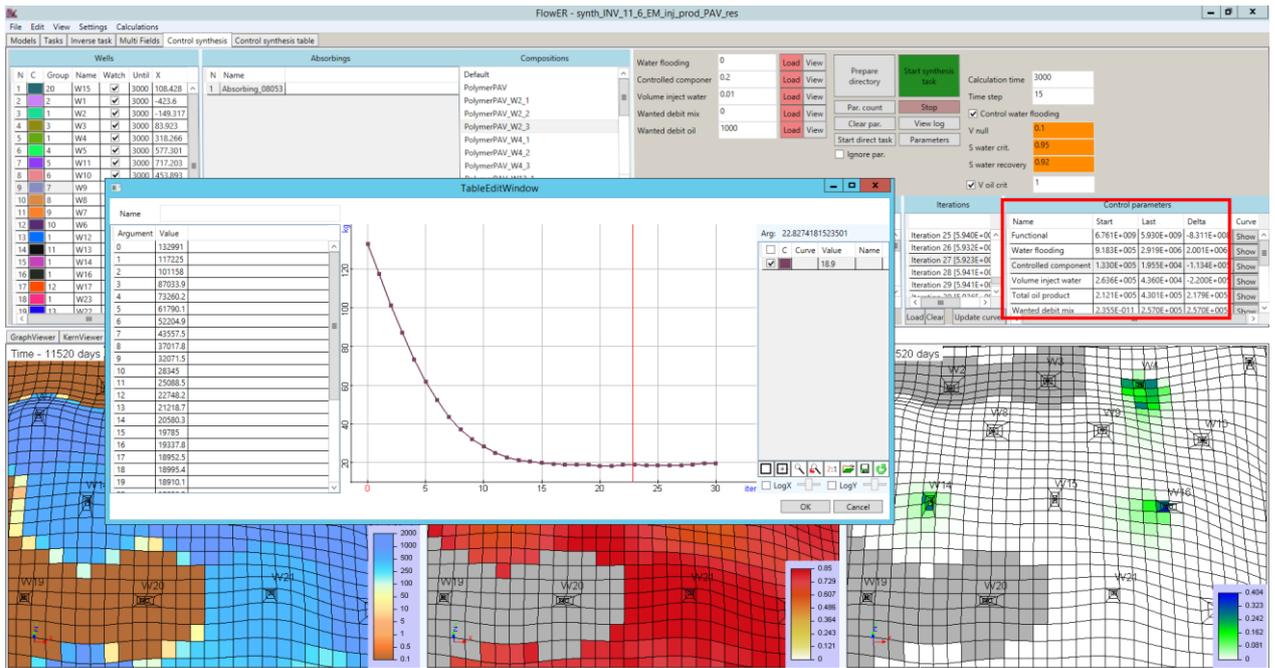
а) вводится значение дебита жидкости (по умолчанию оно равно значению, заданному в качестве стартового), которое в случае нажатия «галочки» *Attract to WDM* трактуется как желательное, и отборы, если они являются оптимизируемыми параметрами (нажата «галочка» *Fit*), в процессе синтеза будут «стремиться достичь» это значение (конечно, с учетом заданного на главном окне соответствующего коэффициента, определяющего вклад соответствующего слагаемого в функционал – об этом скажем чуть ниже);

б) вводится значение дебита нефти, которое в случае нажатия «галочки» *Consider WDO* трактуется как желательное, и оптимизация параметров будет проводиться с учетом того, чтобы достичь это значение (естественно, тоже с учетом того, насколько значимым будет задан соответствующий коэффициент на главном окне).

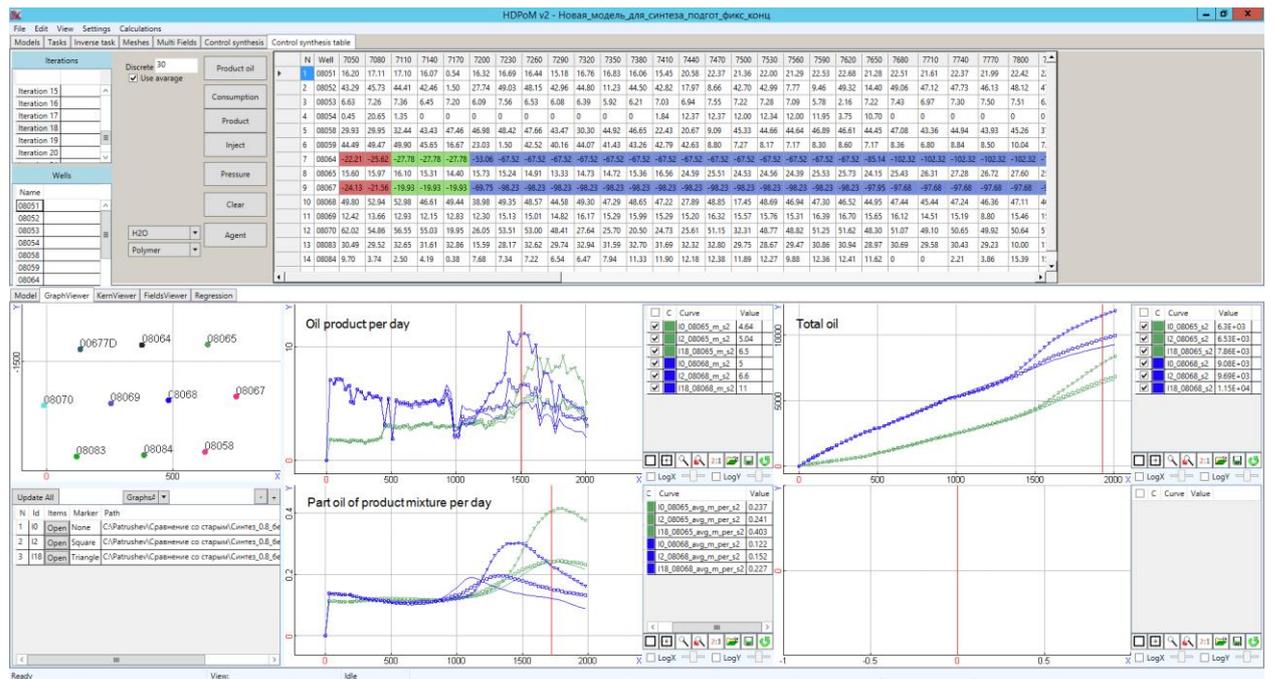
Кроме описанных выше средств задания параметров, пользователь задает коэффициенты α_k перед каждым слагаемым функционала (т.е. фактически, этот коэффициент определяет значимость слагаемого в функционале) с учетом требуемой пользователю значимости каждого слагаемого в общем функционале (см. зеленый контур на рисунке 3.3).

После запуска системы синтеза осуществляется минимизация функционала, описанного в начале раздела. Значения параметров и соответствующие им характеристики добычи сохраняются на каждой итерации (*iteration0* – стартовые значения). Интегральные характеристики добычи (объем добытой нефти, объем добытой/закаченной жидкости, масса закаченного агента и др.) для каждой итерации отображаются в виде таблиц и графиков (см. рисунок 3.5а).

Переход на вкладку *Control Synthesis Table* позволяет просмотреть как параметры добычи, так и характеристики добычи в табличном и графическом виде. По умолчанию загружаются данные, соответствующие итерации, на которой к текущему моменту синтеза был достигнут минимальный уровень функционала невязки, при этом пользователь может для просмотра выбрать любую другую итерацию.



а



б

Рисунок 3.5 – Окна для отображения результатов синтеза: а) интегральные характеристики добычи в зависимости от номера итерации; б) характеристики добычи в виде графиков по отдельным скважинам и табличном виде

Соответствующие окна показаны на рисунке 3.5б. В таблице для каждой скважины представлены параметры нагнетания/отборов с указанной дискретой времени. При этом параметры, которые оптимизировались, подсвечены цветом (в данном случае это были параметры, соответствующие мощности нагнетания на нагнетательных скважинах).

При переборе кнопок слева пользователь может посмотреть:

- а) среднесуточные объемы добытой нефти;
- б) мощности расходов/отборов по отдельности;
- в) давление;
- г) концентрацию.

Внизу в четырех окнах пользователь может посмотреть в графическом виде зависимость характеристик добычи от времени для выбранной с помощью «мыши» скважины на плане (слева/внизу) для одной или нескольких итераций. Цвет графика соответствует цвету отображения скважины на плане, метка определяет различные итерации. Так из рисунка 3.5 видно, что на скважинах 08065 (зеленый цвет) и 08068 (синий цвет) объемы добытой нефти, полученные на 18-й (с наименьшим функционалом) итерации синтеза (метка «треугольник»), существенно выше, чем для стартовых значений параметров (кривые без меток) и для параметров на первой итерации (метка «прямоугольник»).

Значения функционала по итерациям, а также отдельных вкладов в функционал, соответствующих отдельным слагаемым, можно посмотреть в разделе Control Parameters главного окна. При этом эти значения в самой таблице показываются для итерации с наименьшим функционалом, а зависимость этих значений от номера итераций можно посмотреть в виде графиков, нажав на кнопку «Show».

Выводы по главе 3

1. Представлен программный комплекс моделирования и оптимизации разработки нефтяных месторождений. Описана его общая архитектура и основные структуры данных.

2. Разработана подсистема решения оптимизационных задач по управлению разработкой месторождений на основе 3D модели, полученной в результате автоматической адаптации скважинных данных.

3. Разработан графический интерфейс, реализующий инструментарий для автоматизированной параметризации оптимизируемого плана разработки месторождений с целью ускорения работы пользователя при работе с моделями реальных месторождений с большим количеством активных скважин.

4. Разработаны средства графического интерфейса для отображения и анализа результатов оптимизации, среди которых: отображение характеристик добычи по отдельным скважинам, отображение распределения трехмерных полей компонентно-фазового состава, отображение синтезированных планов, а также отображение графиков интегральных характеристик, показывающих ход автоматизированной оптимизации, такие как суммарный по скважинам объем дополнительно добытой нефти, объем закаченной и добытой воды и масса используемого агента.

ГЛАВА 4 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

4.1 Верификация и анализ эффективности процедуры группирования конечных элементов

Продемонстрируем работоспособность и эффективность процедуры группирования (описанной в разделе 1.3) на примере десятой тестовой задачи из сравнительного проекта SPE, рассмотренной в статье [111]. Модель представляет собой параллелепипед с размерами $1200 \times 2200 \times 170$ фут³ ($365.76 \times 670.56 \times 51.816$ м³), в углах которого расположены четыре добывающие скважины (P1-P4), а в центре находится нагнетательная скважина. Добывающие скважины работают при заданном в них давлении 272 атмосферы, а нагнетательная скважина закачивает 5000 баррелей воды в сутки. Исходная модель содержит 85 слоев и характеризуется высокой неоднородностью структурной проницаемости и пористости. Значения параметров задачи заданы на регулярной сетке, содержащей 1122000 ячеек ($60 \times 220 \times 85$ ячеек), и варьируются в диапазоне от $6.65 \cdot 10^{-4}$ до 20000 мД для коэффициентов тензора проницаемости и в диапазоне от $1.4 \cdot 10^{-6}$ до 0.5 для пористости.

Для этой модели была выполнена предварительная обработка с укрупнением ячеек сетки по вертикали (upscaling). В результате расчет проводился на сетке из 244052 ячеек. Время жизни «месторождения» – 2000 суток.

Для оценки эффективности предлагаемого подхода с группированием ячеек была проведена серия расчетов с разными временными шагами Δt^{main} , равными 100, 50, 20, 10, 5 и 1 суткам. Также был проведен расчет без использования процедуры группирования. В нем расчет давления выполнялся с шагом $\Delta t = 20$ суток, а перетоки фаз – с одинаковым для всех ячеек временным шагом, удовлетворяющим условию (1.16). На рисунке 4.1.1 представлены соответствующие результаты для скважин P1 и P3 (см. рис. 4.1.2): дебит нефти в баррелях (рис. 4.1.1а) и обводненность (рис. 4.1.1б для шагов Δt^{main} равных 100, 50, 20 и 1 суткам. Очевидно, с дроблением шага по времени наблюдается

сходимость. Данные дебита нефти на скважине P3 при шаге Δt^{main} , равном 20, 10 и 5 суток, отличаются от значений при $\Delta t^{main}=1$ сутки в среднем на 2%, 1% и 0.5%, соответственно, а на скважине P1 – 1%, 0.5% и 0.2%. Также отметим, что дебит нефти при расчете с шагом $\Delta t^{main}=1$ сутки очень хорошо совпадал с результатами, полученными без применения процедуры группирования. Аналогичная картина сходимости наблюдается и для обводненности добываемой смеси.

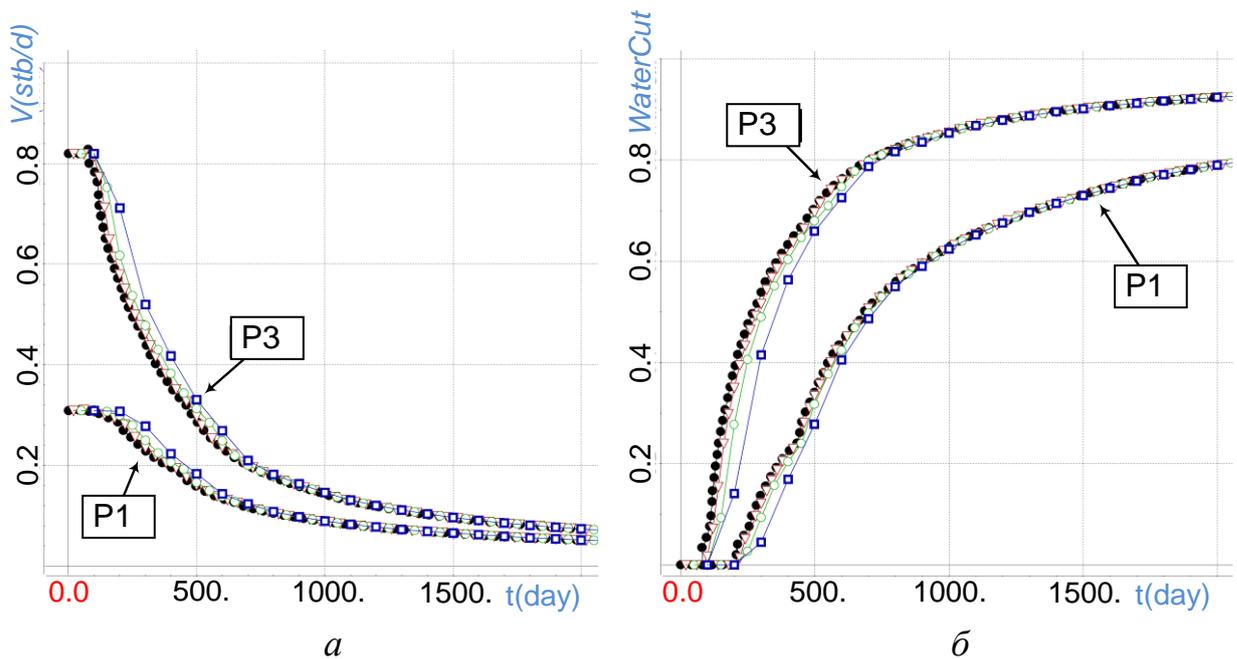


Рис. 4.1.1 – Графики дебита нефти (*a*) и обводненности (*б*) для расчетов с различными Δt^{main} : квадрат – 100 суток, незакрашенный круг – 50 суток, треугольник – 20 суток, покрашенный круг – 1 сутки

В таблице 4.1 приведены вычислительные затраты основных процедур описанной вычислительной схемы. На каждом временном шаге Δt^{main} производится решение двух СЛАУ: первой – при решении краевой задачи (1.3)–(1.5) методом конечных элементов (размер СЛАУ определяется количеством узлов сетки), и второй – в ходе выполнения процедуры балансировки для расчета потоков смеси (размер этой СЛАУ определяется количеством граней [68,81]). Для решения обеих СЛАУ применялся прямой решатель PARDISO [112] из библиотеки Intel MKL.

Сопоставляя погрешность по времени с вычислительными затратами при различных значениях Δt^{main} , можно считать оптимальным значение $\Delta t^{main} = 20$ суток. Для этого расчета на рисунке 4.1.2 приведено распределение ячеек по группам на конец расчета, где желтый цвет соответствует группе с наименьшим номером (шаг по времени $\Delta t_{G_g} = 20$ суток), а темно зеленый цвет соответствует ячейкам из группы с наибольшим номером (шаг по времени $\Delta t_{G_g} = 28$ минут). Из рисунка видно, что ячейки, расположенные вдоль основных направлений течения (от нагнетательной скважины П1 к добывающим Р1, Р2, Р3, Р4) и в зонах повышенной проницаемости, попадают в группы с большими номерами, и основные вычислительные затраты при расчете перетоков приходятся на них. Если же не использовать процедуру группирования, то затраты машинного времени составляют порядка 85 часов из-за условия Куранта-Фридрихса-Леви (CFL) и связанной с ним необходимости задания довольно мелкого шага по времени для выполнения процедуры перетоков фаз (Δt примерно 20-30 минут).

Таблица 4.1 – Временные затраты для расчетов с различным шагом Δt^{main}

Δt^{main} , сутки	Количество групп	Расчет давления	Расчет потоков	Расчет перетоков	Общее время расчета
1	8	13ч 56мин	1ч 55мин	1ч 14мин	17ч 37мин
5	10	2ч 40мин	24мин	31мин	3ч 42мин
10	11	1ч 25мин	13мин	29мин	2ч 12мин
20	12	43мин	7мин	27мин	1ч 20мин
50	14	17мин	3мин	26мин	48мин
100	15	8мин	2мин	26мин	38мин
без группирования		43мин	6мин	66ч 46мин	84ч 31мин

И в заключение приведем сравнение полученного результата с данными участников сравнительного проекта SPE (Rohar и LandMark) на рисунке 4.1.3. На данном рисунке видно, что полученные на шаге $\Delta t^{main} = 20$ суток графики

достаточно хорошо совпадают с результатами участников, что подтверждает корректность предложенной вычислительной схемы.

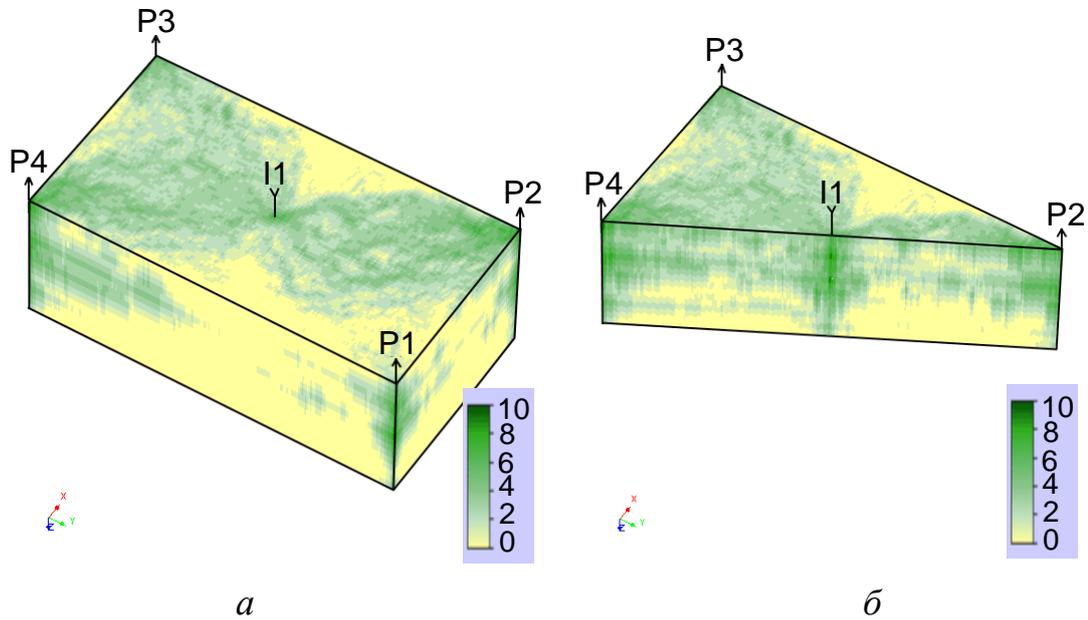


Рис. 4.1.2 – Распределение ячеек по группам (зеленый цвет группа с бóльшим номером, желтый цвет – с меньшим)

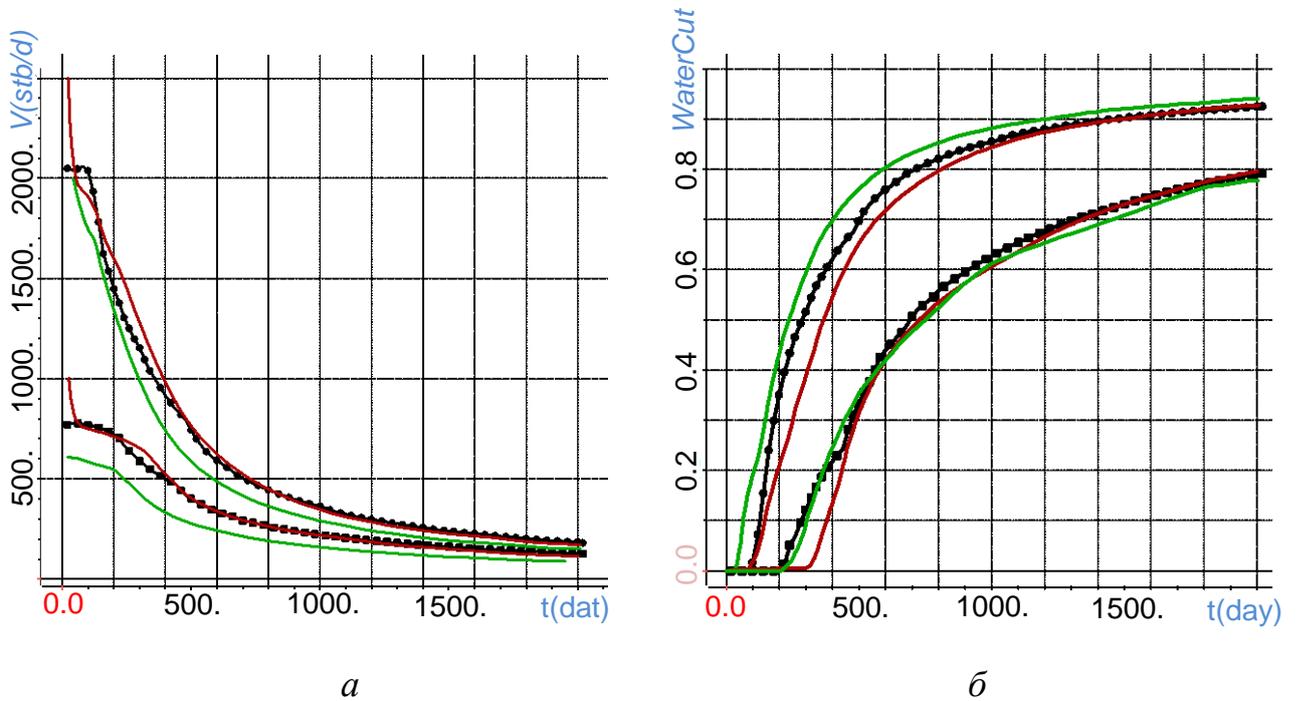


Рис. 4.1.3 – Сравнение с результатами участников проекта SPE-10 (красный цвет – Roxar, зеленый – LandMark, круг – скважина P3, квадрат – P1) и расчетом с Δt^{main} 20 суток: *а* – дебит нефти, *б* – обводненность

Теперь проведем исследование эффективности процедуры группирования при моделировании реального месторождения. Для этого воспользуемся моделью реального месторождения высоковязкой нефти М1 р. Татарстан, описание которой будет приведено в разделе 4.3. Здесь стоит отметить, что данная модель резервуара представляет собой несколько проницаемых слоев с переменной толщиной, которые частично разделены множеством слабопроницаемых и почти непроницаемых пропластков (см. рисунок 4.3.6).

Неконформная конечноэлементная сетка [113], использованная при выполнении представленных расчетов, содержала 164215 узлов и 140765 конечных элементов. Время счета составило около 20 мин. Детализация вычислительных затрат представлена в таблице 4.2. При вычислении использовался ПК с процессором Intel i7-3770К, CPU 3.5 ГГц и с DRAM объемом 32 Гб. Вычисления выполнялись с распараллеливанием на 3 потока.

Таблица 4.2 – Вычислительные затраты для модели реального месторождения высоковязкой нефти М1

Расчет давления, с			Расчет потока, с	Балансировка потока, с	Расчет насыщенности (перенос фаз и обновление состояния), с	Общее время, с
Сборка СЛАУ	Факторизация матрицы	Решение СЛАУ с факторизованной матрицей				
21.5	265.9	18.1	119.3	52.8	693.8	1171.4

В таблице 4.3 представлено количество элементов, объединенных в каждую группу для нескольких временных шагов.

Из представленных результатов видно, что в ранние времена (которые соответствуют началу разработки месторождения) количество групп меньше и наибольшее число элементов сосредоточено в группе с номером 1, которая соответствует заданному временному шагу 30 суток. Затем количество групп увеличивается и увеличивается количество конечных элементов в группах с большими номерами (в группах, где требуется меньший временной шаг). К поздним временам количество групп не увеличивается, а даже несколько

уменьшается, и элементы переходят в группы с меньшими номерами (в группы с большим временным шагом).

Таблица 4.3 – Распределение элементов по группам на различных временных шагах

Номер группы	Δt_{G_s} , сутки	Время, сутки				
		600	3000	6000	9000	11700
		Число конечных элементов в каждой группе				
1	30	140403	136304	132246	133533	135322
2	15	123	1510	2678	2422	1895
3	7.5	105	1062	1785	1641	1165
4	3.75	61	811	1316	1240	881
5	1.875	50	537	1089	810	632
6	$9.375 \cdot 10^{-1}$	18	315	823	632	414
7	$4.687 \cdot 10^{-1}$	2	99	388	309	260
8	$2.344 \cdot 10^{-1}$	2	79	237	104	127
9	$1.172 \cdot 10^{-1}$	1	36	89	48	44
10	$5.859 \cdot 10^{-2}$	–	10	62	25	14
11	$2.930 \cdot 10^{-2}$	–	2	35	1	11
12	$1.465 \cdot 10^{-2}$	–	–	14	–	–
13	$7.325 \cdot 10^{-3}$	–	–	3	–	–

Такое распределение по группам связано с тем, что в ранние времена работает мало скважин, а со временем их количество увеличивается. Из-за того, что в окрестности скважин расположены элементы с маленьким размером, ненулевой расход на скважине резко увеличивает требования к малости шага по времени. К поздним временам количество работающих скважин несколько уменьшается и снова наблюдается тенденция «перехода» элементов в группы с меньшими номерами.

Для дополнительной верификации был проведен расчет без группирования. В этом случае максимально допустимый шаг по времени соответствовал шагу в группе с максимальным номером. Отличие решений с группированием и без не превысило 1 процента, при этом время счета без группирования даже на

неконформной сетке составило порядка 70 часов. Это время на два порядка больше, чем при использовании группирования.

Таким образом, использование группирования позволяет сократить вычислительные затраты более чем на 2 порядка без изменения точности получаемого решения.

4.2 Апробация разработанного метода оптимизации добычи с применением разных типов заводнений на синтетической модели месторождения высоковязкой нефти

Основной целью представленных в данном разделе вычислительных экспериментов является обоснование представленного в диссертации метода построения оптимизированных планов разработки и определение степени достоверности расчета прогнозных данных нефтедобычи по оптимизированным планам для разных типов заводнений.

Для достижения поставленной цели будет проведено ретроспективное моделирование разработки месторождения высоковязкой нефти. Для генерации аналогов полевых («практических») данных будет использоваться модель, построенная на базе модели реального месторождения (далее эти данные будем называть синтетическими, а модель, по которой они получены, – *истинной*). Наличие такой истинной модели позволит использовать ее для получения синтетических данных для разных планов разработки.

