

На правах рукописи



Патрушев Илья Игоревич

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

05.13.18 – Математическое моделирование,
численные методы и комплексы программ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Новосибирск – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Персова Марина Геннадьевна

Официальные оппоненты: **Пушкарев Павел Юрьевич**, доктор геолого-минералогических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова», г. Москва, геологический факультет, кафедра геофизических методов исследования земной коры, профессор;

Белая Анастасия Александровна, кандидат технических наук, Акционерное общество «ЕМ-Разведка», г. Новосибирск, лаборатория математического моделирования, заведующая

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт вычислительной математики и математической геофизики Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск

Защита диссертации состоится «14» сентября 2022 г. в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 212.173.06 при Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» по адресу: 630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20, 1 корпус, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Новосибирского государственного технического университета и на сайте <http://www.nstu.ru/>.

Автореферат разослан «___» июля 2022 года

Ученый секретарь
диссертационного совета



Фаддеенков Андрей Владимирович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Оптимизация режимов работы скважин является важным этапом в полном цикле работ по цифровому сопровождению разработки нефтяных месторождений.

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 (они описаны, например, в работах Willhite G.P., Khan M.I., Паляя О.А., Хисамова Р.С., Хакимзянова И.Н. и др.), 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, например, химическим, таким как полимерное и ПАВ-полимерное заводнение, описание которых можно найти в работах Паляя А.О., Алтуниной Л.К., Ленченковой Л.Е., Гуськовой И.А., Green D.W., Willhite G.P., Lake L. и др. 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 оптимизации разработки нефтегазовых месторождений (Каневская Р.Д., Байков В.А., Насыбуллин А.В., Низаев Р.Х. и др.). 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 (Oliver D., Chen Y., Reynolds A., Shirangi M.G., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г. и др.). Дополнительную информацию при построении цифровых моделей можно получить с использованием геофизических методов. Цифровые гидродинамические модели используются для решения задач оптимизации управления разработки месторождений (Bukshtynov V., Volkov O., Shirangi M.G., Durllofsky

L., Xue X., Ni H., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г. и др.). 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 и конечно-объемные численные схемы (Мазо А.Б., Поташев К.А., Богачев К.Ю., Хайруллин М.Х., Четверушкин Б.М., Yang H., Jiang J., Doyle B., Jackson M.D., Jo G., Kwak D.Y. и др.). В частности, такие подходы используются в широко распространенных коммерческих симуляторах, таких как Schlumberger ECLIPSE, Tempest MORE, Rock Flow Dynamics tNavigator и других. Однако эти подходы не лишены недостатков при моделировании процессов многофазной фильтрации в сложных неоднородных высококонтрастных средах, что отмечено в работах Doyle B. и Jo G.. Также в литературе предлагается использовать различные модификации метода конечных элементов (многомасштабные и гибридные методы) и векторный метод конечных элементов (Nick H.M., Matthäi S.K., Abushaikha A.S., Juanes R., Moortgat J., Zhang N., Jha B. и др.). 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 и генетические алгоритмы, применение которых можно найти в работах Bai Y., Nasir Y., Negahdari Z. и др. 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. 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 авторы Tugan M.F., Alfarizi M.G., Ng C.S.W. и др. предлагают использовать эмпирические зависимости или обученные нейронные сети. Нейронные сети могут использоваться не только в качестве суррогатных моделей, но и для поиска оптимального плана разработки, как предлагается, например, в работе Tang L. 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). Но это может исказить чувствительность параметров при их явном вычислении в таких методах минимизации, как например, метод Гаусса-Ньютона.

В широко распространенном зарубежном коммерческом программном обеспечении MEPO (Schlumberger) и Tempest ENABLE (Roxar), 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 и Tempest MORE). 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. Вместо этого пользователю предлагается широкий инстру-

ментарий 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.

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.

Методы и методология

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.

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 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.

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.

Практическая значимость работы

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 вклад

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

2. Разработка и программная реализация подсистемы программного комплекса автоматизированной оптимизации планов разработки нефтяных месторождений.

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

4. Проведение исследований эффективности полимерного и ПАВ-полимерного заводнения на моделях нефтяных месторождений.

5. Обработка данных нефтедобычи на месторождениях высоковязкой нефти р. Татарстан с построением их цифровых моделей.

6. Проведение исследований, демонстрирующих корректность выполнения автоматизированной оптимизации планов разработки на моделях 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 приложений. Общий объем диссертации – 152 страницы, в том числе 63 рисунка и 22 таблицы.

ОСНОВНОЕ 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.

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

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

$$P|_{\Gamma_1} = P^{sr}, \quad \sum_{m=1}^M \frac{\kappa^m}{\mu^m} \mathbf{K} \left(\operatorname{grad} (P + P_c^m) + (0, 0, \rho^m g)^T \right) \cdot \vec{n} \Big|_{\Gamma_2} = f^\Gamma, \quad (2)$$

где Γ_1 – граница области Ω , где задано давление P^{sr} . 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 $f^\Gamma = 0$). Краевая задача (1)–(2) решается методом конечных элементов на шестигранных неконформных сетках. По полученным значениям давления вычисляются объемы смеси, перетекающие через грани Γ_i конечных элементов Ω_e за единицу времени, которые корректируются специальной процедурой балансировки для выполнения закона сохранения. Далее мгновенные объемы смеси разделяются на объемы фаз. Объем фазы $V_{\Gamma_i}^m$, который за время Δt перетекает через грань Γ_i , вычисляется с использованием формулы $V_{\Gamma_i}^m = Q_{\Gamma_i}^m \cdot \Delta t$, а новые значения насыщенностей $\tilde{S}_{\Omega_e}^m$ на каждом элементе Ω_e на конец шага по времени Δt вычисляются по формуле

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

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

ким, 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:

$$\Delta t \leq \left(S_{\Omega_e}^m - S_{\Omega_e}^{m,res} \right) \text{mes}(\Omega_e) \Phi / \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} |Q_{\Gamma_i}^m|, \quad \forall \Omega_e, \quad \forall m, \quad (3)$$

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.