Под ретроспективным моделированием в данном случае подразумевается следующее. Пусть имеются синтетические данные за некоторый полный период разработки (эти данные будут сгенерированы с использованием истинной модели), и этот период будет условно разделен на две части: исторический и прогнозный. Синтетические данные за исторический период будут считаться полученными в условном «прошлом», и их изменение невозможно. Синтетические данные в прогнозном периоде могут быть сгенерированы для разных планов разработки. По синтетическим данным, полученным в условном «прошлом», будет проведена автоадаптация (решена обратная задача) и получена

гидродинамическая модель, которую далее будем называть также *подобранная модель*. В исследовании будет проанализировано, насколько прогноз по полученной в результате решения обратной задачи модели будет совпадать с соответствующим расчетом для истинной модели.

Будет рассматриваться три варианта оптимизации разработки. В первом варианте будет выполняться оптимизация нагнетания воды. Во втором варианте будет выполняться совместная оптимизация нагнетания воды и добычи. В третьем варианте будет применяться технология ПАВ-полимерного заводнения, которая не используется за время исторического периода. Тем самым ставится задача определить качество прогнозных данных для технологий воздействия на пласт, не применяемых ранее для данного месторождения за историю его разработки. В данном примере будет использован механизм работы ПАВ с образованием эмульсии (вычислительная схема моделирования этого метода разработки изложена в разделе 1.4).

Исследование состоит из следующих этапов.

1. Построение модели месторождения по синтетическим данным за исторический период разработки.
2. Оптимизация режимов нагнетания воды.
3. Оптимизация режимов добычи и нагнетания воды.
4. Оптимизация режимов добычи и ПАВ-полимерного заводнения.
5. Сравнение полученных оптимизированных планов для разных способов заводнения.

Этап 1. Построение модели месторождения по синтетическим данным за исторический период разработки.

Для построения истинной модели взят участок реального месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан. Месторождение занимает площадь примерно 2.5×2 км. Всего 26 скважин, из них одна нагнетательная (скважина W23), 25 добывающих скважин, из которых 6 скважин были переведены в нагнетательные (это скважины W2, W4, W12, W14, W16 и W24). На рисунке 4.2.1 изображен план расположения скважин по площади месторождения.

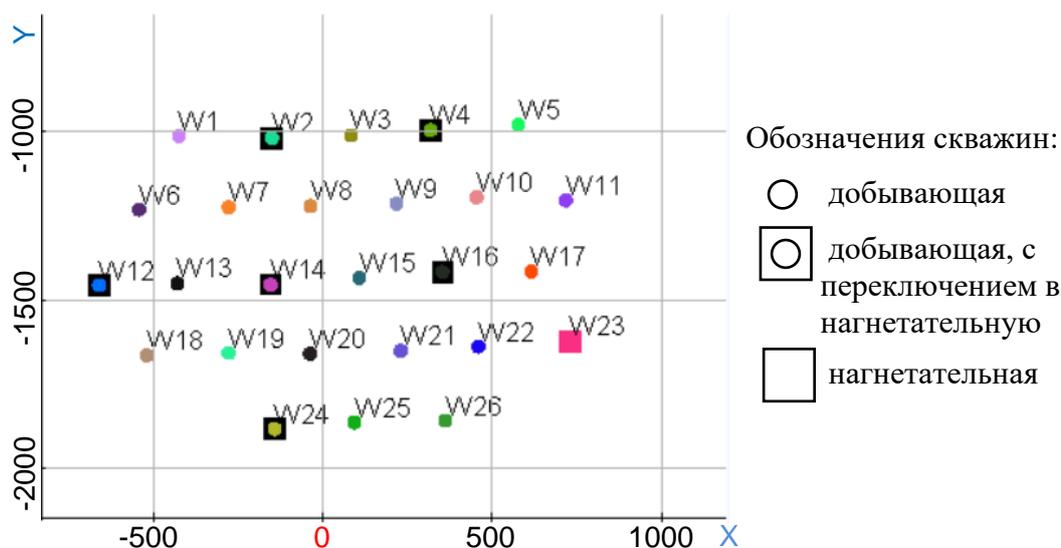


Рисунок 4.2.1 – План расположения скважин

Полный период «жизни» месторождения составляет 11500 суток (31 год). В качестве исторического периода взяты первые 8500 суток (23 года), а в качестве прогнозного периода – следующие 3000 суток (8 лет).

Вязкость фазы нефти – 80 мПа·с, фазы воды – 1.75 мПа·с.

Графики среднесуточного отбора жидкости и нагнетания воды (суммарные по всем скважинам) показаны на рисунке 4.2.2. Здесь для прогнозного периода взяты некоторые, аналогичные практически неоптимизированные режимы добычи и нагнетания.

Подробно методика построения цифровых моделей в ходе автоадаптации данных нефтедобычи по скважинам изложена в работе [23]. Здесь остановимся только на основных результатах построения модели.

На рисунке 4.2.3 показаны распределения нефтенасыщенности и структурной проницаемости. На рисунке 4.2.4 приведены синтетические («истинные») и расчетные характеристики по рассматриваемому месторождению в целом, а на рисунках 4.2.5 и 4.2.6 – по отдельным добывающим скважинам. В таблицах 4.4 и 4.5 приведены погрешности накопленной нефти по отдельным скважинам на начало и конец прогнозного периода, соответственно.

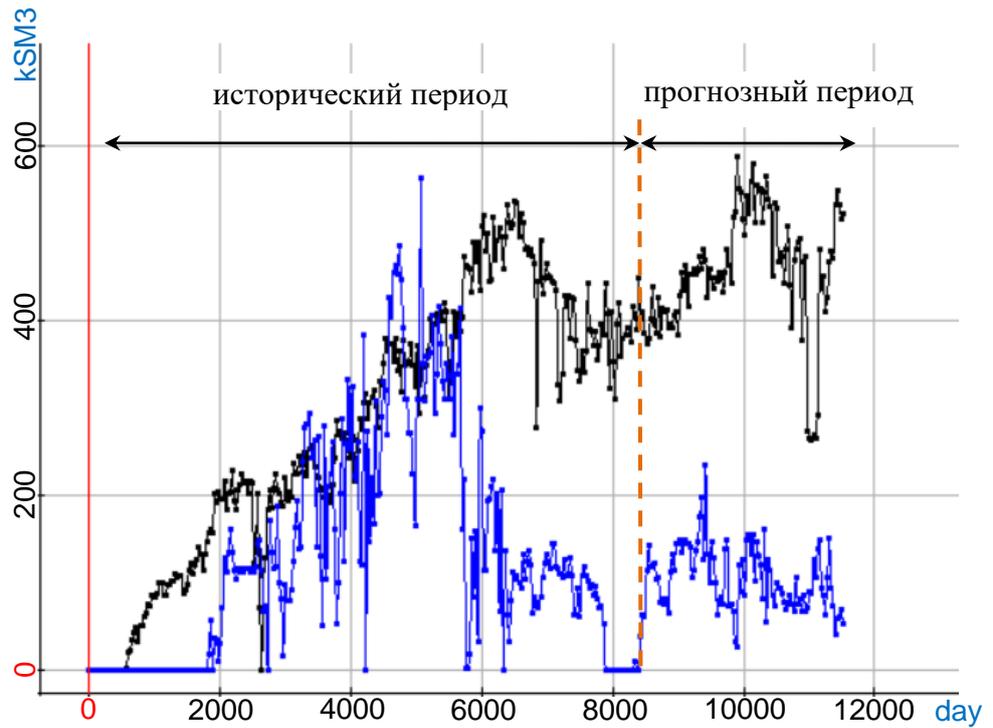


Рисунок 4.2.2 – Суммарный по всем скважинам среднесуточный дебит жидкости (черный цвет) и суммарный среднесуточный объем нагнетания воды (синий цвет)

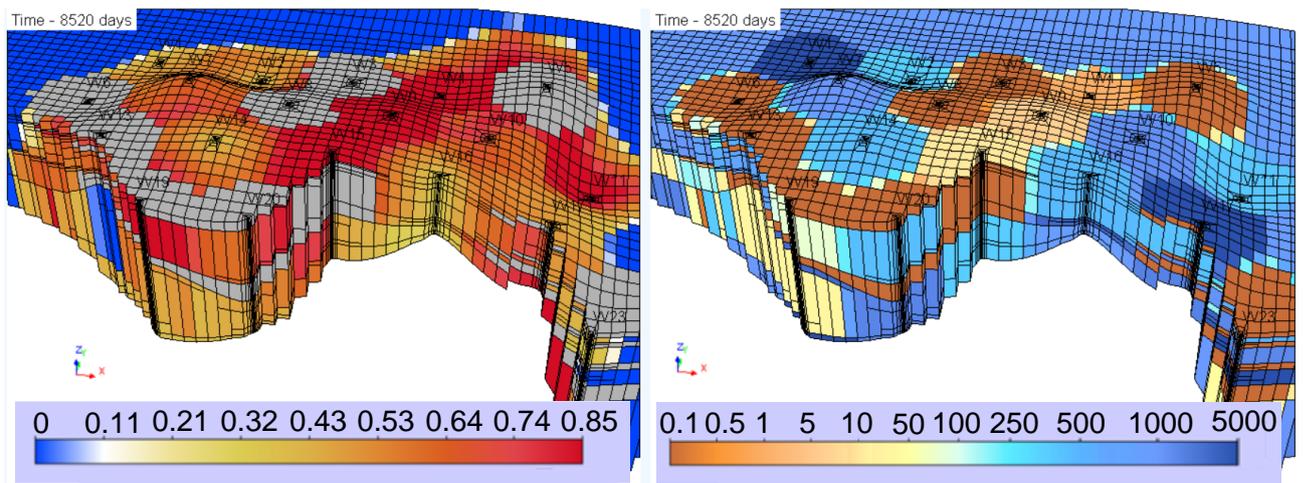
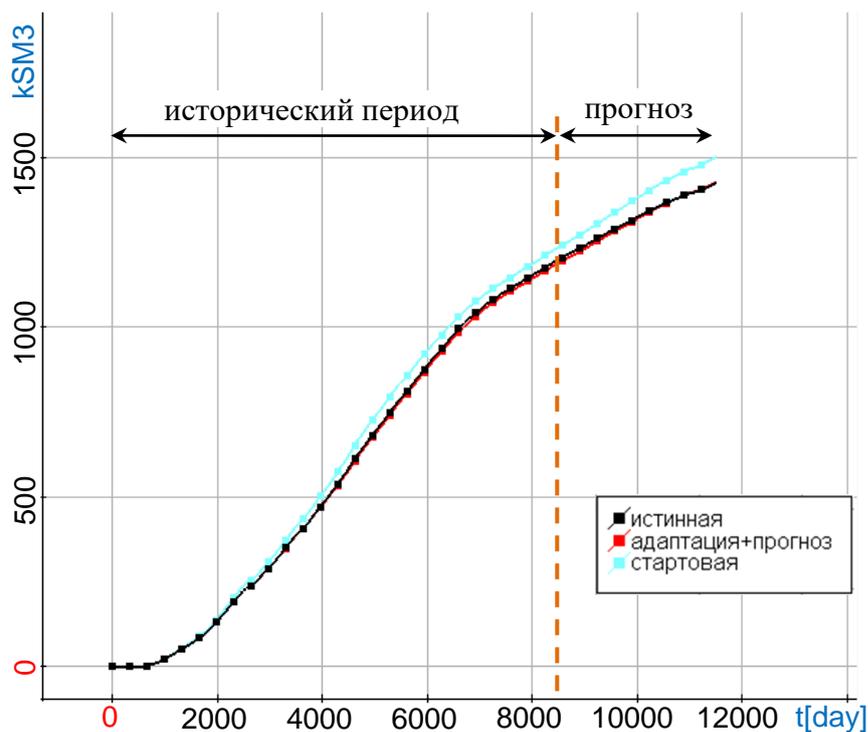
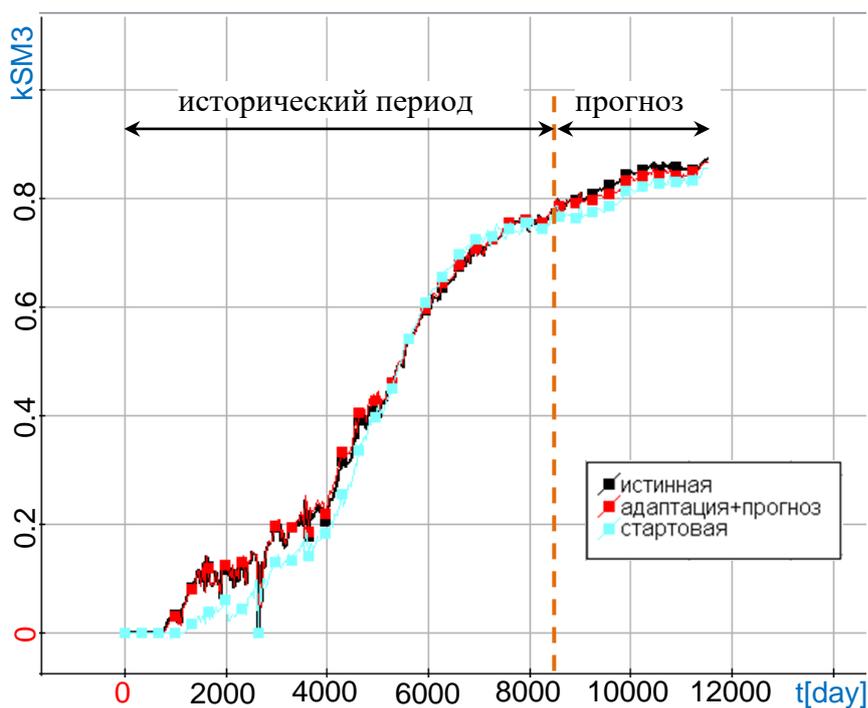


Рисунок 4.2.3 – Распределение нефтенасыщенности (на начало прогнозного периода) и проницаемости (показано сечение вдоль скважин W13, W19, W20, W15, W16, W17, W23)



а



б

Рисунок 4.2.4 – Графики накопленной нефти (а) и обводненности (б) суммарные по всем скважинам для истинной модели (черный цвет), подобранной цифровой модели (красный цвет) и стартовой модели (голубой цвет)

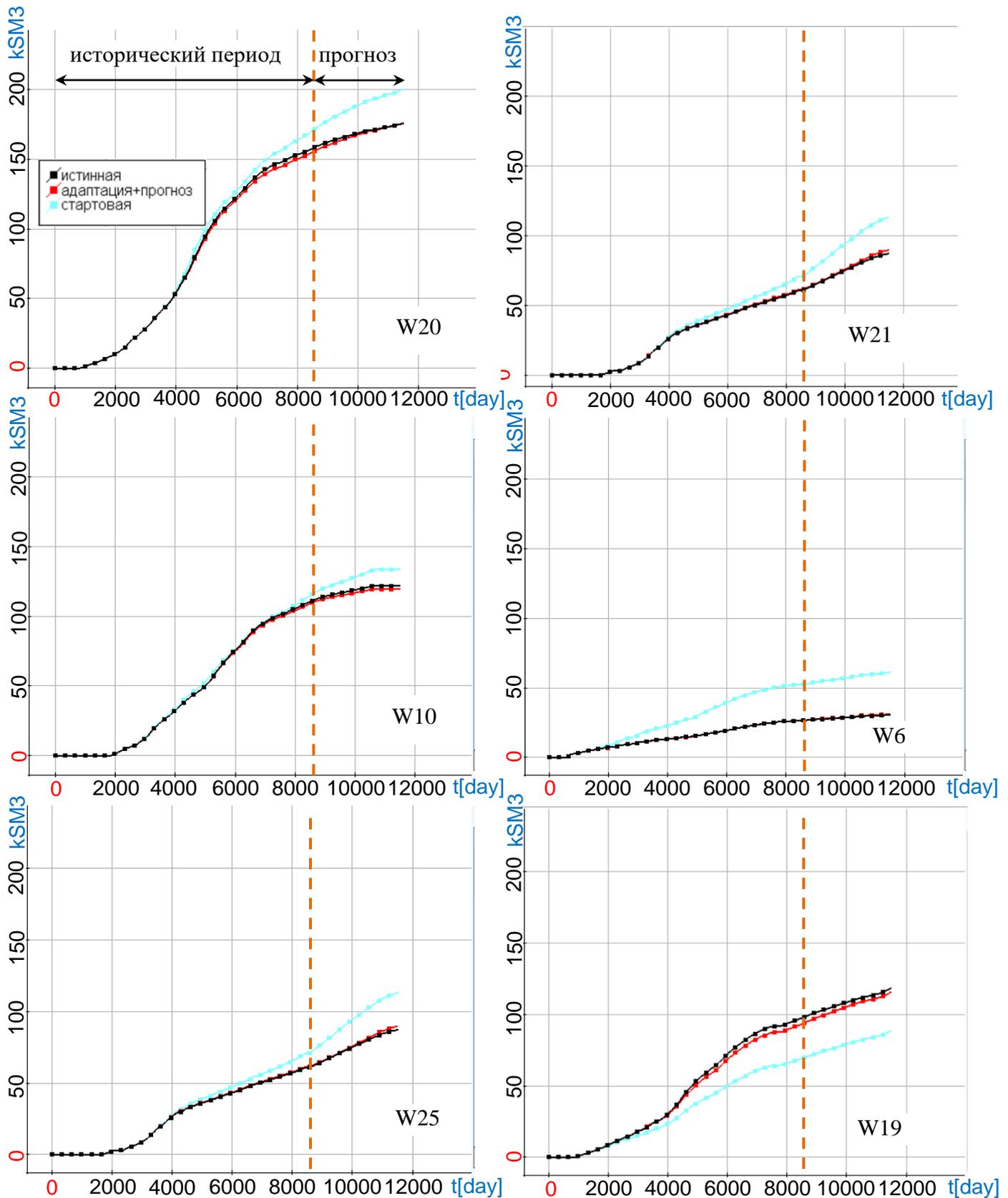


Рисунок 4.2.5 – Графики накопленной нефти по отдельным скважинам для истинной модели (черный цвет), подобранной цифровой модели (красный цвет) и стартовой модели (голубой цвет)

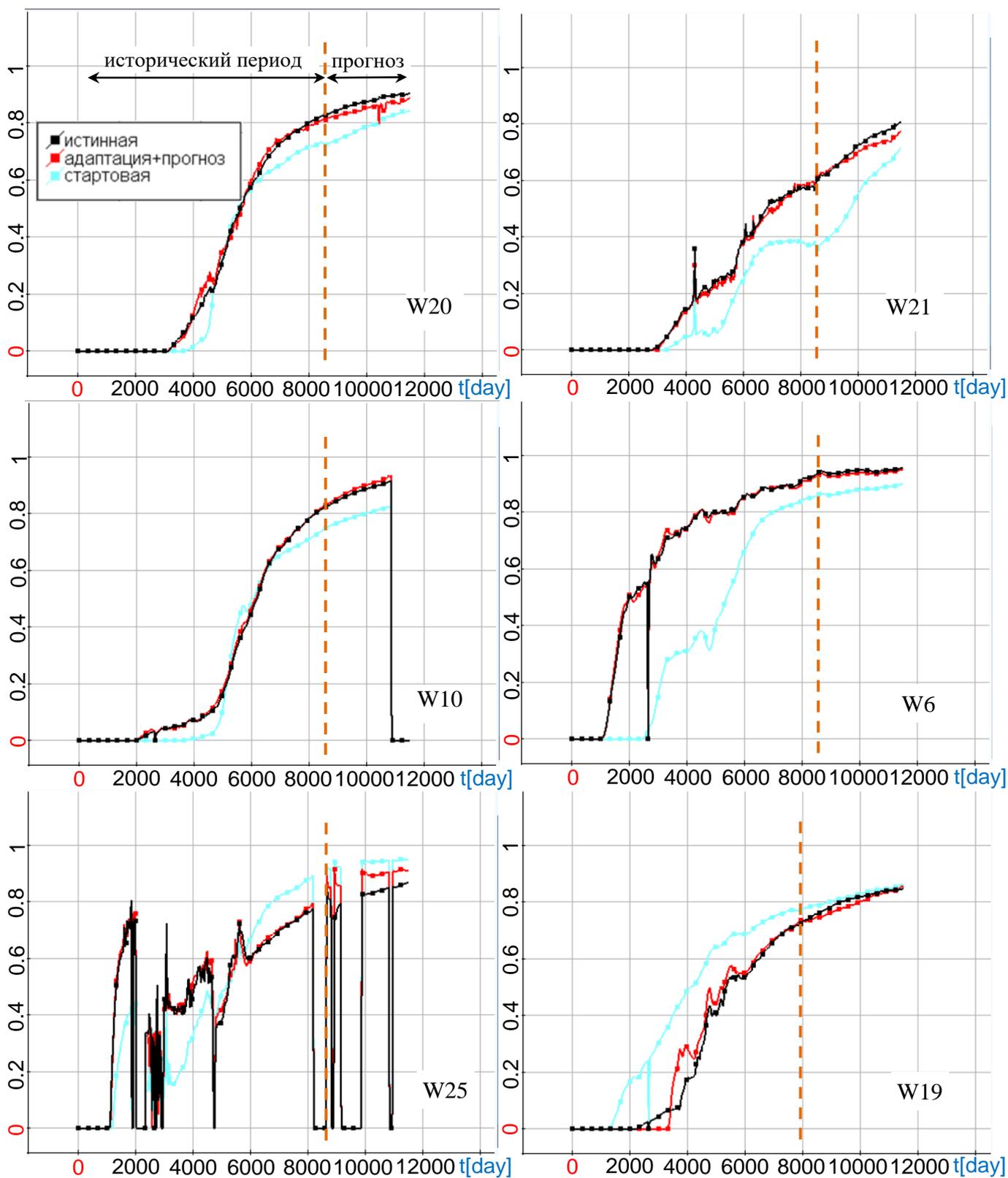


Рисунок 4.2.6 – Графики обводненности по отдельным скважинам для истинной модели (черный цвет), подобранной цифровой модели (красный цвет) и стартовой модели (голубой цвет)

Таблица 4.4 – Накопленный объем добытой нефти на *начало* прогнозного периода для подобранной цифровой модели, стартовой модели и истинной–модели по отдельным скважинам (скважины перечислены по убыванию дебита нефти)

Скважина	Накопленный объем нефти на начало прогнозного периода, 10^3 м^3			Погрешность, %
	Стартовая модель	Подобранная модель	Истинная модель	
W20	170	155	158	1.7
W7	82.8	99.1	101	2.2
W10	115	109	110	1.3
W19	69.2	93.4	97.6	4.3
W5	46.6	71.5	71.5	<0.1
W21	70.9	61.4	60.8	1
W22	76.3	68.3	69	1
W9	55.9	54.1	54.6	1
W13	55	66.8	66.5	0.5
W15	52.9	49.3	48	2.8
W8	58.1	57.3	56.5	1.3
W17	46.8	39.6	39.4	0.6
W3	61.5	39.1	38.5	1.6
W25	32.4	34.7	35.3	1.7
W11	23.9	31.2	31.3	0.3
W6	52.7	26.7	26.7	<0.1
W18	11.9	14.3	15.6	8
W26	30.4	23.3	22.9	2
W1	49.6	20.4	20.3	0.2

Таблица 4.5 – Накопленный объем добытой нефти на *конец* прогнозного периода для подобранной цифровой модели, стартовой модели и истинной модели по отдельным скважинам (скважины перечислены по убыванию дебита нефти)

Скважина	Накопленный объем нефти на конец прогнозного периода, 10^3 м^3			Погрешность, %
	Стартовая модель	Подобранная модель	Истинная модель	
W20	200	176	176	0.2
W7	103	122	131	7
W10	134	119	122	2
W19	88.9	116	119	2.5
W5	54.8	94.2	89.7	5
W21	113	89.8	87.3	3
W22	83.2	75.7	75.5	0.2
W9	94.3	78.5	75.4	4
W13	57.1	71.5	71.7	0.3
W15	91	78.1	70	11.6
W8	58.3	57.5	56.8	1
W17	54	48.5	48.2	0.6
W3	67.6	43.3	42.9	1
W25	34.5	38.4	41.2	6.7
W11	27.8	35.8	35.7	0.2
W6	61.3	31.2	30.6	2
W18	22.7	30.8	29.9	3
W26	33.5	26.1	26.6	1.8
W1	51.3	20.9	20.9	<0.1

Из представленных выше данных видно, что расчетные характеристики нефтедобычи, полученные с помощью подобранной цифровой модели месторождения по скважинным данным за исторический период, хорошо совпадают с синтетическими данными на периоде прогноза. Отклонение накопленных объемов добытой нефти на конец прогнозного периода (8 лет) не превышает 1%. Из таблицы 4.5 видно, что по отдельным скважинам погрешность накопленной нефти на конец прогнозного периода также является более чем приемлемой, что позволяет использовать подобранную цифровую модель в следующих этапах исследования по оптимизации режимов работы скважин.

Далее будем выполнять оптимизацию режимов работы скважин, используя подобранную цифровую модель, а для оценки достоверности полученных прогнозов добычи будем использовать исходную истинную модель.

Этап 2. Оптимизация режимов нагнетания воды.

Прежде чем перейти к оптимизации полного плана разработки месторождения, оценим обоснованность используемых объемов закачки воды в прогнозный период. Напомним, что мощности нагнетания воды, как имитация традиционного способа заводнения, на прогнозном периоде взяты аналогичными реальным практическим данным (суммарный по всем скважинам объем нагнетания воды показан на рисунке 4.2.2 синим цветом).

Параметризация плана разработки выполнена следующим образом. Для добывающих скважин значения мощностей добычи не задаются в качестве варьируемых параметров и берутся из исходного плана. Для нагнетательных скважин (W2, W4, W12, W14, W16, W23, W24) прогнозный период разбивается на 8 интервалов по 365 дней (1 год), и на каждом временном интервале в качестве варьируемого параметра выбирается значение мощности нагнетания воды. Допустимые границы для мощности: от 0 до 120 м³/сут; для забойного давления: от 10 до 250 атм.

Поскольку в данном примере мощности добывающих скважин не задаются как варьируемые параметры, то целесообразно воспользоваться вкладом первого

слагаемого (объем добытой воды) в функционал (2.1) и выбрать весовые коэффициенты следующим образом: $\alpha_1 = 1$, $\alpha_3 = 0.05$, $\alpha_2 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$. Отметим, что сами значения коэффициентов выбираются таким образом, чтобы вклады в целевой функционал соответствующих этим коэффициентам слагаемых имели примерно равный порядок.

Для проведения вычислительных экспериментов использовалось 10 компьютеров Intel(R) Core(TM) i5-10400F CPU @ 2.90GHz ОЗУ 16,0 Гб (в общей сложности 40 вычислительных ядер). Искалось 56 параметров. Конечноэлементная сетка состояла из 39512 узлов и 31426 конечных элементов, время решения одной прямой задачи составило примерно 2,5 минуты. На рисунке 4.2.7 показан график суммарной по всем скважинам извлеченной нефти в зависимости от номера итерации процедуры оптимизации.

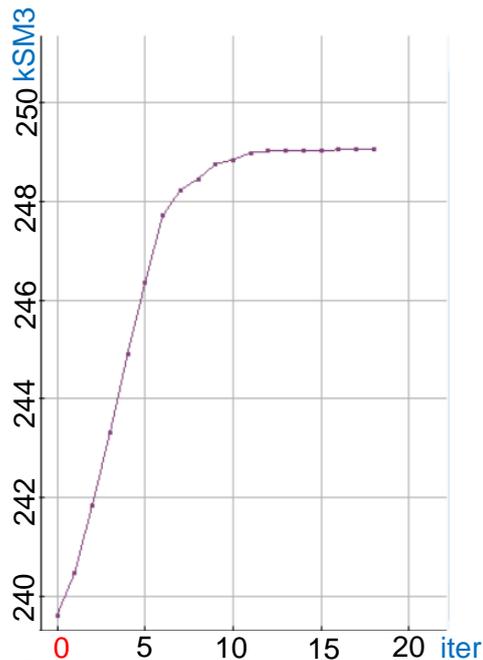


Рисунок 4.2.7 – График объема накопленной по всем скважинам нефти в зависимости от номера итерации

При решении оптимизационной задачи потребовалось 18 итераций. Общее время решения оптимизационной задачи составило 2 часа.

В результате для построенного оптимизированного плана получено снижение объемов заводнения. График среднесуточного объема закачиваемой

жидкости для оптимизированного плана показан на рисунке 4.2.8 красным цветом, синим цветом показан исходный неоптимизированный план, зеленым цветом показан стартовый план.

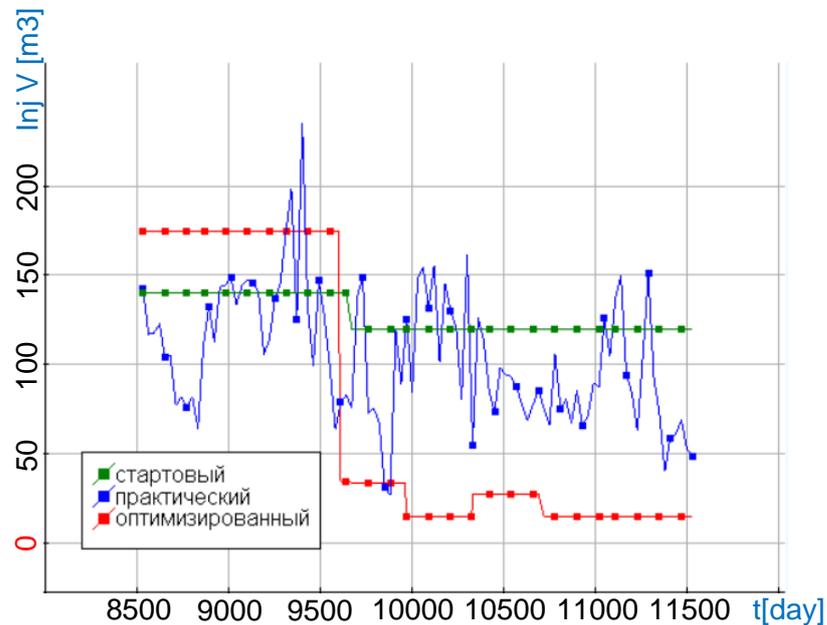


Рисунок 4.2.8 – Графики суммарно закаченной воды по нагнетательным скважинам на прогнозном периоде для исходного плана разработки (синий цвет), стартового плана (зеленый цвет) и оптимизированного по нагнетанию плана (красный цвет)

Видно, что заводнение теряет экономическую выгоду после первой трети прогнозного периода. Это может значительно снизить нагрузку на нагнетательных скважинах и при этом не потерять уровня добычи нефти, что подтверждается данными по накопленной добычи нефти на рисунке 4.2.9.

Из представленных выше рисунков можно сделать вывод, что для данного месторождения возможно существенное сокращение мощности нагнетания после первых трех лет разработки на периоде прогноза. При этом не будет снижен дебит нефти относительно исходного плана. Погрешность результатов прогноза для подобранной модели относительно истинной сопоставима с погрешностью данных, которую дает адаптированная цифровая модель, и не превышает 1%.

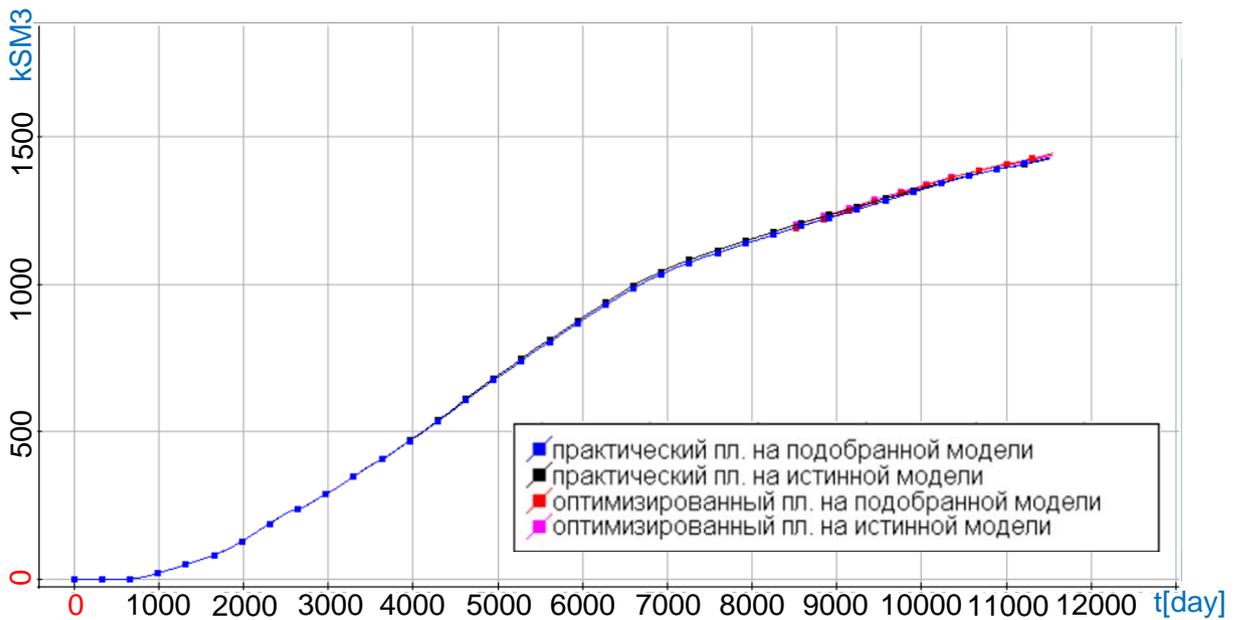


Рисунок 4.2.9 – Графики накопленной нефти (суммарно по всем скважинам) для исходного «практического» плана для истинной (черный цвет) и подобранной модели (синий цвет) и для оптимизированного по нагнетанию плана для истинной (розовый цвет) и подобранной модели (красный цвет)

Этап 3. Оптимизация режимов добычи и нагнетания воды.

На данном этапе проводится комплексная оптимизация плана разработки месторождения, в котором к параметризации работы нагнетательных скважин, которая приведена в описании этапа 2, добавляется аналогичная параметризация режимов работы добывающих скважин (на рисунке 4.2.1 показаны цветными кружками). Время оптимизации разбивается на интервалы по 180 суток, в которых значение мощности добычи задается как варьируемый параметр. Всего ищется 201 параметр. Допустимые границы для мощности добычи: от 0 до 120 м³/сут; для забойного давления: от 10 до 250 атм.

В данном эксперименте подбираются мощности добывающих скважин, и с целью определения максимально возможных показателей дебита нефти с учетом заданных ограничений по давлению выбраны следующие значения весовых коэффициентов в функционале (2.1): $\alpha_3 = 0.01$, $\alpha_5 = 1000$ $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_4 = 0$.

Значение желаемого объема добываемой нефти для всех скважин выбрано $V_w^{oil,*} = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Среднесуточные объемы заводнения и добычи жидкости для разных планов разработки показаны на рисунках 4.2.10а и 4.2.10б, соответственно. На рисунке 4.2.11 показаны графики накопленной нефти по всем скважинам для разных планов, рассчитанные для истинной и подобранной моделей.

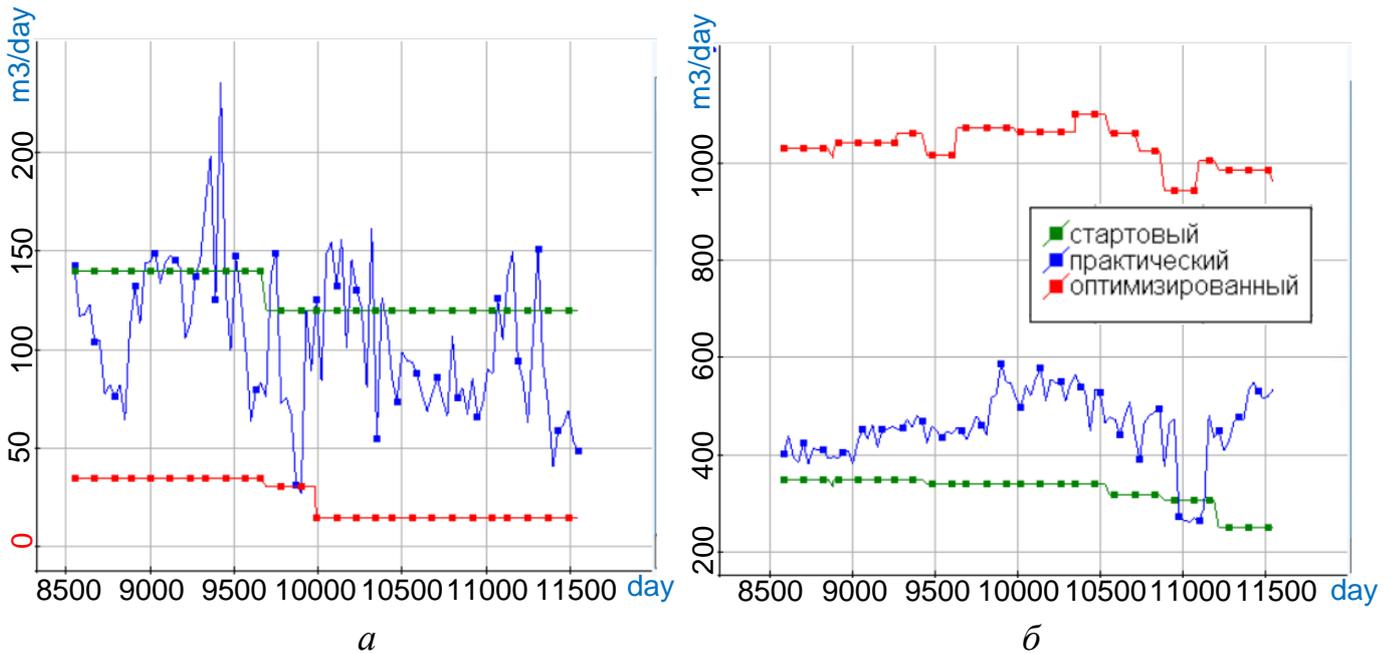


Рисунок 4.2.10 – Графики суммарного заводнения (а) и добычи жидкости (б) на прогнозном периоде для исходного плана разработки (синий цвет), стартового плана (зеленый цвет) и оптимизированного по добыче и нагнетанию плана (красный цвет)

На рисунке 4.2.12 по отдельным скважинам показан накопленный объем нефти и уровень забойного давления для исходного практического плана (синий цвет) и оптимизированного по нагнетанию и добыче плана (красный цвет) для подобранной модели, а также для оптимизированного плана для истинной модели (оранжевый цвет).

Из представленных результатов можно сделать вывод, что прогнозные характеристики добычи (и интегральные, и по скважинам в отдельности) полученные с помощью подобранной модели хорошо совпадают с

синтетическими данными, полученными для истинной модели с тем же планом разработки. Погрешность получаемых данных сопоставима с погрешностью данных, которую дает адаптированная цифровая модель, и в среднем составляет около 2.5%.

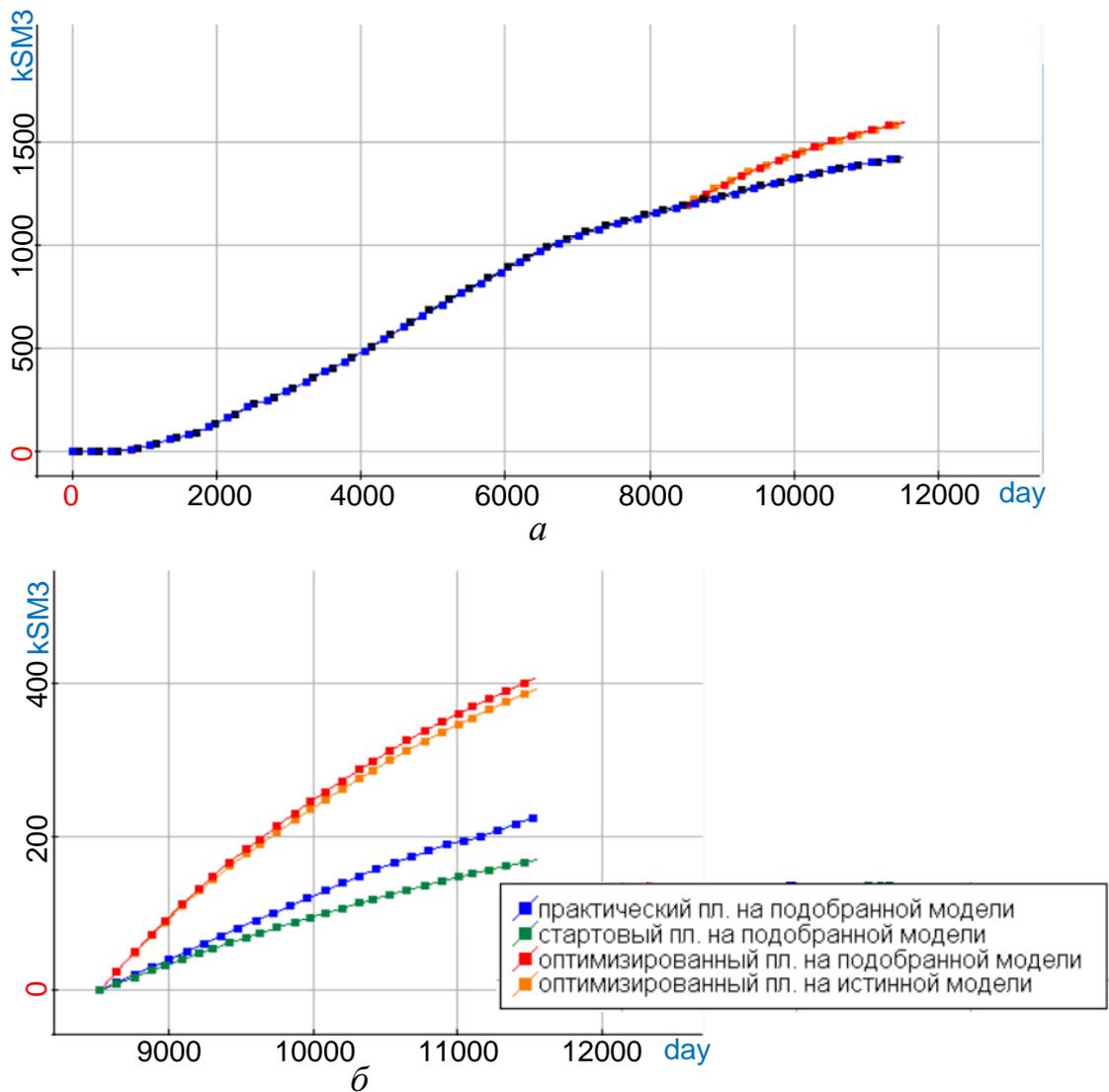


Рисунок 4.2.11 – Графики накопленной нефти (суммарно по всем скважинам) (а) и графики дополнительно добытой нефти (б) для исходного практического и оптимизированного планов на истинной и подобранной моделях.

Обозначения кривых: черный и синий цвета – истинная и подобранная модели с исходным планом, соответственно; оранжевый и красный цвета – истинная и подобранная модели с оптимизированным планом соответственно; зеленый цвет – подобранная модель со стартовым планом

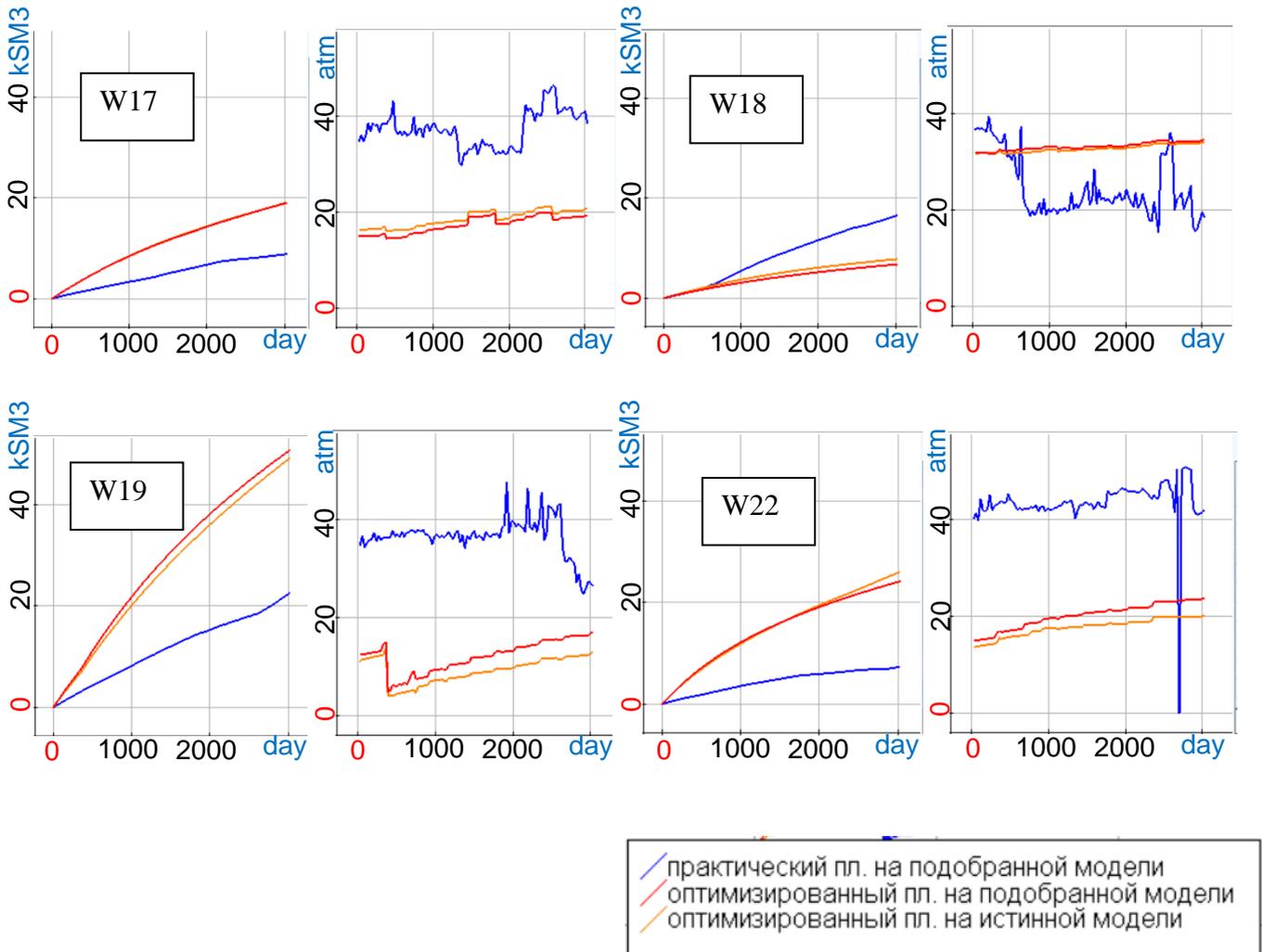


Рисунок 4.2.12 – Графики накопленной нефти и забойного давления на прогнозном периоде для отдельных скважин по исходному практическому плану (синий цвет) и по оптимизированному плану для истинной (оранжевый цвет) и подобранной (красный цвет) моделей.

Аналогично оптимизации только по нагнетанию, наблюдается тенденция к снижению уровня заводнения во второй половине прогнозного периода. Повышение дебита нефти достигается повышением уровня мощности отбора жидкости, что обусловлено возможностью понижения уровня забойного давления в рамках уставленных допустимых границ.

Этап 4. Оптимизация режимов добычи и ПАВ-полимерного заводнения.

На данном этапе проверим качество прогноза нефтедобычи для третичного метода разработки месторождения – ПАВ-полимерное заводнение. Стоит особенно отметить, что за исторический период разработки, по которому подбиралась цифровая модель месторождения, данная технология не применялась, и ставится задача оценить возможность применения на практике разработанного в данной диссертационной работе подхода построения оптимизационных планов в таких ситуациях.

Описание используемого в данной работе подхода к моделированию технологии ПАВ-полимерного заводнения с учетом образования фазы эмульсии приведено в разделе 1.4. В таблице 4.6 приведена зависимость вязкости фазы воды от концентрации полимера $\mu^w = \mu^w(\chi^{pw})$, используемая в данном эксперименте. Вязкость фазы эмульсии взята $\mu^e = 8.43$ мПа·с [114].

Таблица 4.6 – Зависимость вязкости фазы воды от концентрации полимера

Концентрация полимера χ^{pw} в фазе воды	Вязкость, Па·с
0	0.00175
1.00E-05	0.002008
2.00E-05	0.002331
4.00E-05	0.003239
8.00E-05	0.006492
0.00016	0.013865
0.00032	0.029612
0.00064	0.063243
0.00128	0.135069
0.00256	0.288471
0.00512	0.616094
0.01024	1.315807

Воздействие на пласт раствором ПАВ-полимера проводится через нагнетательные скважины (W2, W4, W12, W14, W16, W23, W24). Параметризация в данном эксперименте задана аналогично параметризации из этапа 3.

Подбираются мощности работы добывающих скважин на интервалах 365 суток (1 год), мощности нагнетания раствора ПАВ-полимера и нагнетания воды. Концентрация полимера в нагнетаемом растворе $\chi^{pw} = 0.001$, а концентрация ПАВ $\chi^{sw} = 0.004$. Стартовый план воздействия на пласт показан в таблице 4.7, в которой цветом выделены интервалы нагнетания ПАВ-полимера. В результате задано 246 оптимизируемых параметров.

В данной задаче выбраны следующие значения весовых коэффициентов в функционале (2.1): $\alpha_2 = 1$, $\alpha_3 = 0.01$, $\alpha_5 = 100$, $\alpha_1 = \alpha_4 = 0$. Значение желаемого объема добываемой нефти для всех скважин выбрано $V_w^{oil,*} = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На рисунках 4.2.13 и 4.2.14 показаны интегральные характеристики оптимизации по итерациям: масса закачиваемого полимера и суммарный по скважинам объем добытой нефти. Видно, что после 20-й итерации характеристики меняются слабо, поэтому в качестве решения был выбран план, полученный на 27 итерации.

Полученный план работы нагнетательных скважин показан в таблице 4.7. Среднесуточные объемы закачки жидкости в пласт для исходного неоптимизированного и для оптимизированного планов с использованием ПАВ-полимерного заводнения показаны на рисунке 4.2.15а. Объемы добычи жидкости для рассматриваемых планов приведены на рисунке 4.2.15в. Масса закаченного в пласт агента (полимера и ПАВ) для стартового и оптимизированного планов показан на рисунке 4.2.15б.

Суммарная по всем скважинам накопленная нефть за весь период моделирования показана на рисунке 4.2.16а. Накопленная нефть по рассматриваемому участку месторождения за период прогноза показана на рисунке 4.2.16б. Для определения погрешности получаемых данных для подобранной цифровой модели на рисунках 4.2.16а и 4.2.16в приведены графики, построенные по полученному оптимизированному плану для истинной модели.

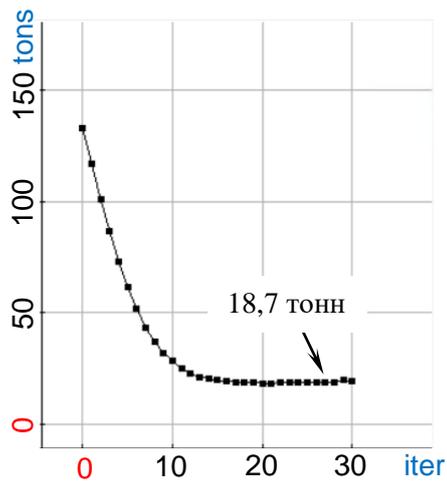


Рисунок 4.2.13 – Масса закаченного

полимера в составе замещающего агента

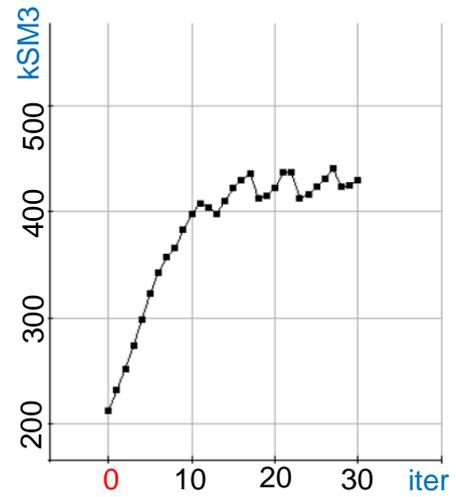


Рисунок 4.2.14 – Объем

накопленной нефти

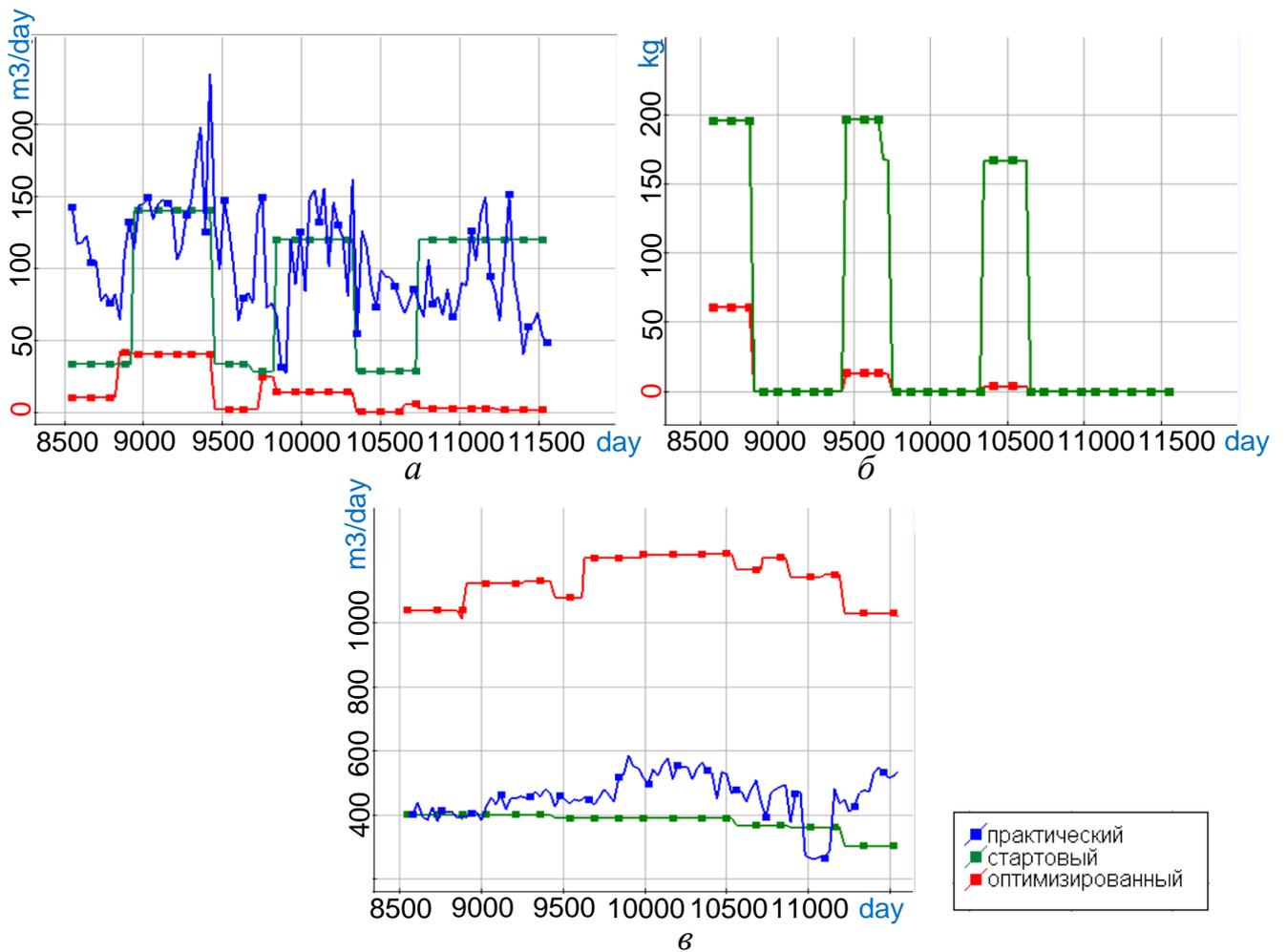


Рисунок 4.2.15 – Графики закаченной жидкости (*a*), массы закаченного в пласт ПАВ-полимерного агента (*б*) и добычи жидкости (*в*) на прогнозном периоде для исходного плана разработки (синий цвет), стартового плана (зеленый цвет) и оптимизированного плана (красный цвет)

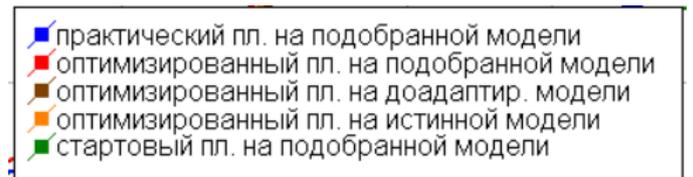
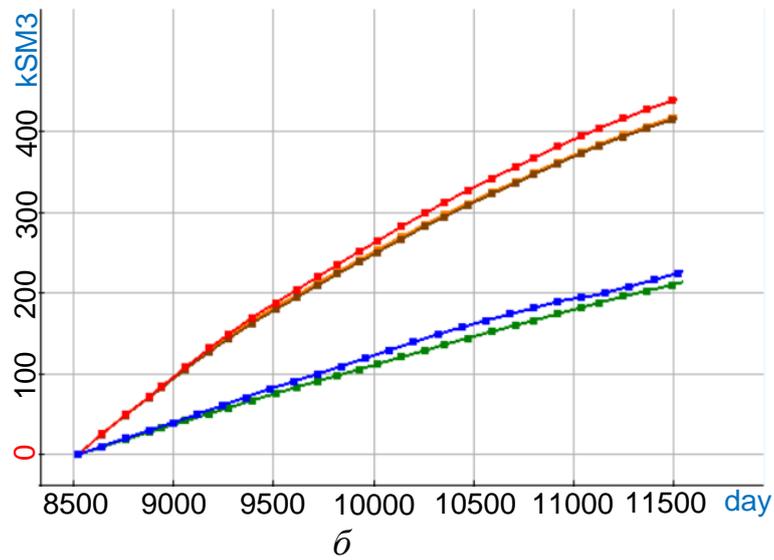
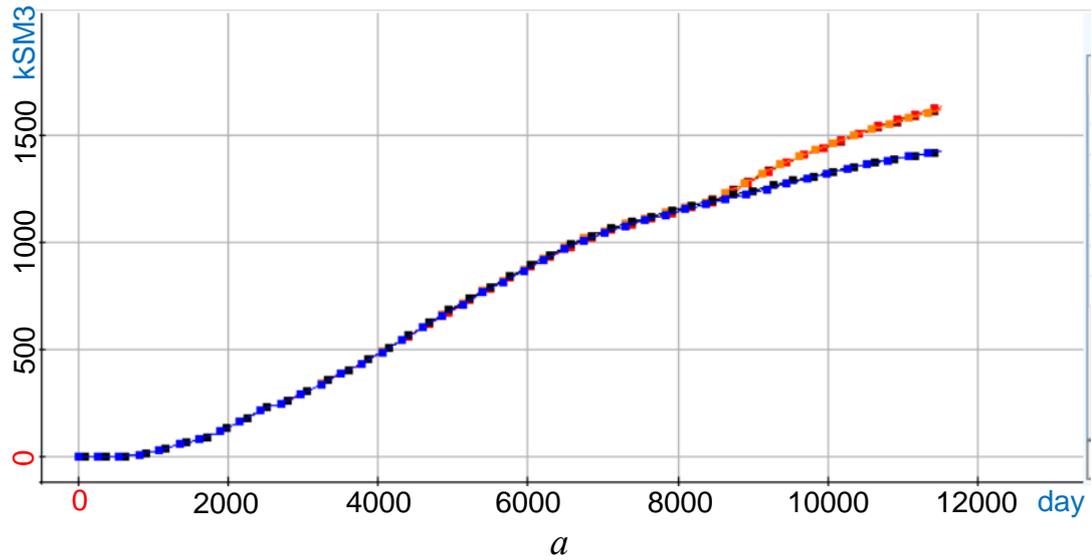


Рисунок 4.2.16 — Графики накопленной нефти (суммарно по всем скважинам) (а) и графики дополнительно добытой нефти (б) для исходного практического плана на подобранной модели (синий цвет), и для оптимизированного плана для истинной (оранжевый цвет) и подобранной модели (красный цвет), а также для доадаптированной модели (коричневый цвет)

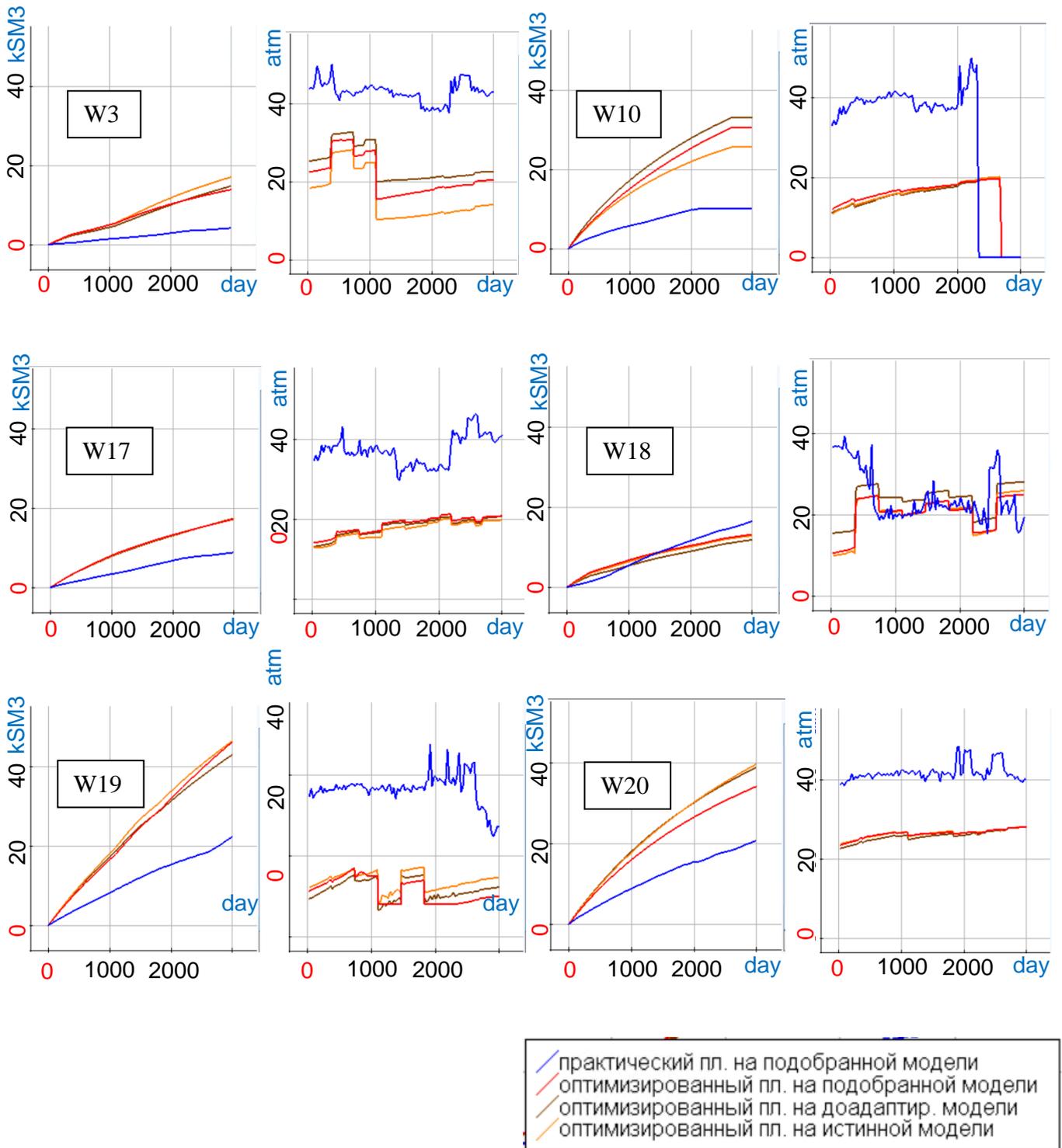


Рисунок 4.2.17 – Графики накопленной нефти и забойного давления на прогнозном периоде для отдельных скважин по исходному практическому плану (синий цвет) и по оптимизированному плану для истинной (оранжевый цвет), подобранной (красный цвет) и доадаптированной моделей (коричневый цвет).

Таблица 4.7 – Стартовый и оптимизированный план работы нагнетательных скважин с использованием ПАВ-полимерного заводнения (цветом выделены интервалы нагнетания ПАВ-полимерного агента)

Мощность нагнетания агента, м³

Стартовый план

<i>t, сут.</i>	300	400	900	1200	1300	1800	2100	2200	2700	3000
W2	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	20.0
W4	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	20.0
W12	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	20.0
W14	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	20.0
W16	5.0	5.0	20.0	-	-	-	-	-	-	-
W23	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	20.0
W24	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	5.0	5.0	20.0	20.0

Оптимизированный план

<i>t, сут.</i>	300	400	900	1200	1300	1800	2100	2200	2700	3000
W2	0.11	3.8	0.36	0.08	4.1	1.46	0.13	1.9	0.52	0,47
W4	2.3	3.1	1.78	1.34	8.28	8	0.1	1.26	0.28	0,27
W12	2.1	9.3	6.2	0.08	7.9	0.87	0.1	0.13	0.38	0,29
W14	1.2	5.0	21.9	0.32	3.2	2.8	0.2	2.3	0.86	0,26
W16	1.3	5.5	9.0	-	-	-	-	-	-	-
W23	2.7	12.7	0.58	0.14	0.98	0.21	0.09	0.12	0.35	0,33
W24	0.64	2.4	0.76	0.19	0.29	0.8	0.05	0.08	0.4	0,35

Согласно разработанной в данной диссертационной работе методике построения оптимизированных планов (см. раздел 2.3, шестой этап) по окончанию первой трети прогнозного периода разработки целесообразно проведение дополнительной адаптации используемой цифровой модели по данным, включающим в себя информацию по первому этапу ПАВ-полимерного воздействия на пласт, то есть по первым 28 годам. Уточненные данные нефтедобычи с использованием новой модели приведены на рисунках 4.2.16 и 4.2.17 коричневым цветом.

Уточнение модели в данном случае позволило сократить погрешность прогноза (см. рисунок 4.2.16) на конец рассматриваемого периода, которая по дополнительно добытой накопленной нефти составила 1%.

Этап 5. Сравнение полученных оптимизированных планов для разных способов заводнения.

На рисунке 4.2.18 показано сравнение трех оптимизированных планов разработки, полученных на предыдущих этапах данного исследования: оптимизированный план по нагнетанию (красный цвет), оптимизированный план по добычи и нагнетанию (коричневый цвет) и план оптимизированного ПАВ-полимерного заводнения (оранжевый цвет). На рисунке 4.2.19б показана разница дополнительно добытой нефти на прогнозном периоде относительно исходного практического неоптимизированного плана. Сравнение распределений нефтенасыщенности на начало и на конец прогнозного периода, полученных по исходному практическому и оптимизированному по добыче и нагнетанию для подобранной модели, и по оптимизированному плану ПАВ-полимерного заводнения для уточненной модели, показаны на рисунке 4.2.20.

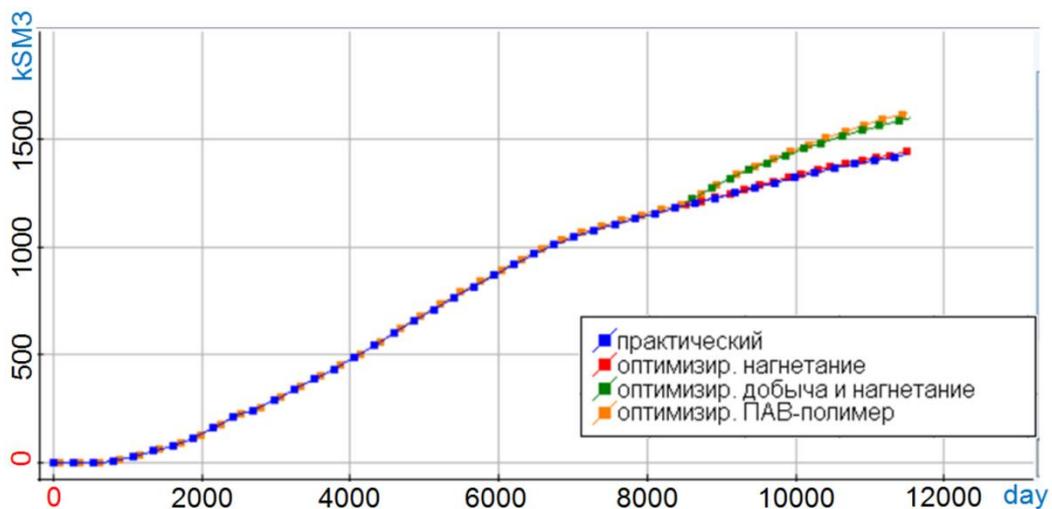
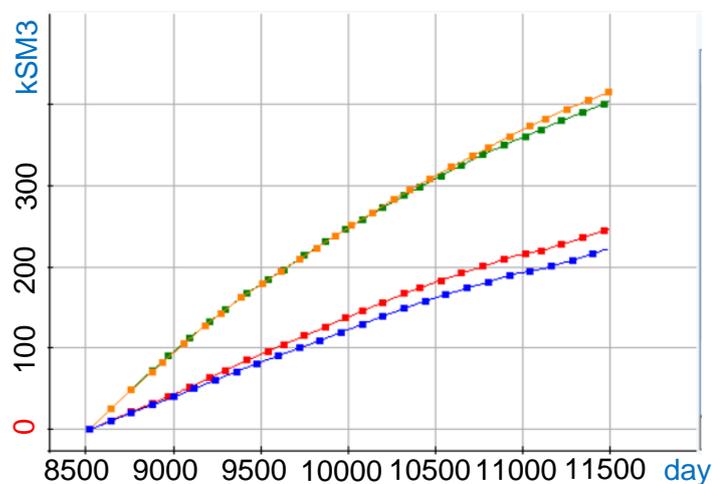
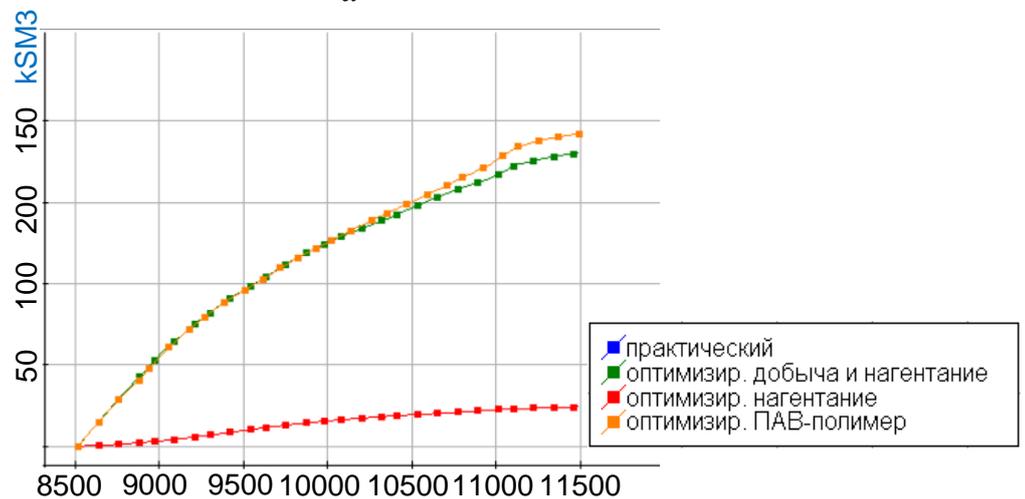


Рисунок 4.2.18 – Графики накопленной нефти (суммарно по всем скважинам) для оптимизированных планов по нагнетанию (красный цвет), по добыче и нагнетанию (зеленый цвет), и по оптимизированному ПАВ-полимерному заводнению (оранжевый цвет)

Согласно полученным результатам моделирования оптимизация мощностей нагнетания с сохранением исходных режимов добычи позволяет значительно сократить объемы нагнетания в пласт воды (на 30%). При этом дебит нефти не только не уменьшился, а даже несколько увеличился. Оптимизация добычи и нагнетания позволяет дополнительно извлечь 180 тыс. куб. м. нефти. При использовании технологии ПАВ-полимерного заводнения удастся извлечь еще дополнительно 12 тыс. куб. м., использовав при этом 23 тонны ПАВ-полимерного агента (18 тонн ПАВ и 5 тонн полимера).



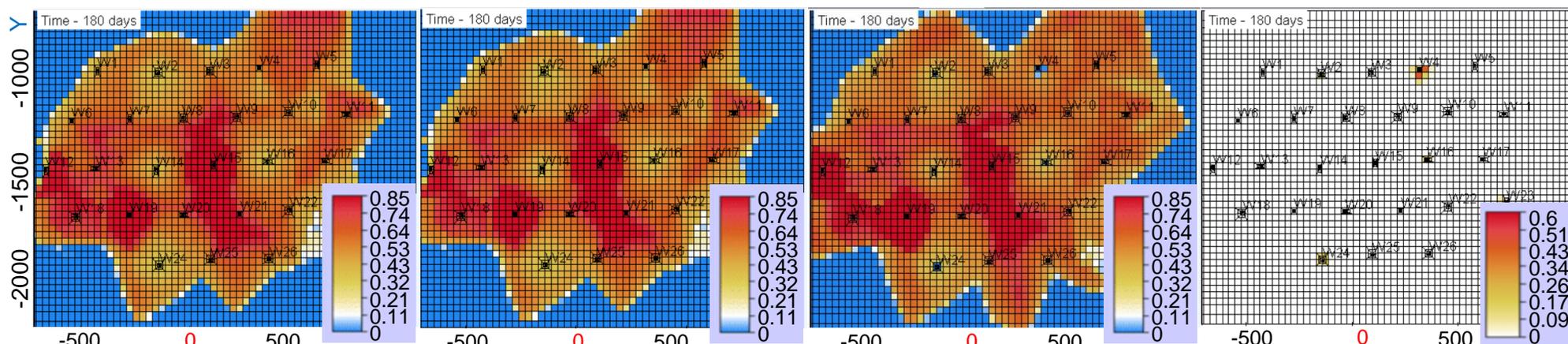
а



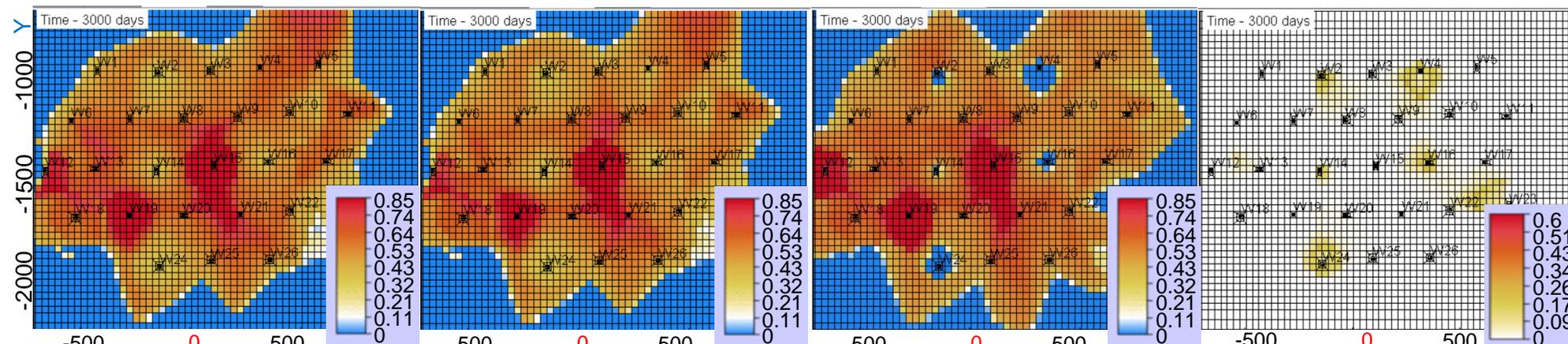
б

Рисунок 4.2.19 – Графики накопленной нефти (суммарно по всем скважинам) по прогнозному периоду для полученных оптимизированных планов (а) и дополнительно добытая нефть по оптимизированным планам относительно исходного практического неоптимизированного плана (б)

Начало прогнозного периода



Конец прогнозного периода



Исходный план

Оптимизированный план по добычи и нагнетанию

Оптимизированный план ПАВ-полимерного заводнения на уточненной (доадаптированной) модели.
Справа показана насыщенность эмульсии

Рисунок 4.2.20 – Распределения нефтенасыщенности и насыщенности фазы эмульсии на начало и на конец прогнозного периода, полученных по исходному практическому и оптимизированному по добыче и нагнетанию для подобранной модели, и по оптимизированному плану ПАВ-полимерного заводнения для уточненной (доадаптированной) модели

4.3 Ретроспективная оптимизация плана разработки месторождения М1 Республики Татарстан

В данном разделе с помощью разработанного программного комплекса моделирования и оптимизации нефтедобычи проведем ретроспективный анализ на практических данных месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан (обозначим его М1).

Данные по разработке данного месторождения даны за период с 1986 по 2019 годы. Аналогично исследованию из раздела 4.2 общее время разработки условно разделим на исторический и прогнозный периоды. В качестве исторического периода выберем первые 8200 суток (до 2009 года). Последующие десять лет будем использовать для построения прогноза, чтобы подтвердить качество построенной цифровой модели, и для ретроспективного анализа, чтобы показать возможность более эффективной разработки, чем та, которая производилась на данном месторождении.

Рассматриваемое месторождение имеет 62 скважины. План их расположения изображен на рисунке 4.3.1. Здесь активные на прогнозном периоде добывающие и нагнетательные скважины отмечены красным и синим квадратом, соответственно.

Вязкость нефти – 80 мПа·с, а вязкость воды – 1.3325 мПа·с.

Построение цифровой модели рассматриваемого месторождения М1 путем проведения автоадаптации по скважинным данным подробно описано в работе [23]. Здесь приведем только основные результаты построения модели.

На рисунке 4.3.2 показаны характеристики разработки месторождения, где расчетные кривые показаны сплошными линиями, а наблюдаемые кривые показаны точками. Также для оценки качества построенной модели на рисунке 4.3.3 представлены практические и расчетные данные накопленной нефти по скважинам.

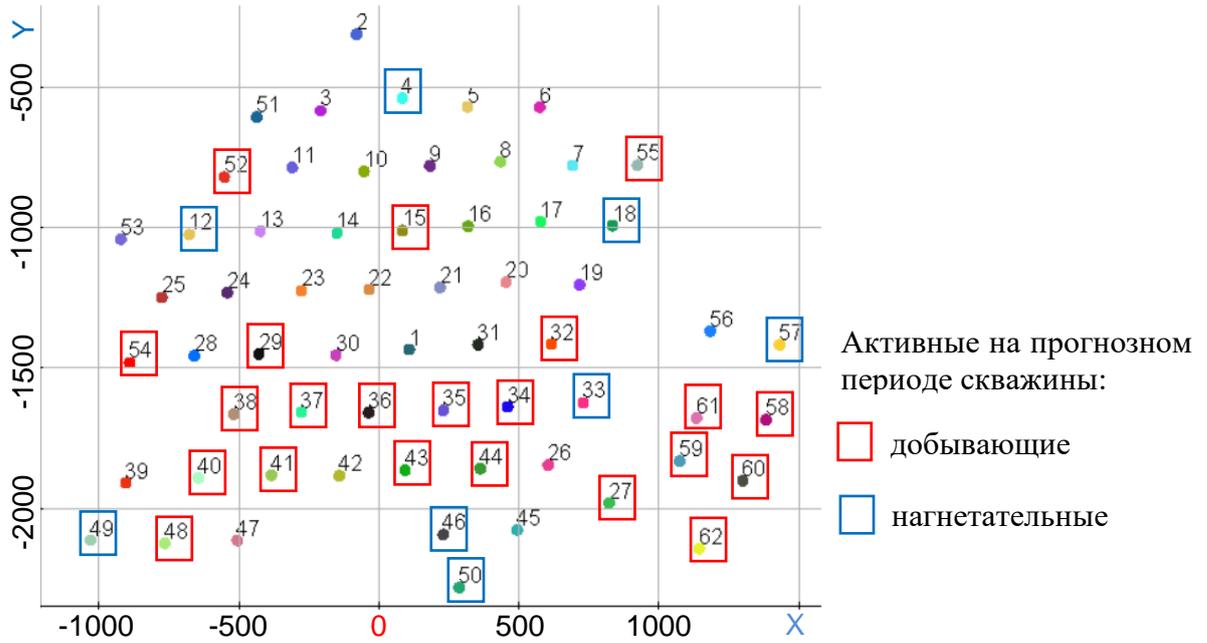


Рисунок 4.3.1 – План расположения скважин месторождения М1

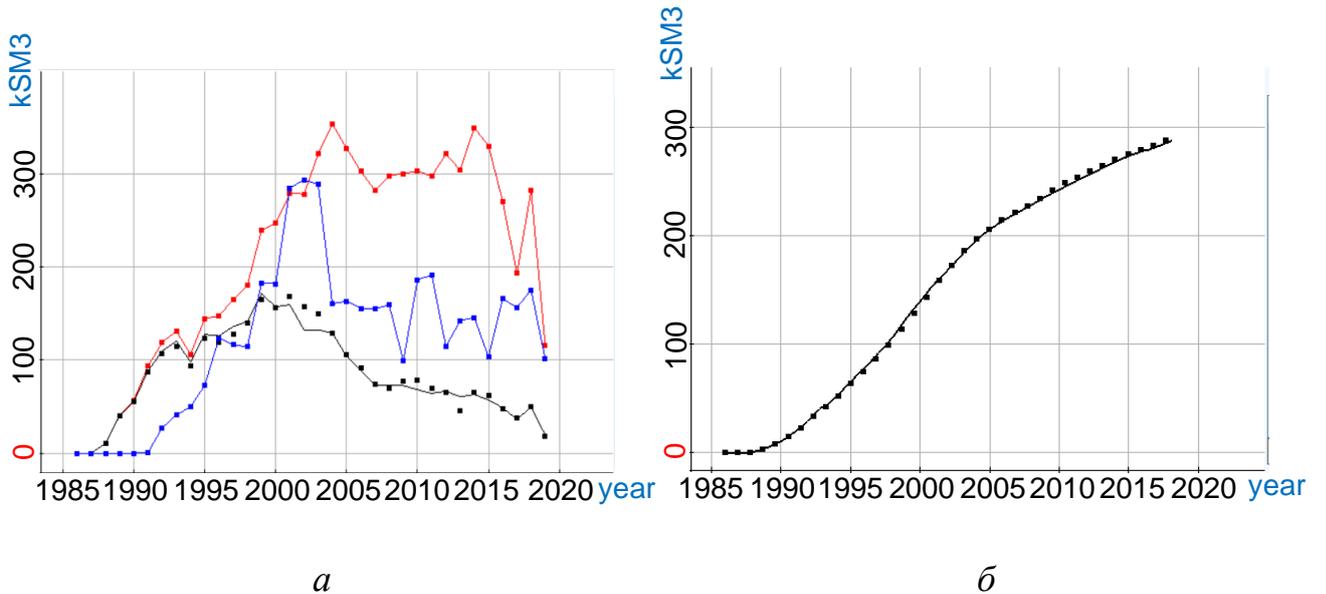


Рисунок 4.3.2 – а) среднегодовые значения нагнетания воды (синий цвет), добычи жидкости (красный цвет) и дебита нефти (черный цвет); б) накопленная по всем скважинам нефть (наблюденные данные показаны точками, расчетные – сплошными линиями)

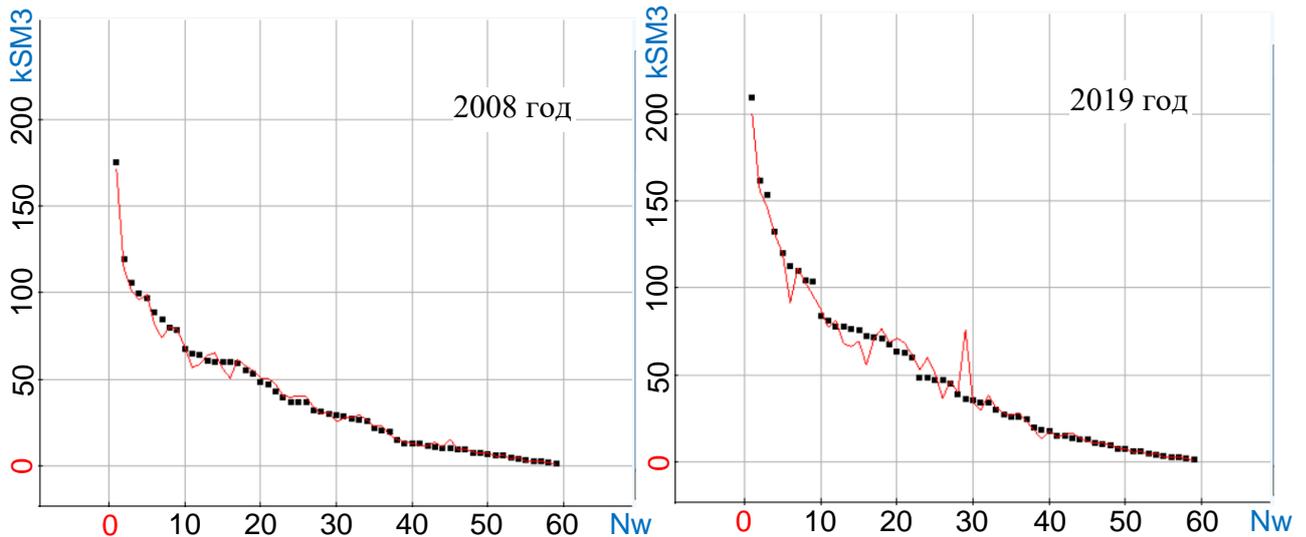


Рисунок 4.3.3 – Распределение накопленной нефти по скважинам на начало и конец прогнозного периода (Nw – номер скважины в порядке убывания значений суммарно добытой нефти из нее)

Скважины на рисунке 4.3.3 упорядочены в порядке убывания накопленной нефти. При этом представлены только скважины, суммарная добыча из которых составляет не менее 1% от скважины с наибольшей добычей.

Объемы накопленной нефти и обводненности по отдельным скважинам показаны на рисунках 4.3.4 и 4.3.5. На этих рисунках красной линией показано начало прогнозного периода, расчетные кривые (синий цвет) после 8200 суток (2008 год) получены как прогноз.

Результаты построения цифровой модели показали, что среднее отклонение практических и расчетных данных накопленной добычи на этих скважинах на конец прогнозного периода (2019 год) не превышает 10%. Количество скважин, суммарная добыча из которых составляет не менее 5% от скважины с наибольшей добычей, равно 46. Среднее отклонение практических и расчетных данных накопленной добычи на этих скважинах не превышает 5%. Эти показатели полностью соответствуют требованиям к цифровым моделям месторождений.

Поле нефтенасыщенности на начало прогнозного периода и распределение структурной проницаемости для построенной цифровой модели показаны на рисунке 4.3.6.

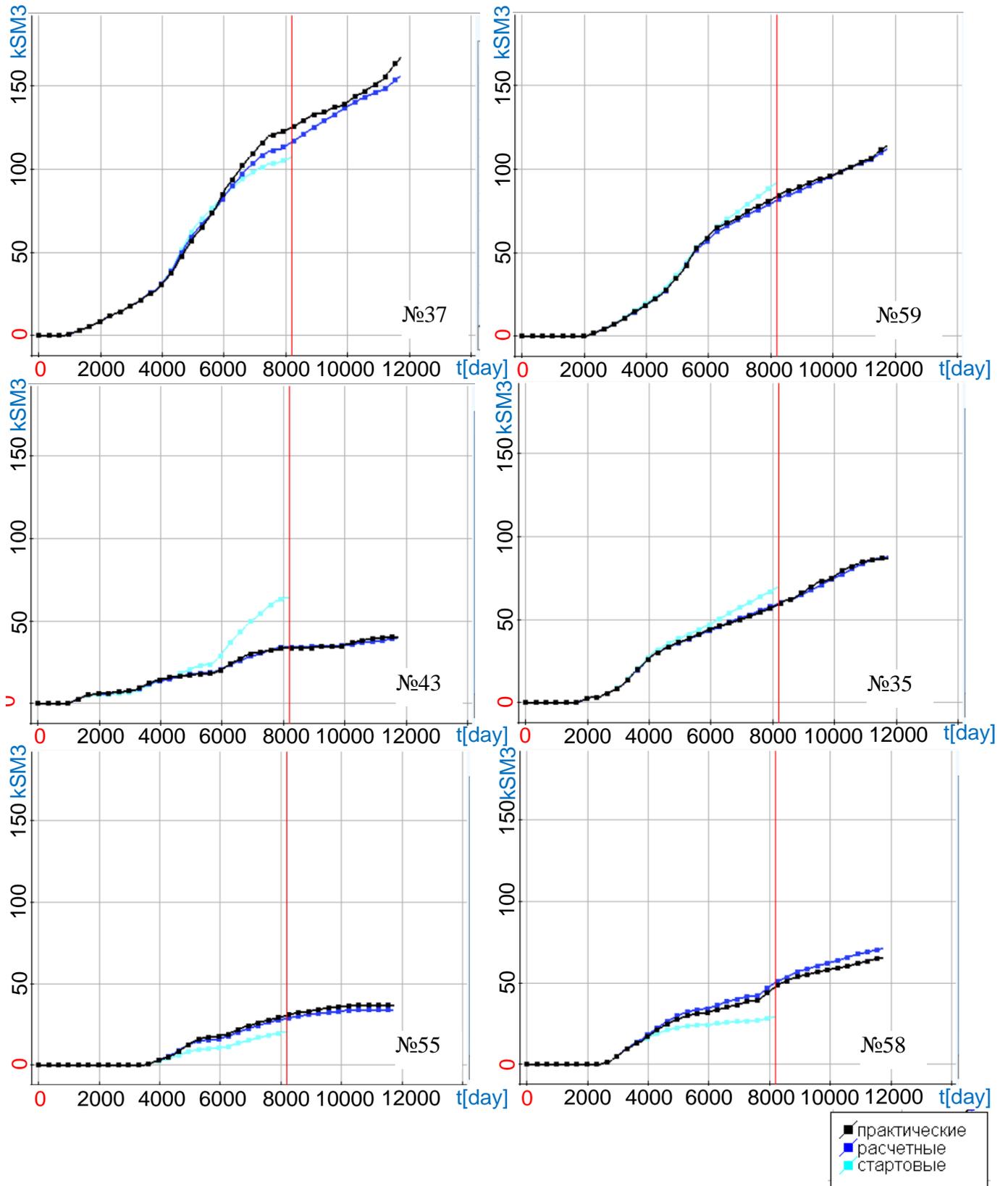


Рисунок 4.3.4 – Графики накопленной нефти по отдельным скважинам месторождения М1

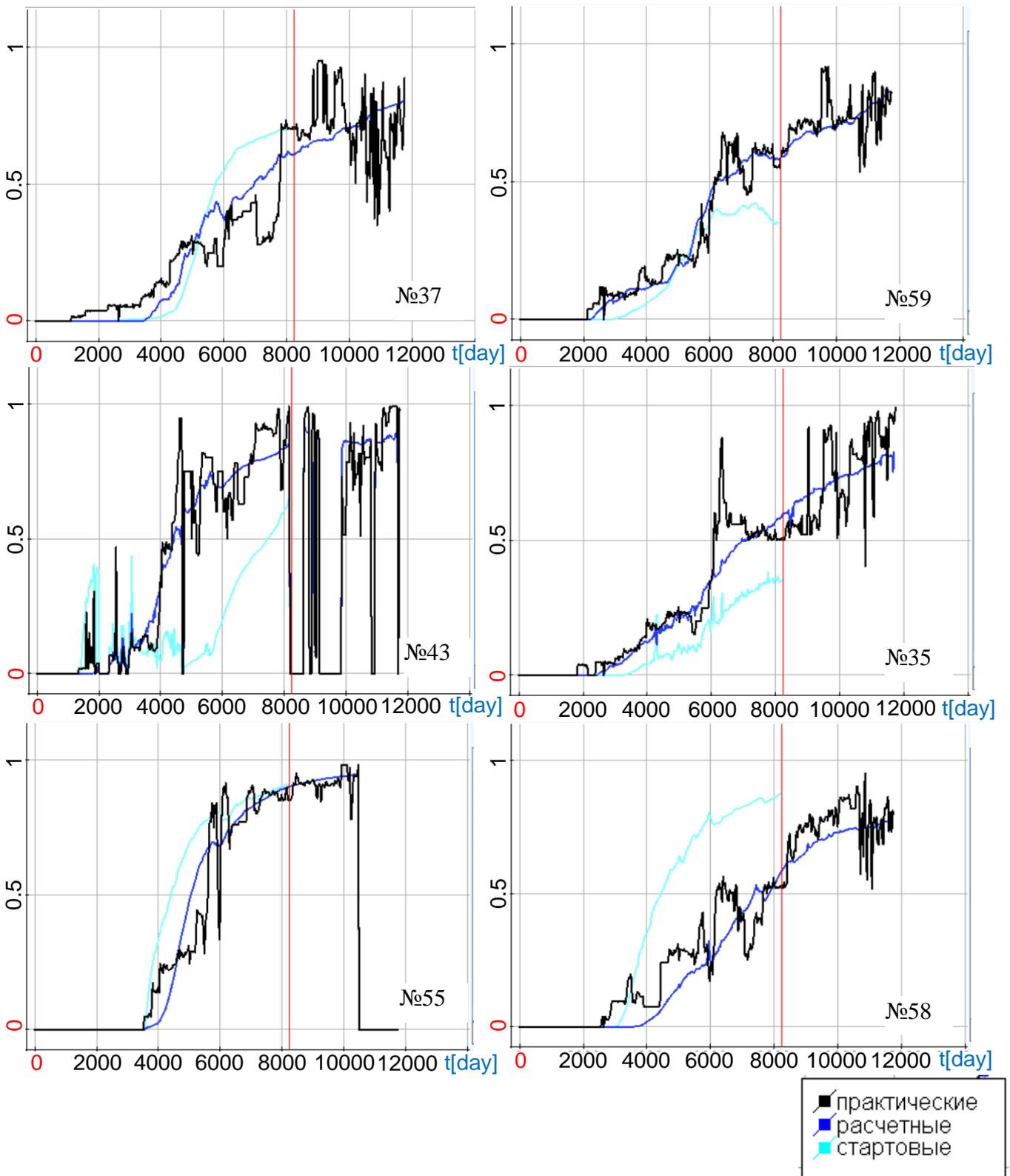


Рисунок 4.3.5 – Графики обводненности по отдельным скважинам месторождения М1

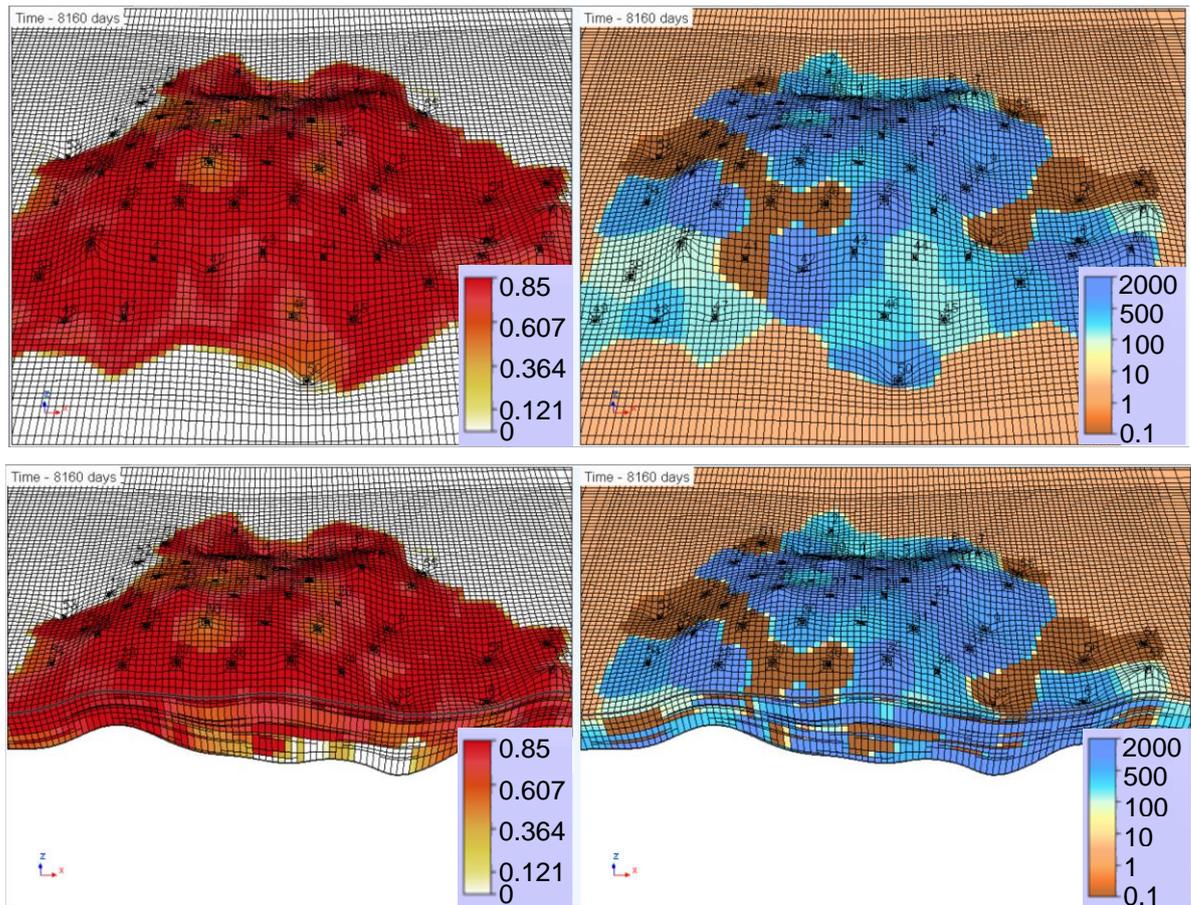


Рисунок 4.3.6 – Распределение нефтенасыщенности (на начало прогнозного периода) и структурной проницаемости построенной модели месторождения М1 (снизу показано сечение)

Оптимизация нефтедобычи на интервале прогнозного периода проведена в двух вариантах. В первом варианте произведена оптимизация заводнения при сохранении практических режимов работы добывающих скважин, а во втором варианте проведена совместная оптимизация режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

Параметризация режимов работы скважин выполнена следующим образом. Период прогноза разбивается на 20 интервалов по 180 дней (полгода), и на каждом временном интервале как варьируемый параметр выбирается значение мощности заводнения для нагнетательных скважин и мощности отбора жидкости для добывающих. Верхняя граница мощности заводнения выбрана 140 куб.м. в

сутки, а для добывающих скважин – 40 куб.м. в сутки. Ограничение забойного давления: от 10 до 250 атм.

Для этого варианта оптимизации выбраны следующие весовые коэффициенты: $\alpha_1 = 1$, $\alpha_3 = 0.001$, $\alpha_2 = \alpha_4 = \alpha_5 = 0$. Всего подбиралось 152 параметра. Для проведения оптимизации использовалось 7 компьютеров Intel(R) Core(TM) i5-10400F CPU @ 2.90GHz ОЗУ 16,0 Гб (в общей сложности – 28 вычислительных ядра). Общее время счета составило 24 часа.

Для совместной оптимизации заводнения и добычи было проведено два расчета с разной параметризацией режимов работы добывающих скважин. В первом варианте прогнозный период был разбит на интервалы по 180 суток (аналогично параметризации нагнетательных скважин), а во втором варианте – на интервалы по 365 суток, то есть прогнозный период был разбит на 10 интервалов, в каждом из которых подбирается мощность отбора жидкости.

Весовые коэффициенты выбраны: $\alpha_3 = 1$, $\alpha_5 = 10000$, $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_4 = 0$. С параметризацией режимов работы добывающих скважин по полгода количество подбираемых параметров составило 836, а общее время счета на 45 компьютерах (180 ядер) – 26 часов. При параметризации режимов добычи по году подбиралось 396 параметра, для решения задачи использовалось 30 компьютеров (120 ядер), и общее время счета составило 29 часов.

Для моделирования нефтедобычи использовалась конечноэлементная сетка, которая состояла из 117318 узлов и 96461 конечных элементов, время решения одной прямой задачи составило 5,5 минут.

На рисунке 4.3.7 показаны графики суммарно извлеченной из коллектора нефти по итерациям процесса оптимизации для трех вариантов оптимизации. Здесь и далее результаты оптимизация заводнения показаны оранжевым цветом, а результаты обеих вариантов параметризации совместной оптимизации заводнения и добычи – коричневым цветом.

Графики среднегодового дебита нефти и суммарно накопленной нефти за прогнозный период для обоих вариантов оптимизации показаны на рисунке 4.3.8,

а на рисунке 4.3.9 показаны оптимизированные среднегодовые объемы заводнения.

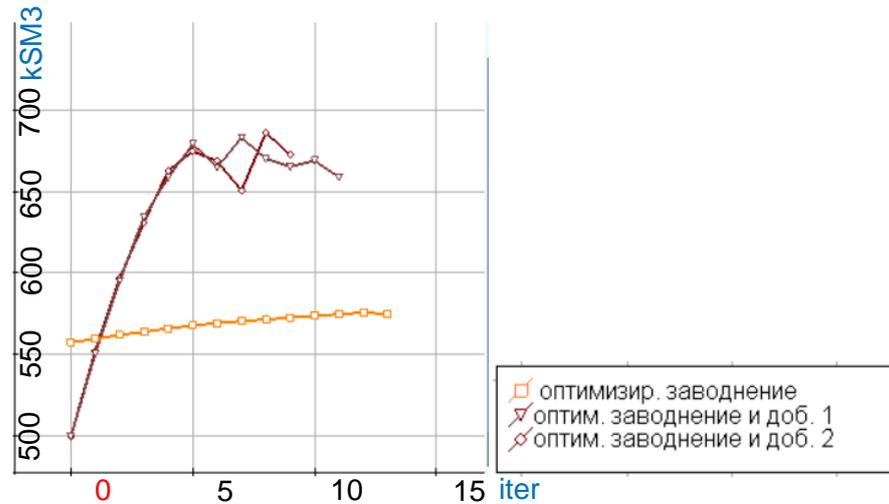


Рисунок 4.3.7 – График накопленного дебита нефти из всех скважин в зависимости от номера итерации для оптимизации заводнения (оранжевый) и для двух вариантов параметризации оптимизации заводнения и добычи (коричневый)

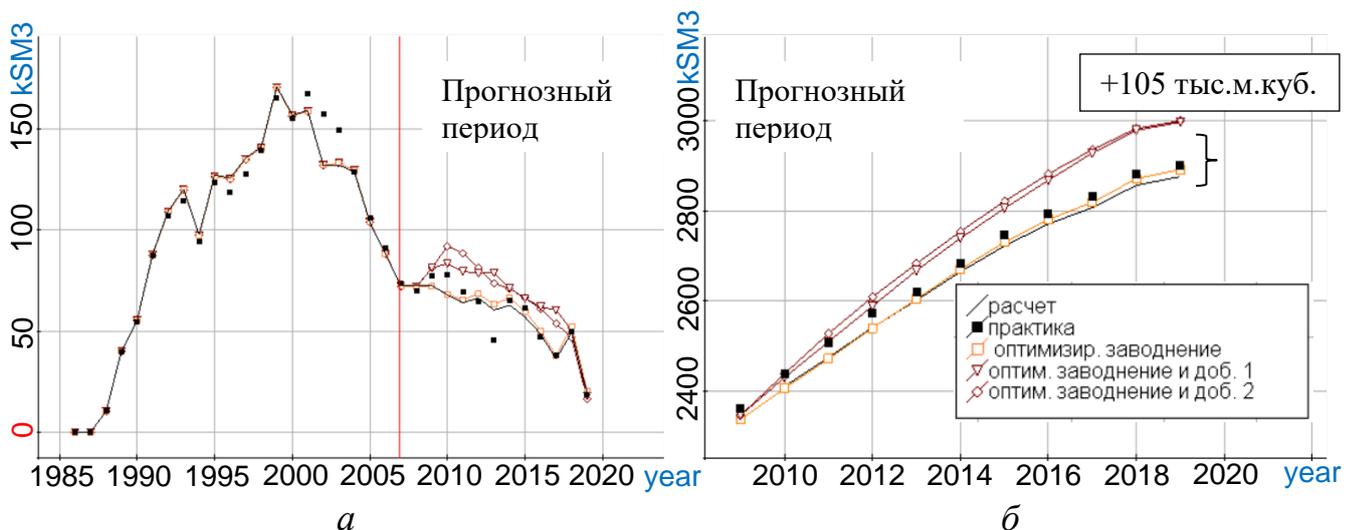


Рисунок 4.3.8 – Графики среднегодового (а) и накопленного (б) дебита нефти из всех скважин для практического и оптимизированных планов разработки месторождения М1

Полученные в результате двух вариантов оптимизаций режимы работ нагнетательных скважин показаны в таблице 4.8. Отметим, что в качестве стартовых значений варьируемых параметров были выбраны мощности, сопоставимые тем, с которыми работали скважины на начало 2008 года, то есть на конец «истории» разработки.

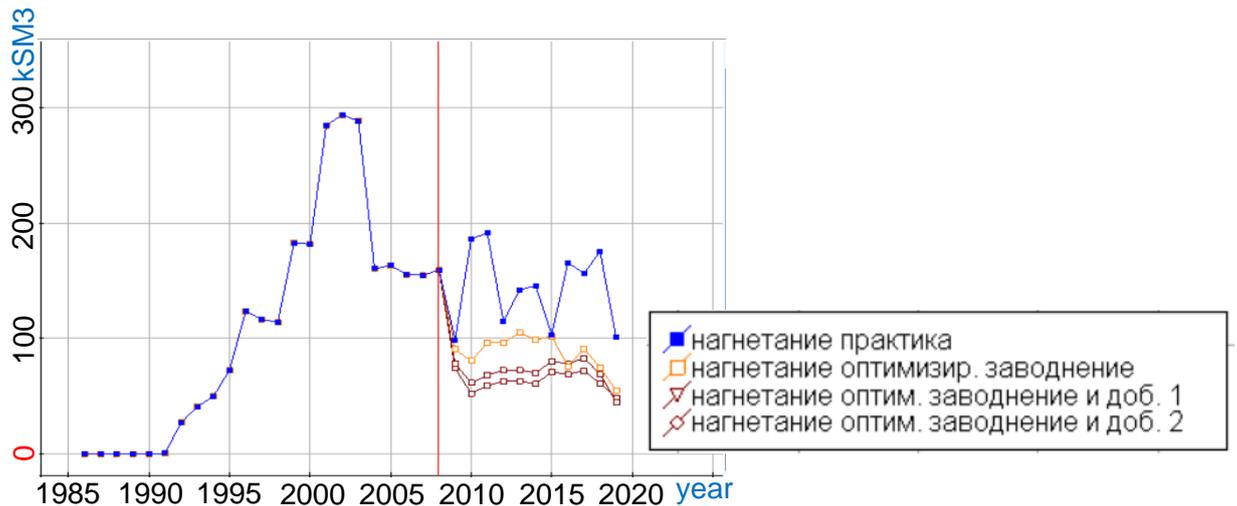


Рисунок 4.3.9 – Графики среднегодового заводнения для практического и оптимизированных планов разработки месторождения М1

Таблица 4.8 – Стартовый и оптимизированные планы работы нагнетательных скважин

Стартовый план

№скв.	8550	8910	9270	9630	9990	10350	10710	11070	11430	11790
4	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.
12	20.	20.	20.	20.	20.	20.	10.	0	0	0
18	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.
33	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.	40.
46	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.	60.
49	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.
50	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.	100.
57	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.	20.

План, полученный в результате оптимизации заводнения

№скв.	8550	8910	9270	9630	9990	10350	10710	11070	11430	11790
4	2.61	2.82	3.60	2.77	3.22	7.44	11.82	8.85	4.95	2.09
12	71.63	69.56	88.89	89.86	88.93	95.46	45.90	0	0	0
18	1.29	1.23	1.72	1.12	0.90	1.17	1.10	1.19	1.12	1.04
33	1.23	1.32	1.96	1.75	1.37	1.60	1.60	1.74	1.47	1.84
46	73.98	70.19	113.47	80.97	66.56	10.26	57.24	87.14	27.08	87.50
49	32.87	35.33	35.18	41.74	42.09	44.81	44.98	41.47	40.94	24.11
50	3.82	5.35	13.74	4.20	4.97	8.25	12.02	8.35	10.46	3.34
57	0.73	0.80	0.85	0.75	0.62	0.58	0.52	0.68	0.91	0.85

План, полученный в результате совместной оптимизации заводнения и добычи

№скв.	8550	8910	9270	9630	9990	10350	10710	11070	11430	11790
4	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.53	7.19
12	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	3.11	0	0	0
18	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.53	7.19
33	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.91	16.53	7.19
46	25.36	25.36	25.36	25.36	25.36	25.36	25.36	25.36	24.79	10.80
49	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.26	3.60
50	42.27	42.27	42.27	42.27	42.27	42.27	42.27	42.27	41.32	17.99
57	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.45	8.26	3.60

Из представленных выше результатов можно сделать следующие выводы.

Оптимизация заводнения при сохранении практических режимов работы добывающих скважин позволила сократить объем закачиваемой в пласт воды на 40% при сохранении (незначительном увеличении) объемов извлекаемой нефти. При этом, стоит обратить внимание, что согласно полученному плану (см. таблицу 4.8), есть скважины, мощность на которых была не уменьшена, а увеличена, относительно стартовых значений, это, например, скважины №12, 46 и 49.

Оба варианта параметризации совместной оптимизации режимов заводнения и добычи показали практически эквивалентные как планы разработки месторождения, так и, соответственно, характеристики добычи. Что говорит об устойчивости получаемых результатов. Кроме этого, оптимизация работы добывающих скважин позволила дополнительно извлечь 105 тыс. куб. м. нефти, это дополнительных 20% объема нефти на конец 2019 года. При этом перераспределение мощностей добычи позволило сократить объемы нагнетания на 57%, что на 17% больше, чем в первом варианте оптимизации одного лишь заводнения. Отметим, что в этих вариантах оптимизации не ограничивался уровень дебита жидкости.

Проверку корректности полученных результатов в данном случае можно произвести следующим образом. Поскольку данное исследование ретроспективное, то имеется возможность уточнения используемой цифровой модели за счет ее адаптации по полному «времени жизни» месторождения. Описание результатов построения такой модели описаны в работе [23]. Для проверки точности получаемых прогнозов рассчитаем характеристики добычи с использованием «доадаптированной» (по полному «времени жизни») цифровой модели с полученным выше (для модели, адаптированной по 2/3 «времени жизни») оптимизированным планом работы скважин.

На рисунке 4.3.10 показаны среднегодовые и накопленные объемы добычи нефти для обеих моделей для оптимизированного плана разработки. Для сравнения показаны результаты выполнения автоадаптации по укороченному

периоду (черный цвет) и по всему времени (серый цвет). Это же сравнение показано для отдельных скважин по данным накопленной нефти на рисунке 4.3.11.

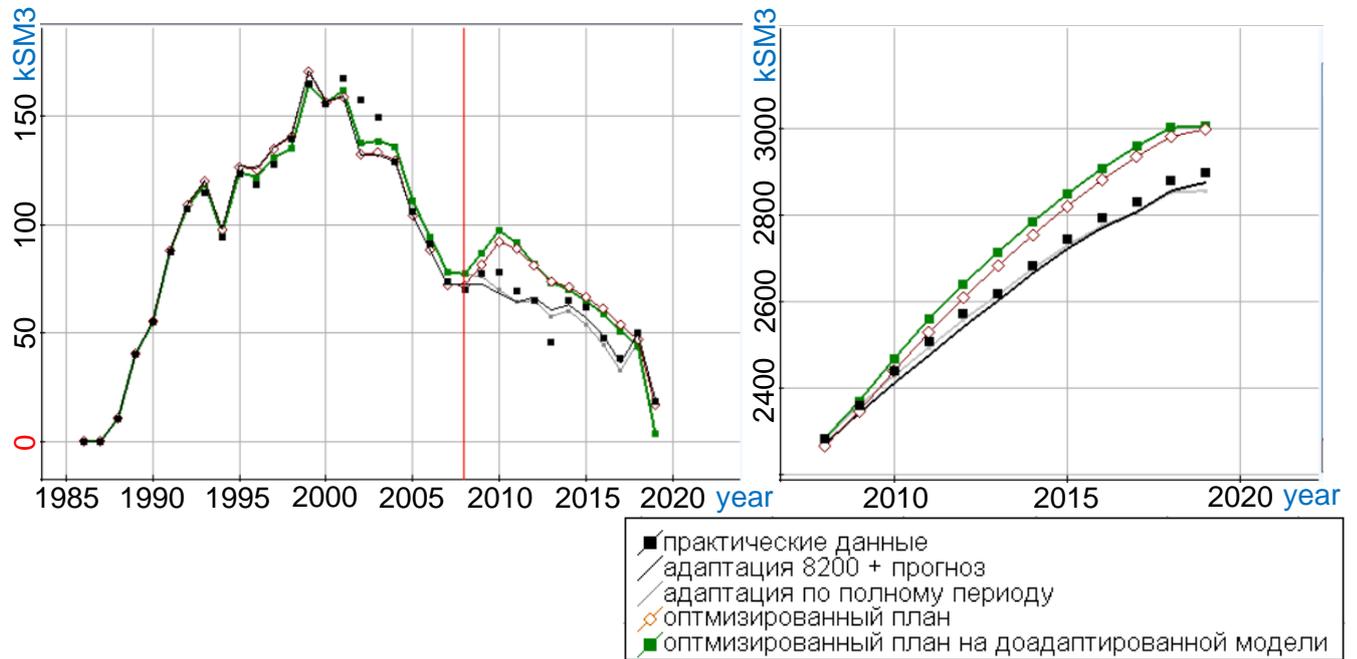


Рисунок 4.3.10 – Графики среднегодового дебита нефти для практического и оптимизированных планов разработки месторождения М1

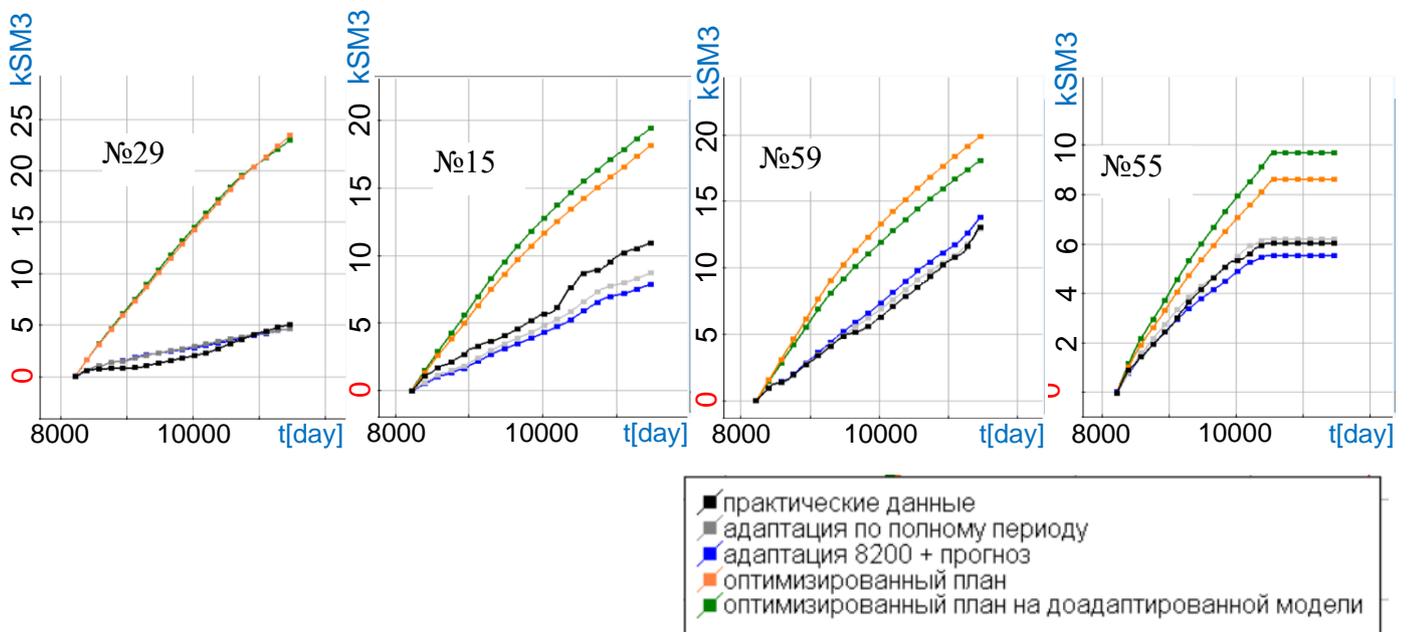


Рисунок 4.3.11 – Графики среднегодового дебита нефти для практического и оптимизированных планов разработки месторождения М1

Результаты показывают, что прогноз накопленной нефти (суммарно по всем скважинам) при использовании оптимального плана для гидродинамических моделей, адаптированных по всему «времени жизни» и по 2/3, отличается не более, чем на 1%, что сопоставимо с отличием практических и расчетных данных. Для отдельных скважин отличие в прогнозах для этих моделей также сопоставимо с отличием практических и расчетных данных. Этот факт еще раз подтверждает корректность разработанного в данной диссертационной работе метода оптимизации.

4.4 Перспективная оптимизация плана разработки месторождения М2 Республики Татарстан

В этом разделе будет проведено перспективное моделирование и оптимизация разработки другого месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан (обозначим его М2) с использованием разработанной в данной диссертационной работе подсистемы оптимизации. Будет рассмотрен механизм воздействия ПАВ, описанный в работе [107], при котором в области воздействия реагента понижается величина остаточной нефти (используемые соотношения представлены в п. 1.4).

Месторождение М2 имеет 69 скважин. На конец периода адаптации были активны 24 добывающие скважины, 4 внутриконтурные нагнетательные скважины (с номерами 21, 32, 50 и 63) и 1 законтурная нагнетательная скважина (с номером 20). План скважин показан на рисунке 4.4.1. Разработка началась в 1980 году. Прогноз будем строить на десятилетний период с 2021 до 2030 г.

Полученная в результате автоадаптации модель месторождения показана на рисунке 4.4.2. Интегральные показатели адаптации (накопленная добыча нефти, жидкости, обводненность) и данные добычи по отдельным скважинам приведены на рисунках 4.4.3–4.4.6.

Нефть месторождения относится к группе высоковязких. Вязкость нефти – 97.1 мПа·с, вязкость воды – 1.66 мПа·с.

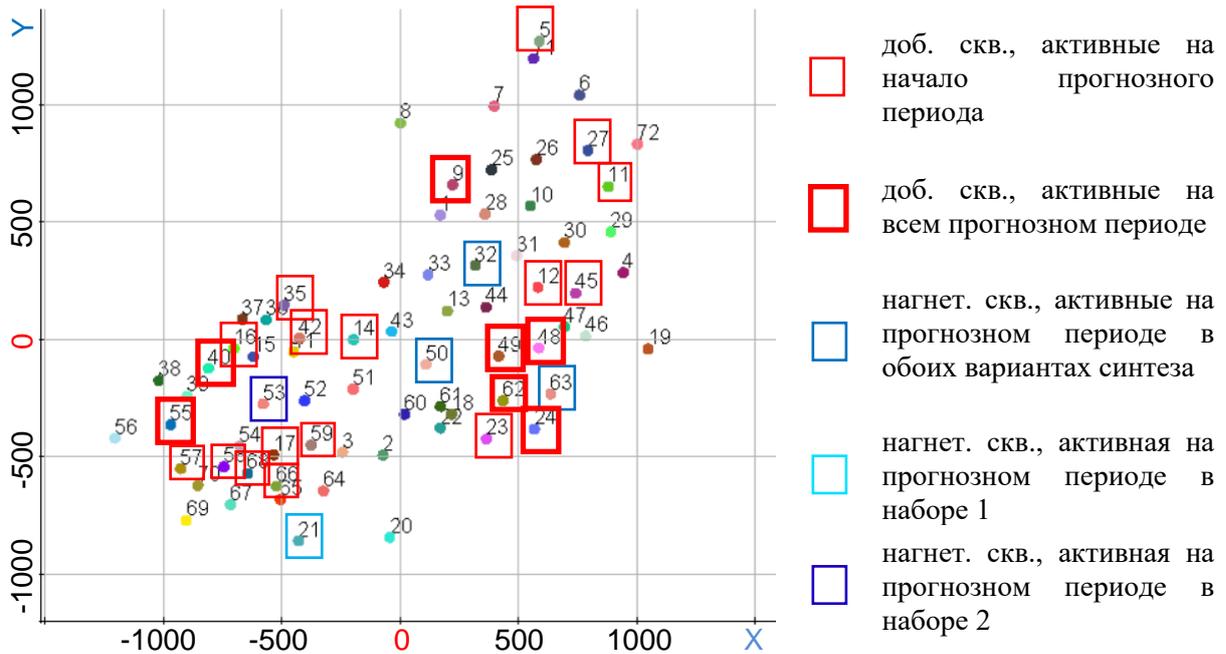


Рисунок 4.4.1 – План расположения скважин месторождения М2

Отклонение наблюдаемых и расчетных показателей накопленной нефти по скважинам показано на рисунке 4.4.4. Количество скважин с дебитом не меньше 5% от самой высокодебитовой скважины – 51. Среднее отклонение расчетного дебита нефти от наблюдаемого по всем скважинам на конец прогнозного периода (2020 год) не превышает 8%. Количество скважин, суммарная добыча из которых составляет не менее 5% от скважины с наибольшей добычей, равно 51. Среднее отклонение практических и расчетных данных накопленной добычи на этих скважинах не превышает 6%.

Из рисунков 4.4.5 и 4.4.6 видно, что по отдельным скважинам расчетные показатели добычи хорошо совпадают с наблюдаемыми.

Полученные результаты автоадаптации по истории разработки подтверждают высокое качество построенной цифровой модели месторождения, что позволяет ее применять для прогнозных расчетов ПАВ-полимерного заводнения и проведения оптимизации разработки.

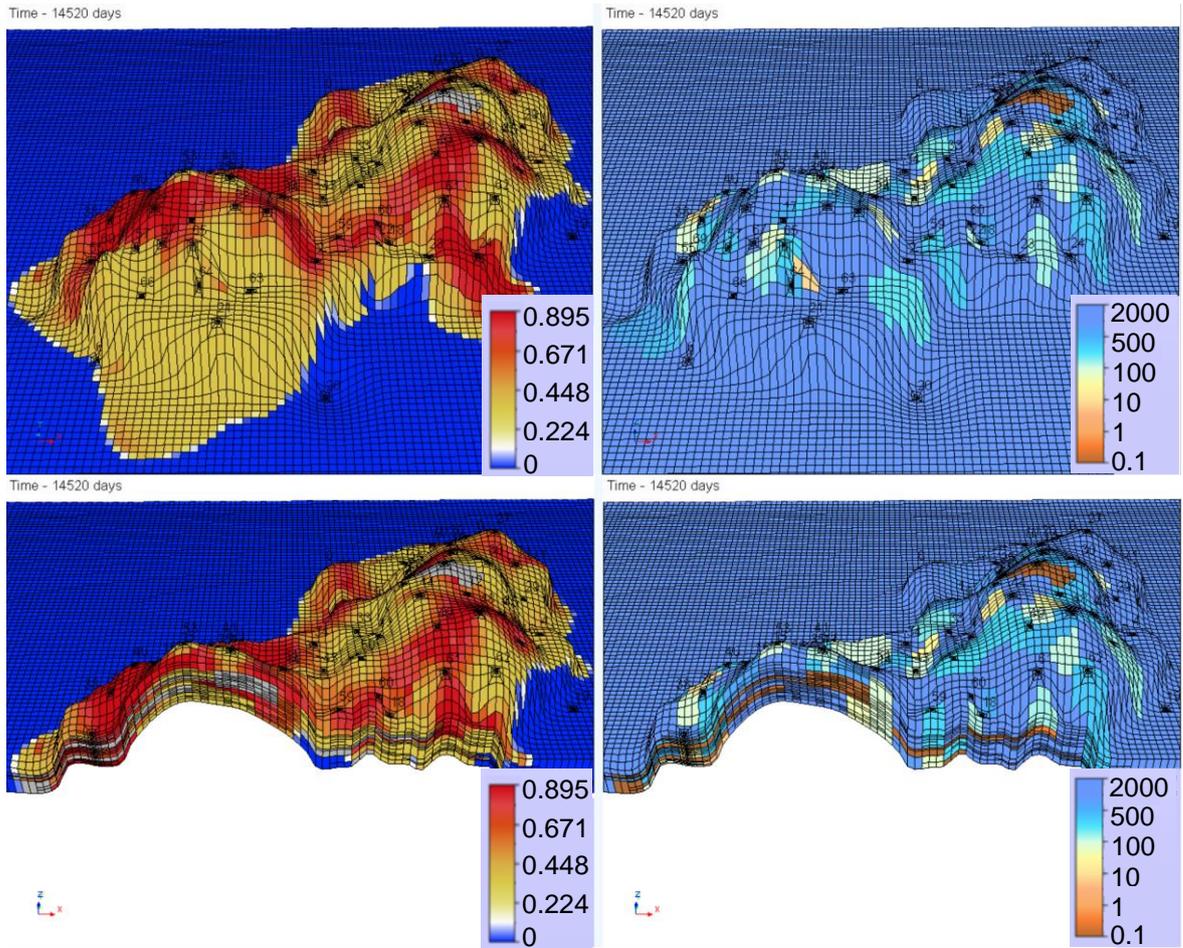


Рисунок 4.4.2 – Распределение нефтенасыщенности (на конец 2020 года) и структурной проницаемости модели месторождения М2 (снизу показано сечение)

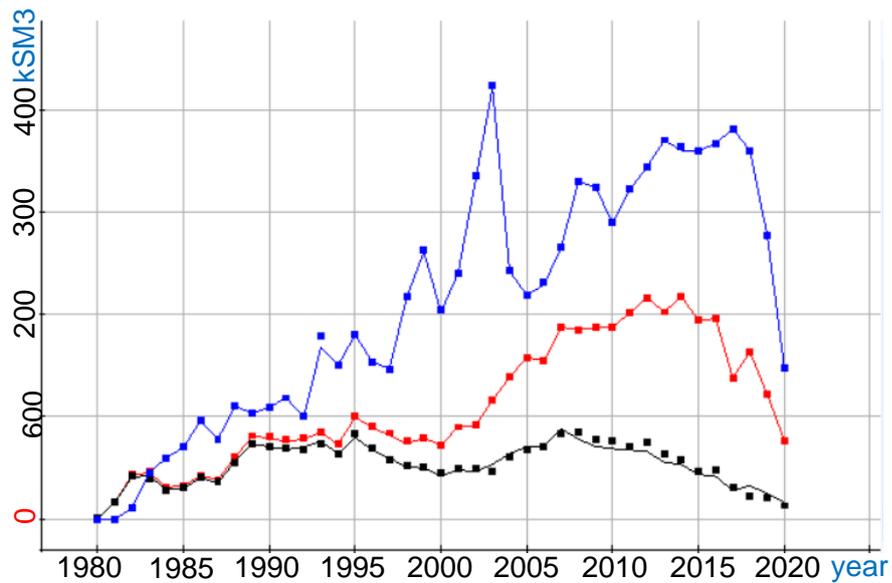


Рисунок 4.4.3 – Расчетные (сплошная линия) и наблюдаемые (точки) среднегодовые значения нагнетания воды (синий цвет), добычи жидкости (красный цвет) и дебита нефти (черный цвет)

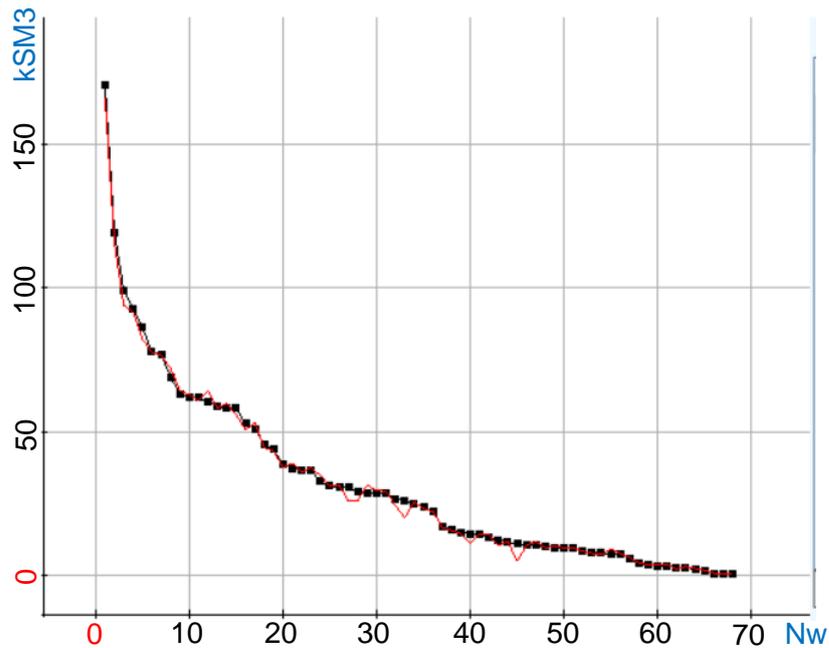


Рисунок 4.4.4 – Распределение накопленной нефти по скважинам на начало 2020 года (Nw – номер скважины в порядке убывания значений суммарно добытой нефти из нее)

Вначале была проведена оптимизация без использования химических продуктов. Было получено, что только 7 добывающих скважин на прогнозный период будут продолжать добычу с среднесуточным дебитом более 1 тонны (эти скважины показаны на рисунке 4.4.1 жирными квадратиками), при этом добычу на этих скважинах можно увеличить до максимальных значений.

Следующим этапом проводилась оптимизация ПАВ-полимерного заводнения (концентрация раствора: ПАВ 1.5% ПАА 0.2%). Описание использованного механизма ПАВ-полимерного заводнения представлено в конце раздела 1.4.

Было рассмотрено две стратегии ПАВ-полимерного заводнения: со «слабой» и с «сильной» экономией хим.продуктов, а также два набора действующих нагнетательных скважин (в наборе 2 нагнетательная скважина 21 была заменена на нагнетательную скважину 53) и два варианта характеристик работы ПАВ (отличающихся множителем перед капиллярным числом: $T1=2 \cdot 10^5$, $T2=1.2 \cdot 10^4$).

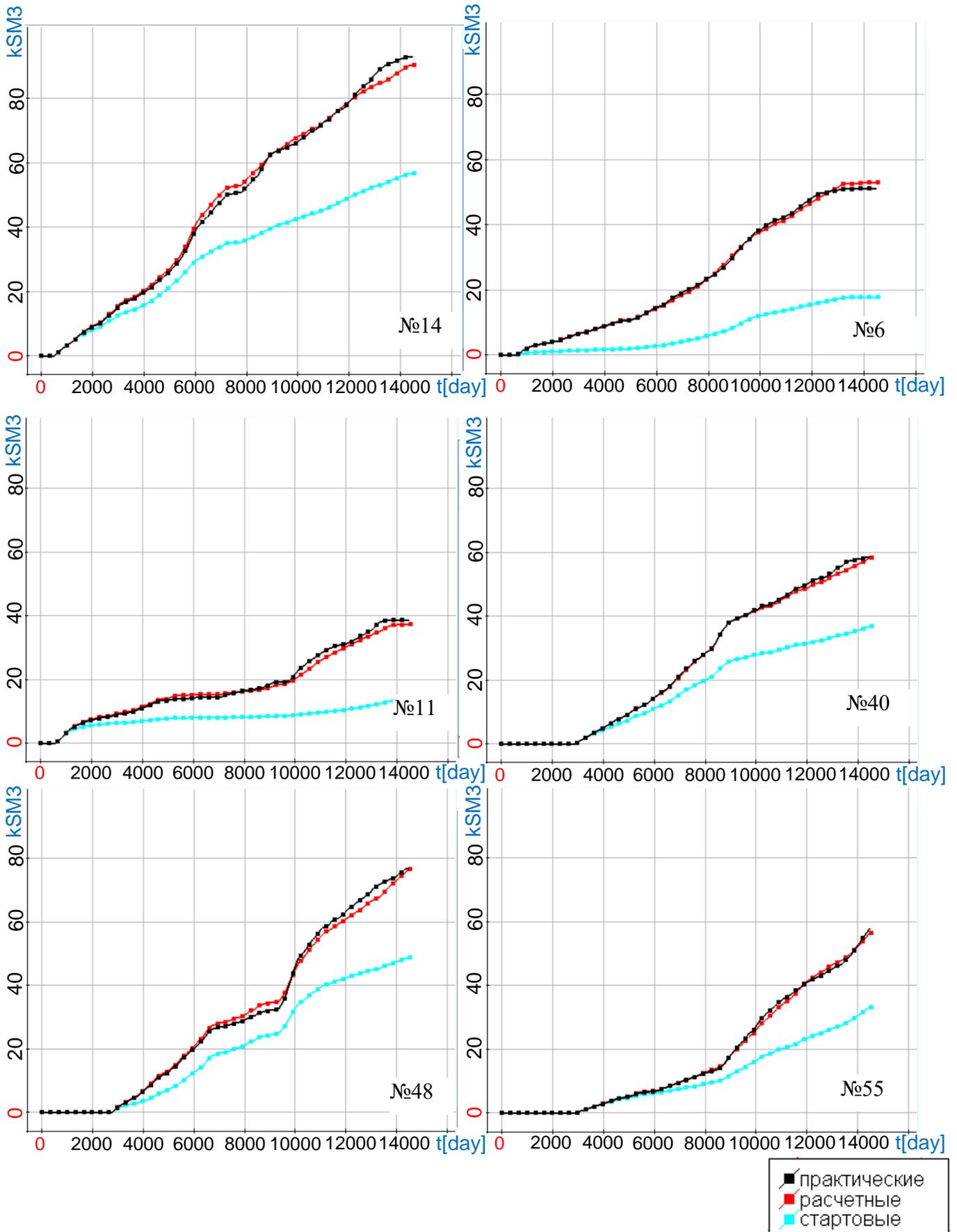


Рисунок 4.4.5 – Графики накопленной нефти по отдельным скважинам месторождения М2

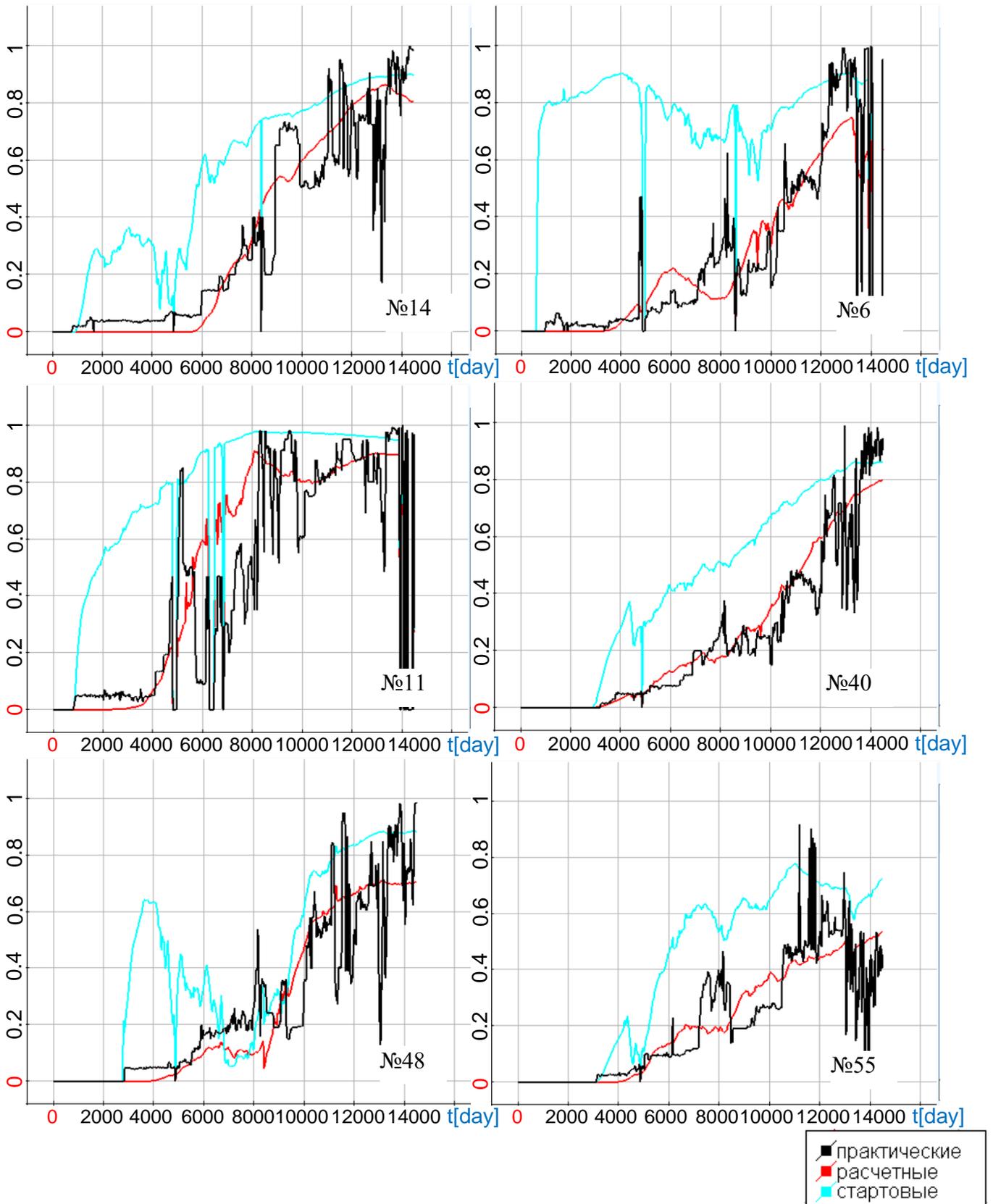


Рисунок 4.4.6 – Графики обводненности по отдельным скважинам
месторождения М2

В первой стратегии коэффициент α_2 в $\Phi^z(\Theta)$ был взят равным 10^{-4} , а во второй 10^{-3} (другие коэффициенты не менялись и были взяты следующими: $\alpha_3=10^{-5}$, $\alpha_5=12$, $\alpha_1=\alpha_4=0$). При оптимизации временной диапазон был разбит на 10 интервалов. При этом раствор закачивался только на первом интервале. Стартовое значение длины первого интервала было взято равным 60 суток и в процессе оптимизации подбиралось.

Графики стартовых и полученных в результате оптимизации со «слабой» экономией (набор 1) суммарного по активным скважинам нагнетания и дебита жидкости показаны на рисунке 4.4.7. Сравнение дебита нефти с нагнетанием химических агентов и без их нагнетания для стартового и оптимизированного планов разработки показано на рисунке 4.4.8. Интегральные показатели нагнетания и добычи до и после оптимизации показаны на рисунке 4.4.7.

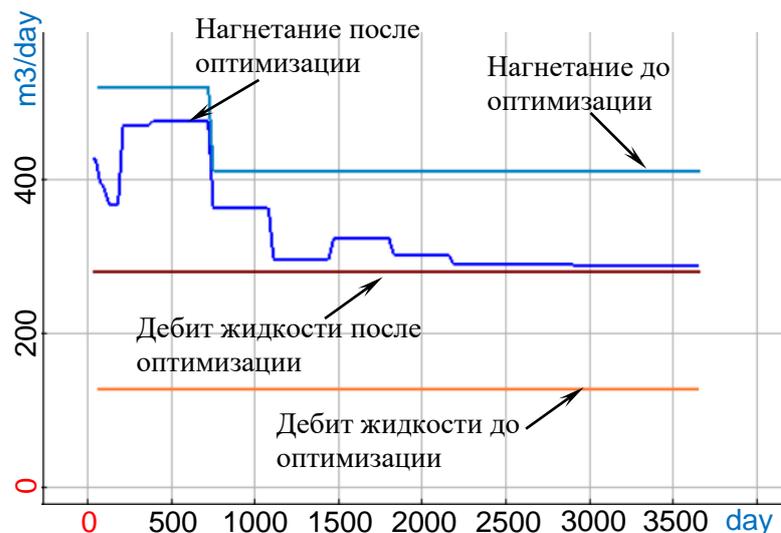


Рисунок 4.4.7 – Показатели добычи и нагнетания в прогнозный период, полученные для различных вариантов и стратегий синтеза

В результате синтеза уменьшилось и перераспределилось нагнетание: перераспределение произошло не только по времени, но и по мощностям между нагнетательными скважинами. Так, для повышения эффективности влияния ПАВ-полимера необходимо было увеличить нагнетание на второй и третий год, кроме того, нагнетание на скважине 32 (которое было максимальным) стало меньше,

чем на скважинах 50 и 63. Между скважинами 50 и 63 тоже произошло перераспределение: нагнетание на скважине 50 стало больше, чем на 63.

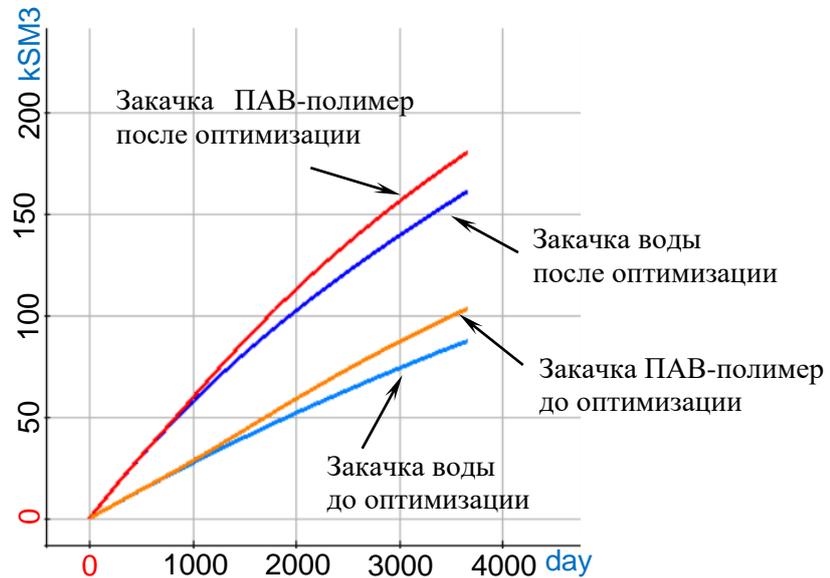


Рисунок 4.4.8 – Накопленные показатели добычи нефти в прогнозный период, полученные для различных вариантов и стратегий синтеза

На рис. 4.4.9 показаны графики накопленной нефти для стартовой программы заводнения (которая была на конец адаптации) и для программы нагнетания/добычи, полученной в результате оптимизации, а также графики накопленной нефти для первого варианта характеристик работы ПАВ для обеих стратегий и наборов нагнетательных скважин. При выполнении оптимизации потребовалось примерно 12-15 итераций для каждого варианта. Время выполнения оптимизации для одного варианта составило около 10 часов при использовании 12 4-х ядерных ПК, соединенных локальной сетью.

Распределения остаточной нефтенасыщенности, концентрации компоненты ПАВ в фазе воды и остаточной нефти для первого и второго варианта нагнетательных скважин показаны на рисунках 4.4.10 и 4.4.11.

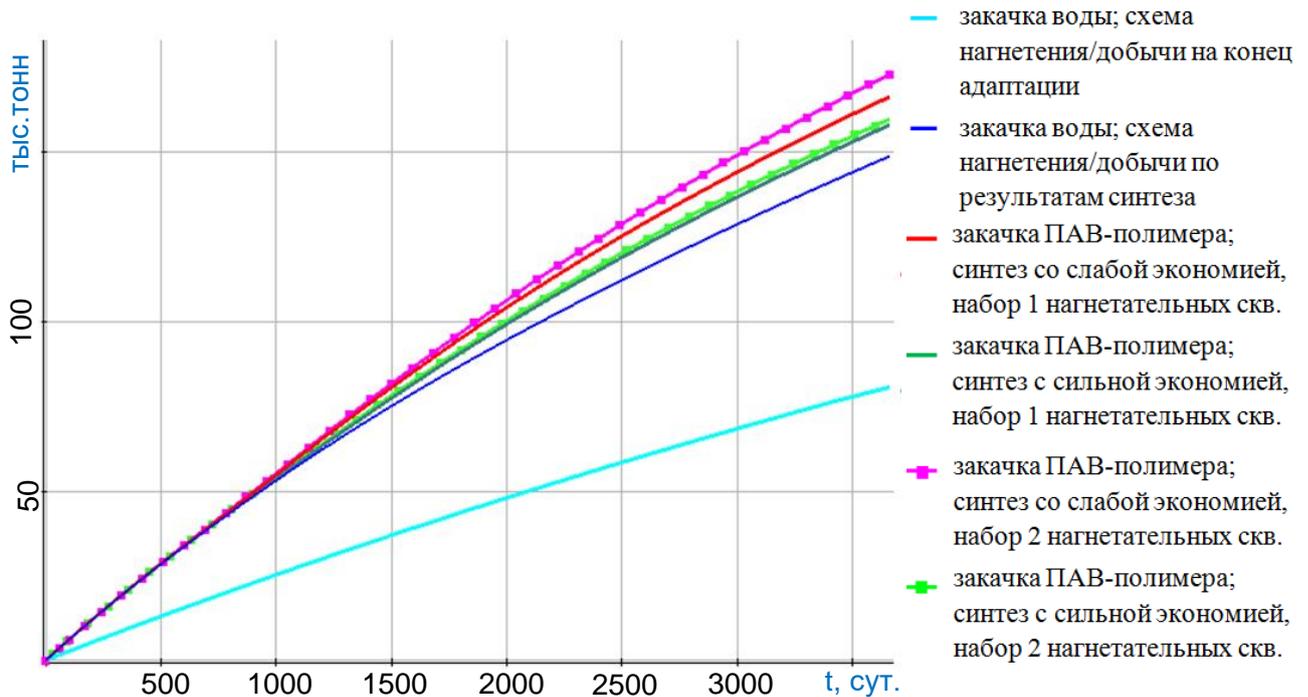


Рисунок 4.4.9 – Накопленные показатели добычи нефти в прогнозный период, полученные для различных наборов нагнетательных скважин и стратегий синтеза для первого варианта характеристик работы ПАВ

В таблице 4.9 представлены планы нагнетания при ПАВ-полимерном заводнении, полученные для различных наборов и стратегий синтеза для первого варианта характеристик работы ПАВ. Во втором столбце таблицы помимо мощности закачки раствора ПАВ-полимера Q_w^1 приведена длина интервала закачки Δt_1 . Для второго варианта характеристик работы ПАВ распределения нагнетания по скважинам и временам несколько отличаются, но в целом имеют примерно такой же характер.

Для полученных характеристик была проведена оценка экономической эффективности. В качестве исходных данных для расчета использовались следующие значения: стоимость ПАВ – 406,40 руб./кг, стоимость ПАА – 277,09 руб./кг, цена реализации нефти – 19183 руб./т, налог на добычу – 14032 руб./т, налог на прибыль – 20%, норма дисконтирования – 5%.

Масса и стоимость закаченных хим.продуктов представлены в табл. 4.10, а масса дополнительно добытой нефти (относительно оптимального заводнения без

использования хим. продуктов) и чистый дисконтированный доход (ЧДД) нарастающим итогом приведены в табл. 4.11 (результаты приведены с шагом 1 год).

Результаты показывают, что второй набор нагнетательных скважин позволяет увеличить как показатель накопленной добычи нефти, так и ЧДД, особенно для стратегии со «слабой» экономией ПАВ-полимера. При этом стратегия со «слабой» экономией ПАВ-полимера для обоих наборов нагнетательных скважин показала лучший результат в долгосрочной перспективе. Однако, дальнейшее «ослабление» экономии ПАВ-полимера приводит либо к увеличению срока окупаемости и снижению ЧДД, либо к убыткам.

Таблица 4.9 – Планы нагнетания, полученные для различных наборов нагнетательных скважин и стратегий синтеза для первого варианта характеристик работы ПАВ

$t_i, \text{сут.}$	Δt_1	180	360	720	1080	1440	1800	2160	2880	
№ скв.	$Q_w^1 / \Delta t_1$	$Q_w^i \text{ (м}^3\text{/сут.)}$								
Синтез со слабой экономией; набор 1 нагнетательных скважин										
32	28/66	16	94	85	58	10	3	2	1	1
50	93/38	50	71	80	1	1	2	1	1	1
63	29/85	5	6	10	15	3	31	8	2	1
21	7/24	8	5	5	1	2	2	2	1	1
Синтез с сильной экономией; набор 1 нагнетательных скважин										
32	13/25	25	97	76	30	5	1	1	1	1
50	25/51	5	35	85	2	1	1	2	1	1
63	37/17	1	1	1	1	1	2	4	2	1
21	4/15	3	7	4	2	2	2	2	1	1
Синтез со слабой экономией; набор 2 нагнетательных скважин										
32	21/59	18	62	96	57	13	3	2	2	2
50	82/42	54	56	84	2	2	1	2	1	1
63	23/102	5	7	2	4	11	25	11	3	2
53	28/107	17	78	64	29	14	2	2	2	2
Синтез с сильной экономией; набор 2 нагнетательных скважин										
32	12/29	19	99	85	31	5	3	1	1	1
50	26/36	22	53	80	2	1	1	1	1	1
63	52/12	2	1	1	1	1	1	5	1	1
53	32/20	12	60	32	22	4	1	4	1	1

Таблица 4.10 – Масса и стоимость закаченных хим. продуктов

Варианты синтеза	масса ПАВ, кг	масса ПАА, кг	стоимость ПАВ, т.р.	стоимость ПАА, т.р.	общая стоимость, т.р.
«Слабая» экономия; 1-й набор скв., 1-й вариант ПАВ	46554	18622	18919	5160	24079
«Сильная» экономия; 1-й набор скв., 1-й вариант ПАВ	13274	5310	5395	1471	6866
«Слабая» экономия; 2-й набор скв., 1-й вариант ПАВ	58225	23290	23663	6453	30116
«Сильная» экономия; 2-й набор скв., 1-й вариант ПАВ	14754	5901	5996	1635	7631
«Слабая» экономия; 1-й набор скв., 2-й вариант ПАВ	35441	14176	14403	3927	18330
«Сильная» экономия; 1-й набор скв., 2-й вариант ПАВ	5537	2215	2250	614	2864
«Слабая» экономия; 2-й набор скв., 2-й вариант ПАВ	52727	21091	21428	5842	27270
«Сильная» экономия; 2-й набор скв., 2-й вариант ПАВ	6584	2634	2676	730	3406

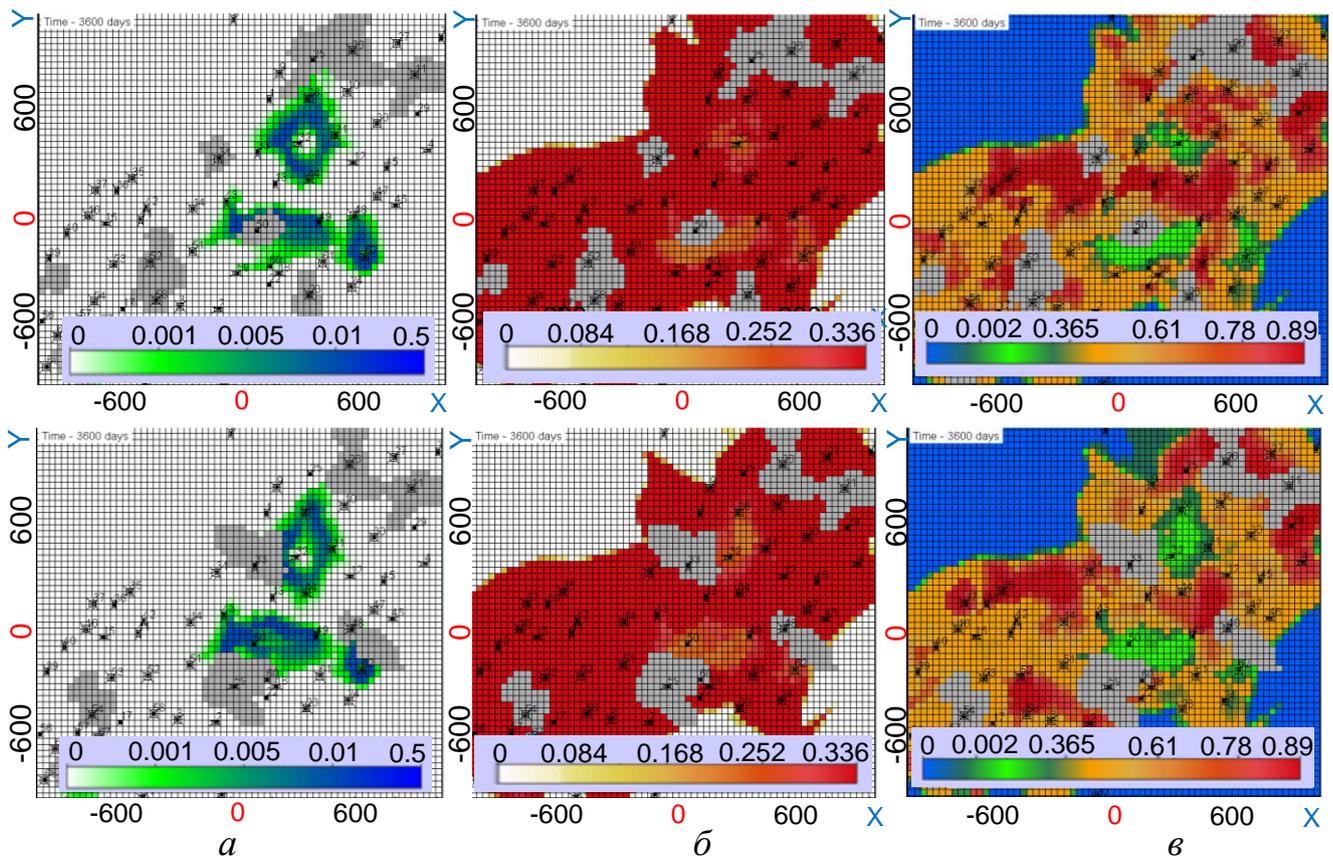


Рисунок 4.4.10 – Распределение концентрации ПАВ (а), остаточной насыщенности нефти (б) и насыщенности нефти (в) на разных сечениях коллектора для первого варианта оптимизации со слабой экономией

Таблица 4.11 – Оценка экономической эффективности

лет	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Синтез со слабой экономией; набор 1 нагнетательных скв.; вариант 1 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	88.6	438	2280	4990	7980	10800	13100	14900	16300	17400
ЧДД, т.р.	-22489	-21183	-14640	-5471	4164	12810	19520	24527	28230	31000
Синтез с сильной экономией; набор 1 нагнетательных скв.; вариант 1 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	36.2	141	657	1920	3580	5130	6490	7540	8360	9030
ЧДД, т.р.	-6359	-5967	-4134	139	5488	10240	14208	17128	19298	20985
Синтез со слабой экономией; набор 2 нагнетательных скв.; вариант 1 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	113	469	2360	5470	8920	12500	15800	18700	21000	23000
ЧДД, т.р.	-28116	-26786	-20069	-9547	1570	12546	22174	30241	36325	41361
Синтез с сильной экономией; набор 2 нагнетательных скв.; вариант 1 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	57,7	235	874	2290	4030	5730	7250	8490	9480	10300
ЧДД, т.р.	-6982	-6319	-4049	741	6348	11560	15995	19444	22063	24128
Синтез со слабой экономией; набор 1 нагнетательных скв.; вариант 2 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	29	118	563	1670	3060	4480	5800	6890	7670	8320
ЧДД, т.р.	-18179	-17847	-16267	-12521	-8042	-3689	162	3194	5258	6894
Синтез с сильной экономией; набор 1 нагнетательных скв.; вариант 2 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	10	21	42	128	286	478	685	839	937	1030
ЧДД, т.р.	-2677	-2636	-2561	-2270	-1762	-1173	-569	-141	118	353
Синтез со слабой экономией; набор 2 нагнетательных скв.; вариант 2 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	93	339	1070	2440	4160	5940	7870	9690	11200	12300
ЧДД, т.р.	-26791	-25871	-23275	-18640	-13097	-7640	-2009	3053	7048	9817
Синтез с сильной экономией; набор 2 нагнетательных скв.; вариант 2 характеристик работы ПАВ										
Накоп.доп. добыча, т	86	228	359	422	576	834	1150	1440	1690	1940
ЧДД, т.р.	-2962	-2432	-1967	-1753	-1257	-466	455	1262	1923	2553

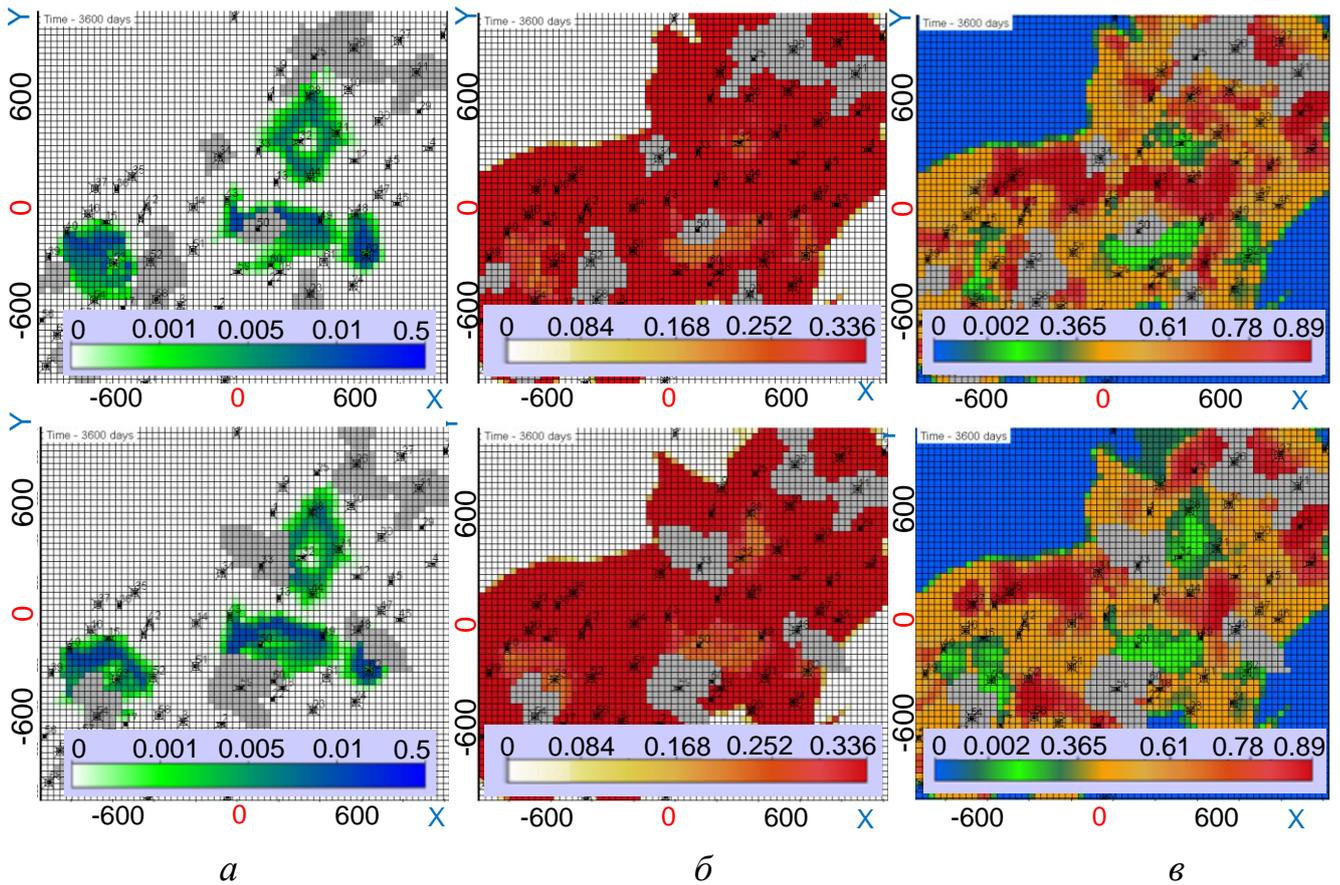


Рисунок 4.4.11 – Распределение концентрации ПАВ (а), остаточной насыщенности нефти (б) и насыщенности нефти (в) на разных сечениях коллектора для второго варианта оптимизации со слабой экономией

Предложенный подход позволяет технологу выбирать различные стратегии и наборы скважин и анализировать получаемые оптимальные решения. Вместе с тем важно отметить, что перед тем, как использовать ПАВ-полимерное заводнение, необходимо проведение лабораторных исследований на образцах непосредственно с рассматриваемого месторождения. При проведении экспериментов необходимо, во-первых, использовать разные концентрации раствора (как это было сделано, например, в работе [107]), а во-вторых, осуществлять закачку при разных скоростях, характерных для текущего состояния месторождения. Полученные в результате экспериментов зависимости межфазного натяжения от концентрации раствора и параметр, определяющий форму зависимости остаточной нефти от капиллярного числа, должны быть

использованы при проведении синтеза оптимального заводнения предложенным в данной работе способом.

Выводы по главе 4

1. Эффективность разработанной процедуры группирования и алгоритма переноса фаз продемонстрирована на тесте SPE-10, в котором нефтедобыча моделируется в высоконеоднородной среде. Проведенные вычислительные эксперименты показали, что за счет использования предложенной процедуры группирования время счета сокращается примерно на полтора порядка без снижения точности получаемого решения. При моделировании реального месторождения высоковязкой нефти использование процедуры группирования позволило сократить время счета более чем на 2 порядка.

2. Проведено испытание разработанного метода построения оптимальных планов разработки месторождения в ходе ретроспективного моделирования с использованием синтетических данных для приближенной к реальной (истинной) цифровой модели высоковязкой нефти. Результаты исследований показали, что при применении описанной в разделе 2.3 методики отклонение данных дебита нефти по оптимизированному плану ПАВ-полимерного заводнения на конец прогнозного периода (8 лет) от данных, полученных на истинной модели, составляет не более 1%, что является более чем приемлемым для решения данного класса задач (для моделирования ПАВ-полимерного заводнения использовался механизм с образованием фазы эмульсии). И важно отметить, что при этом в истории разработки данного месторождения, по которой построена цифровая модель, не было применения химических МУН.

3. Проведено ретроспективное построение оптимального плана разработки месторождения М1 высоковязкой нефти р. Татарстан. Исследование проводилось с использованием цифровой модели, построенной по укороченному историческому периоду. Результаты показали, что на прогнозном десятилетнем периоде за счет перераспределения нагнетания было бы возможно сокращение общего заводнения, при сохранении того же уровня добычи нефти, а при

совместной оптимизации нагнетания и добычи удалось бы дополнительно извлечь 105 тыс. куб. м. нефти. Построенные прогнозы оптимизированной нефтедобычи хорошо совпали с данными, полученными на модели, построенной по полному историческому периоду (отличие накопленной нефти не более 1%), что подтверждает корректность разработанного подхода оптимизации разработки месторождений.

4. Проведено перспективное построение оптимального плана разработки месторождения М2 высоковязкой нефти р. Татарстан с использованием технологии ПАВ-полимерного заводнения. Был использован механизм воздействия ПАВ, при котором остаточная нефтенасыщенность снижается за счет снижения межфазного натяжения. Показано, что предложенный подход позволяет технологу выбирать различные стратегии и наборы скважин и анализировать получаемые оптимальные решения с точки зрения экономической выгоды.

5. В целом, проведенные исследования показали, что разработанный метод построения прогнозов и оптимизации нефтедобычи позволяет проводить оптимизацию разработки с разными механизмами воздействия химических реагентов, используемых в третичных методах увеличения нефтеотдачи пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработан метод и математическая модель для оптимизации режимов работы скважин нефтяных месторождений, базирующаяся на минимизации целевой функции, полученной в результате автоадаптации цифровой модели месторождения и плане разработки месторождения на период оптимизации с заданными варьируемыми параметрами управления добычей. Разработанный подход позволяет строить оптимизированные планы добычи как для традиционных технологий разработки, так и при применении третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), таких как ПАВ-полимерное заводнение. Разработанный подход позволяет проводить перспективное моделирование и экономическую оценку новых способов разработки, учитывая разные механизмы воздействия нагнетаемых химических продуктов на коллектор в ходе применения третичных МУН.

2. В части реализации численного метода 3D моделирования многофазного изотермического потока в высоконеоднородных пористых средах разработан алгоритм группирования конечных элементов в соответствии с размером временного шага, необходимого для корректного переноса фаз между ячейками. Этот алгоритм позволяет использовать разные временные шаги для переноса фаз между ячейками разных групп и использовать, когда это необходимо, сильно уменьшенные шаги по времени только для маленьких ячеек и/или ячеек с большой скоростью течения флюида, что позволяет значительно сократить вычислительные затраты моделирования месторождений.

3. В составе программного комплекса гидродинамического моделирования нефтяных месторождений и построения цифровых моделей разработана подсистема оптимизации добычи. Подсистема предоставляет удобные средства для параметризации плана разработки крупных месторождений с большим количеством активных скважин. Интеграция в единый программный комплекс позволяет существенно сокращать трудозатраты при переходе от этапа построения цифровой модели месторождения к этапам прогнозирования и

оптимизации разработки. Разработаны средства графического отображения информации о ходе оптимизации, результирующих характеристик добычи, как интегральных, так и отдельных по скважинам, и отображения информации о плане разработки в виде таблиц.

4. Используемый подход к построению оптимального плана разработки, базирующийся на минимизации специального функционала, минимум которого соответствует максимуму экономической выгоды, методом Гаусса-Ньютона со специальной регуляризацией, удерживающей значения мощности работы скважин в эксплуатационных ограничениях, позволяет автоматически выполнять оптимизацию разработки за 10-15 итераций.

5. С использованием синтетической модели месторождения высоковязкой нефти подтверждена работоспособность представленного в диссертации метода построения оптимизированных планов разработки. Результаты исследований показали, что при применении разработанной методики погрешность получаемых данных добычи на конец десятилетнего прогнозного периода сопоставима с погрешностью данных, которую дает адаптированная цифровая модель, и составляет порядка 1%, в том числе и при применении не используемого в истории разработки ПАВ-полимерного заводнения, что более чем приемлемо для решения реальных задач.

6. Проведено ретроспективное построение оптимального плана разработки месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан (M1), в результате которого можно сделать вывод, что в рассматриваемый период оптимизации можно сократить заводнение на 40% не теряя объемов дебита нефти.

7. Перспективная оптимизация реального месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан (M2), показала, что в условиях сильной обводненности применение технологии ПАВ-полимерного заводнения позволит за рассматриваемый десятилетний период дополнительно извлечь до 25 тыс. тонн нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Xue X., Chen G., Zhang K., et al. A divide-and-conquer optimization paradigm for waterflooding production optimization // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2022. Vol. 211. Art. 110050.
2. Jansen J.-D., Brouwer R., Douma S.G. Closed Loop Reservoir Management // SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers, 2009.
3. Shirangi M.G., Durlofsky L.J. Closed-loop field development under uncertainty by use of optimization with sample validation // SPE Journal. Society of Petroleum Engineers, 2015. Vol. 20, № 5. P. 908–922.
4. Wang C., Li G., Reynolds A.C. Production optimization in closed-loop reservoir management // SPE Journal. 2009. Vol. 14, № 3. P. 506–523.
5. Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ, 2008. 255 с.
6. Willhite G.P. Waterflooding. Society of Petroleum Engineers, 1986. 326 p.
7. Палий О.А. Разработка нефтяных месторождений. РГУ нефти. М., 2015. 319 с.
8. Khan M.I., Islam M.R. Reservoir Engineering and Secondary Recovery // The Petroleum Engineering Handbook: Sustainable Operations. Gulf Publishing Company, 2007. P. 189–241.
9. Гуторов А.Ю., Петрова Л.В., Давыдова О.В. [и др.]. Процессы, технологии и оборудование при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Уфа, 2021. 106 с.
10. Хакимзянов, И.Н., Зацарина Л.В., Шешдиров Р.И. [и др.]. Сравнение эффективности заводнения с организацией закачки различных агентов на эксплуатационных объектах Бавлинского месторождения // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Сборник статей. 2021. С. 62–76.

11. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1998. 545 p.
12. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of polymer-flooding technology // Journal of Canadian Petroleum Technology. Society of Petroleum Engineers, 2015. Vol. 54, № 2. P. 116–126.
13. Massarweh O., Abushaikha A.S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances // Energy Reports. Elsevier Ltd, 2020. Vol. 6. P. 3150–3178.
14. Хисаметдинов М.Р., Трофимов А.С., Рафикова К.Р. [и др.]. Определение оптимальных параметров технологии воздействия на пласт полимерными композициями с помощью моделирования // Нефтяное хозяйство. 2019. Т. 9. С. 90–93.
15. Гуськова И.А., Маннанов И.И., Храмушина И.М. [и др.]. Экспериментальные исследования по обоснованию применения ПАВ для повышения эффективности добычи высоковязкой нефти в условиях высокой неоднородности коллектора // Газовая промышленность. 2019. Т. 10, № 791. С. 88–91.
16. Ленченкова Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами // М.:Недра-Бизнесцентр,1998. 394 с.
17. Цыганков В.А., Каневская Р.Д., Кочуева О.Н. Программный комплекс по подбору кислотных составов для интенсификации добычи нефти // Нефтепромысловая химия. Материалы VIII Межд. (XVI Всеросс.) научно-практической конф. 2021. С. 72-74.
18. Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М. [и др.]. Управление разработкой нефтегазового месторождения в замкнутом цикле // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Т. 2, № 21. Ст. 31.
19. Модуль «Гидродинамика 2020» ПК «РН-КИМ» / Борщук О.С., Аксаков А.В., Бадретдинов М.Р., Бадретдинов Т.Р., Бадыков И.Х., Байзигитова А.В., Байков В.А. [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации

№2021611696 от 03.02.2021 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2021.

20. Пятибратов, П.В., Шайхлисламова, Э.Р., Тимофеева, В.Н., Аубакиров А.Р. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. Москва: Уч. пособ.: Практические занятия с применением программного обеспечения Petrel, Eclipse Schlumberger, 2022.

21. Низаев Р.Х., Александров Г.В. Построение кривых относительных фазовых проницаемостей на основе аналитических зависимостей при адаптации гидродинамических моделей к истории разработки с помощью модуля Tempest-Enable компании Roxar // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Мат. Межд. научно-практической конф., АГНИ. 2016. С. 421–425.

22. Bukshtynov V., Volkov O., Durlofsky L.J., et al. Comprehensive framework for gradient-based optimization in closed-loop reservoir management // Computational Geosciences. Kluwer Academic Publishers, 2015. Vol. 19, № 4. P. 877–897.

23. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2021. Vol. 199. Art. 108245.

24. Chen Y., Oliver D.S. Levenberg-Marquardt forms of the iterative ensemble smoother for efficient history matching and uncertainty quantification // Computational Geosciences. Springer, 2013. Vol. 17, № 4. P. 689–703.

25. Oliver D.S., Chen Y. Recent progress on reservoir history matching: A review // Computational Geosciences. Springer, 2011. Vol. 15, № 1. P. 185–221.

26. Oliver D., Reynolds A., Liu N. Inverse theory for petroleum reservoir characterization and history matching. 2008.

27. Низаев Р.Х., Александров Г.В., Хакимзянов И.Н. [и др.]. Способы построения кривых относительных фазовых проницаемостей в Tempest-MORE по аналитическим зависимостям // Территория нефтегаз. 2014. № 10. С. 52–55.

28. Импульсное электромагнитное зондирование баженовской свиты: высокопроизводительные вычисления для обоснования новой геофизической технологии // Эпов М.И., Нечаев О.В., Глинских В.Н., Даниловский К.Н. // Геология и геофизика. – 2022. – С. 91-100.

29. Григорьев Г.С., Салищев М.В., Пушкарев П.Ю. Возможности электромагнитного мониторинга ГРП для оценки стимулированного объема пород // Геофизика. 2018. Т. 4. С. 90–93.

30. Григорьев Г.С., Салищев М.В., Попов Д.Д. [и др.]. Оценка применимости электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта при определении объема закрепленного проппанта // РРОнефть. Профессионально о нефти. 2018. Т. 4, № 10. С. 39–43.

31. Trigubovich G., Mamaeva A., Krupnov E., et al. Forecast of fluid saturated oil and gas reservoirs using new technology of adaptive 3D electrical prospecting // Tyumen 2019: 6th Conference. 2019.

32. Белая А.А., Абрамов М.В., Тригубович Г.М. Оценка разрешающей способности вертикальной и горизонтальных компонент поля в аэро-ЗСБ для поисков субвертикальных проводящих и поляризующихся золото-рудных объектов // Инженерная и рудная геофизика 2021. Материалы 17-й научно-практической конференции и выставки. Москва, 2021. С. 25.

33. Ni H. mei, Liu Y. jian, Fan Y. cai. Optimization of injection scheme to maximizing cumulative oil steam ratio based on improved artificial bee colony algorithm // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2019. Vol. 173. P. 371–380.

34. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. Oil production optimization based on the finite-element simulation of the multi-phase flow in porous media and inverse problem solution // GeoBaikal 2020. European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE, 2020.

35. Хисамов Р.С., Назимов Н.А., Хайруллин М.Х. [и др.]. Оценка профиля притока к стволу горизонтальной скважины по результатам

термогидродинамических исследований // Нефтяное хозяйство, 2021. №12. С. 114–116.

36. Четверушкин Б. Н., Люпа А.А., Трапезникова М.А. [и др.]. Моделирование многофазных течений в подземном пространстве на суперкомпьютерах с применением явных разностных схем // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Т.2. С.14.

37. Yang H., Li Y., Sun S. Nonlinearly preconditioned constraint-preserving algorithms for subsurface three-phase flow with capillarity // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. North-Holland, 2020. Vol. 367. Art. 113140.

38. Jiang J., Tchelepi H.A. Nonlinear acceleration of sequential fully implicit (SFI) method for coupled flow and transport in porous media // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. North-Holland, 2019. Vol. 352. P. 246–275.

39. Поташев К. А. Пространственно-временные масштабы и математические модели разработки нефтяных месторождений // Диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук. Казань. 2017. 276 с.

40. Мазо А.Б., Поташев К.А., Калинин Е.И. Суперэлементный метод численного моделирования разработки залежей нефти // Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии. 2013. Т.1. С. 237-243.

41. Doyle B., Riviere B., Sekachev M. A multinumerics scheme for incompressible two-phase flow // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. Elsevier B.V., 2020. Vol. 370. Art. 113213.

42. Jackson M.D., Gomes J.L.M.A., Mostaghimi P., et al. Reservoir Modeling for Flow Simulation Using Surfaces, Adaptive Unstructured Meshes and Control-Volume-Finite-Element Methods // Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Simulation Symposium 2013. OnePetro, 2013. Vol. 2. P. 774–792.

43. Jo G., Kwak D.Y. An IMPES scheme for a two-phase flow in heterogeneous porous media using a structured grid // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. North-Holland, 2017. Vol. 317. P. 684–701.

44. ECLIPSE: [сайт]. URL: <http://www.sis.slb.ru/ECLIPSE/>.

45. Paradigm® | Tempest MORE: [сайт]. URL: <https://www.pdgm.com/products/tempest/tempest-more>.
46. Гидродинамическое моделирование - Rock Flow Dynamics: [сайт]. URL: <https://rfdyn.ru/integrated-modeling/gidrodinamicheskoe-modelirovanie/>.
47. Nick H.M., Matthäi S.K. Comparison of Three FE-FV Numerical Schemes for Single- and Two-Phase Flow Simulation of Fractured Porous Media // *Transport in Porous Media*. 2011. Vol. 90, № 2. P. 421–444.
48. Abushaikha A.S., Blunt M.J., Gosselin O.R., et al. Interface control volume finite element method for modelling multi-phase fluid flow in highly heterogeneous and fractured reservoirs // *Journal of Computational Physics*. Elsevier Inc., 2015. Vol. 298. P. 41–61.
49. Juanes R. A variational multiscale finite element method for multiphase flow in porous media // *Finite Elements in Analysis and Design*. Elsevier, 2005. Vol. 41, № 7–8. P. 763–777.
50. Moortgat J., Firoozabadi A. Higher-order compositional modeling of three-phase flow in 3D fractured porous media based on cross-flow equilibrium // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2013. Vol. 250. P. 425–445.
51. Moortgat J., Sun S., Firoozabadi A. Compositional modeling of three-phase flow with gravity using higher-order finite element methods // *Water Resources Research*. John Wiley & Sons, Ltd, 2011. Vol. 47, № 5. Art. 5511.
52. Zhang N., Yan B., Sun Q., et al. Improving multiscale mixed finite element method for flow simulation in highly heterogeneous reservoir using adaptivity // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2017. Vol. 154. P. 382–388.
53. Jha B., Juanes R. A locally conservative finite element framework for the simulation of coupled flow and reservoir geomechanics // *Acta Geotechnica*. Springer, 2007. Vol. 2, № 3. P. 139–153.
54. Bai Y., Hou J., Liu Y., et al. Energy-consumption calculation and optimization method of integrated system of injection-reservoir-production in high water-cut reservoir // *Energy*. Pergamon, 2022. Vol. 239. Art. 121961.

55. Nasir Y., Yu W., Sepehrnoori K. Hybrid derivative-free technique and effective machine learning surrogate for nonlinear constrained well placement and production optimization // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2020. Vol. 186. Art. 106726.
56. Negahdari Z., Khandoozi S., Ghaedi M., et al. Optimization of injection water composition during low salinity water flooding in carbonate rocks: A numerical simulation study // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2022. Vol. 209. Art. 109847.
57. Tugan M.F., Weijermars R. Improved EUR prediction for multi-fractured hydrocarbon wells based on 3-segment DCA: Implications for production forecasting of parent and child wells // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2020. Vol. 187. Art. 106692.
58. Alfarizi M.G., Stanko M., Bismukhametov T. Well control optimization in waterflooding using genetic algorithm coupled with Artificial Neural Networks // *Upstream Oil and Gas Technology*. Elsevier, 2022. Vol. 9. Art. 100071.
59. Ng C.S.W., Jahanbani Ghahfarokhi A., Nait Amar M. Production optimization under waterflooding with Long Short-Term Memory and metaheuristic algorithm // *Petroleum*. Elsevier, 2022.
60. de Brito D.U., Durlofsky L.J. Well control optimization using a two-step surrogate treatment // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2020. Vol. 187. Art. 106565.
61. Tang L., Li J., Lu W., et al. Well Control Optimization of Waterflooding Oilfield Based on Deep Neural Network // *Geofluids*. Hindawi Limited, 2021. Vol. 2021.
62. Awasthi U., Marmier R., Grossmann I.E. Multiperiod optimization model for oilfield production planning: bicriterion optimization and two-stage stochastic programming model // *Optimization and Engineering*. Springer New York LLC, 2019. Vol. 20, № 4. P. 1227–1248.

63. Rodriguez A.X., Aristizábal J., Cabrales S., et al. Optimal waterflooding management using an embedded predictive analytical model // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2022. Vol. 208. Art. 109419.
64. MEPO Multiple Realization Optimizer: [сайт]. URL: <https://www.software.slb.com/products/mepo>.
65. Paradigm | Tempest ENABLE: [сайт]. URL: <https://www.pdgm.com/products/tempest/tempest-enable>.
66. Оптимизационные алгоритмы в геологическом моделировании – Rock Flow Dynamics: [сайт]. URL: <https://rfdyn.ru/solutions/optimizacziionnye-algoritmy-v-geologicheskom-modelirovanii/>.
67. Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Патрушев И.И. [и др.]. Применение процедуры группирования конечных элементов для повышения эффективности моделирования нестационарного многофазного потока в высоконеоднородных трехмерных пористых средах // *Вестн. Том. гос. ун-та. Управление, вычислительная техника и информатика*. 2021. Т. 57. С. 34–44.
68. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., et al. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. North-Holland, 2022. Vol. 390. Art. 114468.
69. Патрушев И.И. Группирование конечных элементов со сглаживанием переноса фаз при моделировании нестационарных многофазных потоков в пористых средах // *Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр.: в 10 ч., Новосибирск, 6 -10 декабря 2021 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2021. – Ч.2. – С. 139-143.*
70. HDPoM (HydroDynamic in Porous Media) / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Вагин Д. В., Гриф А. М. [и др.]. // Свидетельство о государственной регистрации №2018665401 от 04.12.2018 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2018.
71. HDPoM 2.0 (HydroDynamic in Porous Media) / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Овчинникова А. С. [и др.]. // Свидетельство о государственной

регистрации №2021661751 от 15.07.2021 – М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). – 2021.

72. Патрушев И.И. Исследование способов выбора шага по времени в численном методе моделирования процессов многофазной фильтрации // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 3–7 дек. 2018 г. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – Ч. 2. – С. 148–152.

73. Patrushev I.I. Synthesis of the Optimal Scheme Polymer Flooding with Constraints on the Bottomhole Pressure // Proceedings of the 2021 15th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. P. 543–546.

74. Программный комплекс для гидродинамического моделирования FlowER / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Овчинникова А. С. и др. // Свидетельство о государственной регистрации № 2019665615 от 26.11.2019 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2019.

75. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Patrushev I.I., et al. Numerical Modeling of Multi-Phase Flow for Various Junctions of Water and Oil Saturated Layers in 3-D Porous Media // 2018 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 - Proceedings. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. P. 212–215.

76. Glushkov S.A., Persova M.G., Soloveichik Y.G., et al. Relative Permeability Curves Determination Using Numerical Inversion // 2018 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 - Proceedings. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018. P. 76–83.

77. Овчинникова А.С., Патрушев И.И., Гриф А.М., [и др.]. Конечноэлементное моделирование многофазных потоков с их балансировкой при фиксировании рабочего давления на скважинах в процессе нефтедобычи // Вычислительные методы и программирование. Research Computing Center Lomonosov Moscow State University, 2022. Т. 23, № 1. С. 60–74.

78. Патрушев И.И. Исследование дискретной схемы моделирования процесса многофазной фильтрации в однородной среде // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 10 ч., Новосибирск, 4–8 дек. 2017 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2017. – Ч. 2. – С. 140–144.

79. Патрушев И.И. Исследование численного метода трёхмерного моделирования процесса многофазной фильтрации // Обработка информации и математическое моделирование : материалы Рос. науч.-техн. конф., Новосибирск. 2018. P. 85–92.

80. Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., Grif A.M. Modeling of Gas-liquid Mixture Flow Considering the Processes of Gas Liberation and Dissolution // Proceedings of the 2021 15th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2021. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. P. 568–572.

81. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Grif A.M., et al. Flow Balancing in FEM Modelling of Multi-Phase Flow in Porous Media // 2018 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 - Proceedings. IEEE, 2018. P. 205–211.

82. Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Патрушев И.И. [и др.]. Численное моделирование нефтедобычи с применением ПАВ-полимерного заводнения // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика. 2021. Т. 21. № 4. С. 544–558.

83. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Patrushev I.I., et al. Numerical Modeling of Multi-Phase Flow in Porous Media for Petroleum Technology Using Polymers Flood // 2018 14th International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronic Instrument Engineering, APEIE 2018 - Proceedings. 2018.

84. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Ovchinnikova A.S., et al. Analysis of the polymer flooding efficiency in one of the high-viscosity oil fields based on mathematical modeling // Geomodel 2021 - 23th Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. EAGE Publishing BV, 2021.

85. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Ovchinnikova A.S., et al. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing Ltd, 2021. Vol. 1019, № 1. Art. 012050.
86. Карасенко И.И., Овчинникова А.С., Патрушев И.И. Моделирование полимерного заводнения нефтяного месторождения с учетом влияния скорости сдвига на вязкость полимера // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 30 ноября–4 декабря 2020 г. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2020. Ч.2. С. 144–147.
87. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., et al. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration // GEOMODEL 2019 - 21st Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2019.
88. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Belov V.K., et al. Modeling of aerodynamic heat flux and thermoelastic behavior of nose caps of hypersonic vehicles // Acta Astronautica. Elsevier Ltd, 2017. Vol. 136. P. 312–331.
89. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., et al. The approach to parametric nonlinear 3D inversion of electrical prospecting data with the recovery of curvilinear boundaries between geoelectrical layers // GEOMODEL 2019 - 21st Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. 2019.
90. Гриф А.М., Патрушев И.И., Персова М.Г. Подход к построению каркаса цифровой модели месторождения для ее адаптации // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 2–6 дек. 2019 г. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2019. Ч. 2. С. 99–103.
91. Aziz K., Settari A. Petroleum reservoir simulation. London: Applied Science Publishers, 1979.
92. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. Finite element solution to 3-D airborne time-domain electromagnetic problems in complex geological media using non-conforming hexahedral meshes // Journal of Applied Geophysics. Elsevier B.V., 2020. Vol. 172. Art. 103911.

93. Scovazzi G., Wheeler M.F., Mikelić A., et al. Analytical and variational numerical methods for unstable miscible displacement flows in porous media // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2017. Vol. 335. P. 444–496.
94. Schmid K.S., Geiger S., Sorbie K.S. Higher order FE-FV method on unstructured grids for transport and two-phase flow with variable viscosity in heterogeneous porous media // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2013. Vol. 241. P. 416–444.
95. Zhang R. han, Zhang L. hui, Luo J. xin, et al. Numerical simulation of water flooding in natural fractured reservoirs based on control volume finite element method // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2016. Vol. 146. P. 1211–1225.
96. Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Гриф А.М. Балансировка потоков на неконформных конечноэлементных сетках при моделировании многофазной фильтрации // *Программная инженерия*. 2021. Т. 12, № 9. С. 50–458.
97. Wang Y., Hou B., Cao X., et al. Interaction between polymer and anionic/nonionic surfactants and its mechanism of enhanced oil recovery // <https://doi.org/10.1080/01932691.2017.1386112>. Taylor & Francis, 2017. Vol. 39, № 8. P. 1178–1184.
98. Wang Y., Li Z., Ding M., et al. Performance of a good-emulsification-oriented surfactant-polymer system in emulsifying and recovering heavy oil // *Energy Science & Engineering*. John Wiley & Sons, Ltd, 2020. Vol. 8, № 2. P. 353–365.
99. Ding M.C., Wang Y., Yuan F., et al. A comparative study of the mechanism and performance of surfactant- and alkali-polymer flooding in heavy-oil recovery // *Chemical Engineering Science*. Pergamon, 2020. Vol. 219. Art. 115603.
100. Almahfood M.M., Bai B. Potential Oil Recovery Enhancement by a Polymeric Nanogel Combined with Surfactant for Sandstone Reservoirs // *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. OnePetro, 2020. Vol. 2020-May.
101. Almahfood M., Bai B. The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2018. Vol. 171. P. 196–210.

102. Li Z., Bai B., Xu D., et al. Synergistic Collaboration between Regenerated Cellulose and Surfactant to Stabilize Oil/Water (O/W) Emulsions for Enhancing Oil Recovery // *Energy & Fuels*. American Chemical Society, 2018. Vol. 33, № 1. P. 81–88.

103. Li Z., Kang W., Bai B., et al. Fabrication and Mechanism Study of the Fast Spontaneous Emulsification of Crude Oil with Anionic/Cationic Surfactants as an Enhanced Oil Recovery (EOR) Method for Low-Permeability Reservoirs // *Energy & Fuels*. American Chemical Society, 2019. Vol. 33, № 9. P. 8279–8288.

104. Almahfood M., Bai B. Characterization and oil recovery enhancement by a polymeric nanogel combined with surfactant for sandstone reservoirs // *Petroleum Science*. China University of Petroleum Beijing, 2021. Vol. 18, № 1. P. 123–135.

105. Lopes L.F., Silveira B.M.O., Moren R.B.Z.L. Rheological Evaluation of HPAM fluids for EOR Applications // *IJET: International Journal of Engineering and Technology*. 2014. Vol. 14, № 03. P. 35–41.

106. Enhanced oil recovery // *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. Elsevier, 2015. P. 477–565.

107. Скрипкин А.Г., Кольцов И.Н., Мильчаков С.В. Экспериментальные исследования кривой капиллярного осушения при закачке ПАВ-полимерной композиции // *ПРОнефть. Профессионально о нефти: периодический научно-технический журнал "Газпром нефти"*. 2021. Т. 6, № 1. С. 40–46.

108. Wang Y., Zhao F., Bai B., et al. Optimized surfactant IFT and polymer viscosity for surfactant-polymer flooding in heterogeneous formations // *SPE improved oil recovery symposium*. OnePetro, 2010.

109. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. Three-dimensional inversion of airborne data with applications for detecting elongated subvertical bodies overlapped by an inhomogeneous conductive layer with topography // *Geophysical Prospecting*. Blackwell Publishing Ltd, 2020. Vol. 68, № 7. P. 2217–2253.

110. Программное обеспечение, реализующее работу с информационными массивами данных при решении задач геологоразведки и многофазной фильтрации / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Вагин Д. В. [и др.]. //

Свидетельство о государственной регистрации № 2018619455 от 07.08.2018 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2018.

111. Christie M.A., Blunt M.J. Tenth SPE comparative solution project: A comparison of upscaling techniques // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2001. Vol. 4, № 4. P. 308–316.

112. Schenk O., Gärtner K. Solving unsymmetric sparse systems of linear equations with PARDISO // Future Generation Computer Systems. North-Holland, 2004. Vol. 20, № 3. P. 475–487.

113. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Domnikov P.A., et al. Finite-element solution to multidimensional multisource electromagnetic problems in the frequency domain using non-conforming meshes // Geophysical Journal International. Oxford University Press, 2018. Vol. 212, № 3. P. 2159–2193.

114. Wang R., Pu W., Dang S., et al. Synthesis and characterization of a graft-modified copolymer for enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2020. Vol. 184. Art. 106473.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГОСУДАРСТВЕННОЙ
РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ ДЛЯ ЭВМ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018665401

HDPoM (HydroDynamic in Porous Media)

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"
(НГТУ) (RU)**

Авторы: **Соловейчик Юрий Григорьевич (RU), Персова Марина
Геннадьевна (RU), Вагин Денис Владимирович (RU), Гриф Александр
Михайлович (RU), Патрушев Илья Игоревич (RU), Овчинникова
Анастасия Сергеевна (RU)**



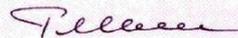
Заявка № **2018663276**

Дата поступления **23 ноября 2018 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **04 декабря 2018 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Ивлиев**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021661751

НДРoM 2.0 (HydroDynamic in Porous Media)

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Персова Марина Геннадьевна (RU), Соловейчик Юрий
Григорьевич (RU), Овчинникова Анастасия Сергеевна (RU), Вагин
Денис Владимирович (RU), Патрушев Илья Игоревич (RU), Гриф
Александр Михайлович (RU), Карасенко Иван Игоревич (RU),
Гумалевский Роман Викторович (RU)**

Заявка № 2021660999

Дата поступления **15 июля 2021 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **15 июля 2021 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x02A5CFBCC00B1ACF59A40A2F08092E9A118
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019665615

Программный комплекс для гидродинамического
моделирования FlowER

Правообладатель: *Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт» (RU)*

Авторы: *Персова Марина Геннадьевна (RU), Соловейчик Юрий Григорьевич (RU), Овчинникова Анастасия Сергеевна (RU), Патрушев Илья Игоревич (RU), Вагин Денис Владимирович (RU), Гумалевский Роман Викторович (RU), Орехов Евгений Валерьевич (RU), Карасенко Иван Игоревич (RU), Насыбуллин Арслан Валерьевич (RU), Гриф Александр Михайлович (RU), Кисилев Дмитрий Сергеевич (RU)*

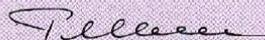
Заявка № 2019664509

Дата поступления 15 ноября 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 26 ноября 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Изrael

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018619455

**Программное обеспечение, реализующее работу с
информационными массивами данных при решении задач
геологоразведки и многофазной фильтрации**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"
(НГТУ) (RU)**

Авторы: *см. на обороте*

Заявка № **2018617036**

Дата поступления **06 июля 2018 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **07 августа 2018 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

Авторы: **Персова Марина Геннадьевна (RU), Соловейчик Юрий
Григорьевич (RU), Вагин Денис Владимирович (RU), Токарева
Марина Георгиевна (RU), Симон Евгения Игоревна (RU),
Патрушев Илья Игоревич (RU), Гриф Александр Михайлович
(RU)**

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б АКТ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ
ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе
ГБОУ ВО "Альметьевский
государственный нефтяной
институт"

д.т.н., профессор

Д.С. Реченко



АКТ

об использовании результатов научных исследований, выполненных соискателем Патрушевым И.И. в диссертационной работе "Разработка методов оптимизации процессов нефтедобычи на основе трехмерного численного моделирования изотермической многофазной фильтрации".

Представленная в диссертационной работе программная подсистема, реализующая оптимизацию нефтедобычи при различных способах заводнения с автоматизированной параметризацией режимов разработки, применялась для синтеза оптимального управления режимами работы скважин на Бурейкинском и Бахчисарайском месторождениях Республики Татарстан. Работы по оптимизации выполнялись сотрудниками Альметьевского государственного нефтяного института по заказу ПАО «Татнефть».

Зав. кафедрой разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
д.т.н., проф.

Насыбуллин А.В.

22.02.2022