В диссертационной работе при выполнении процедуры перетока фаз между ячейками предложено распределять ячейки конечноэлементной сетки по группам, в каждой из которых может быть использован свой временной шаг, удовлетворяющий критерию (3). 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 $\Delta t_{G_g} = \Delta t^{\text{main}} / 2^{g-1}$, т.е. 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 (3) определяем временной шаг, являющийся допустимым для этой фазы: $\Delta t_{m,\Omega_e} = \left(\left(S_{\Omega_e}^m - S_{\Omega_e}^{m,res} \right) \text{mes}(\Omega_e) \Phi + \Delta V_{\Omega_e}^m \right) / \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} |Q_{\Gamma_i}^m|$, а номер группы для конечного элемента Ω_e выбирается из условия $\min \left\{ g : \Delta t_{G_g} \leq \min_m \Delta t_{m,\Omega_e} \right\}$. Перенос фаз между ячейками осуществляется согласно алгоритму, изображенному на рис. 1.

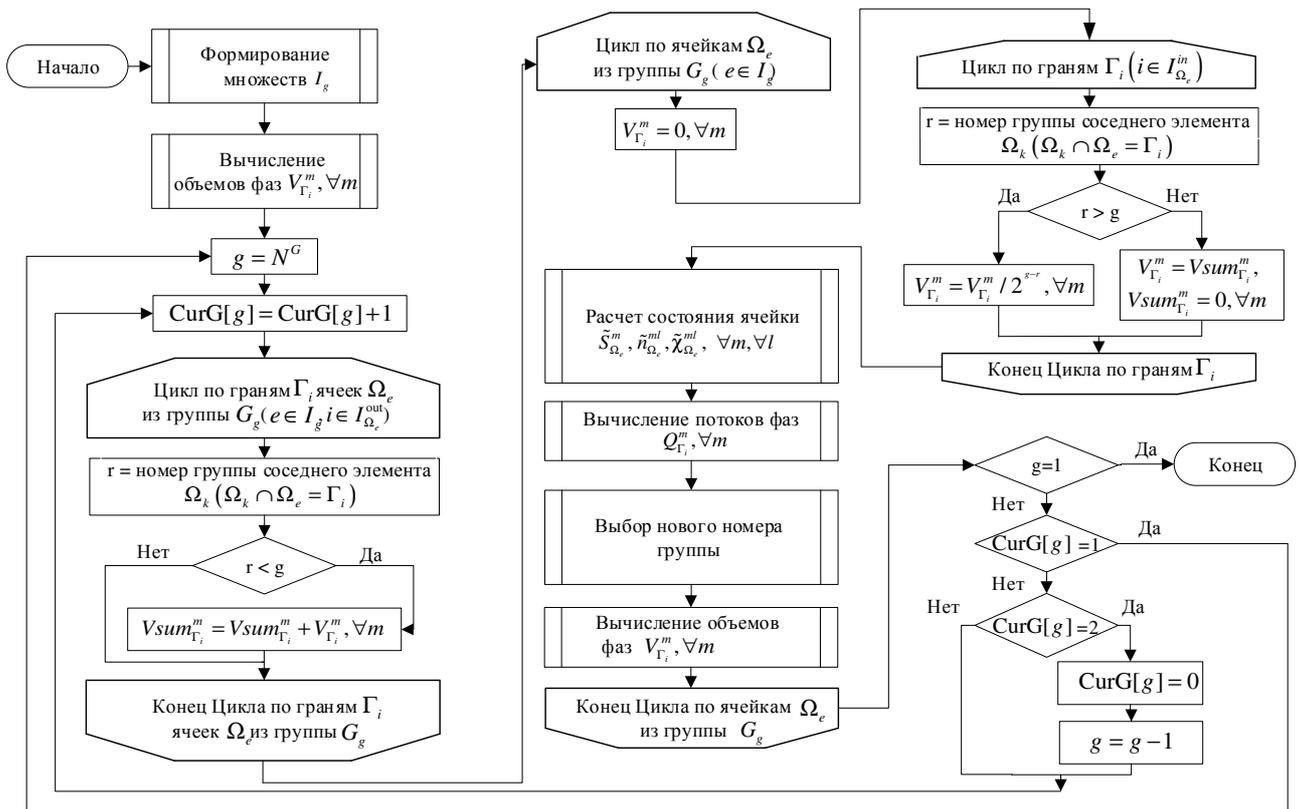


Рисунок 1 – Алгоритм, реализующий расчет перетоков фаз с группированием

Также в диссертационной работе приводятся 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.

Пусть дана цифровая геолого-гидродинамическая модель месторождения, находящаяся в состоянии, с которого будет производиться построение оптимального плана разработки. В данной диссертационной работе используются цифровые модели месторождений, полученные в ходе автоматической адаптации скважинных данных и с использованием конечноэлементного метода моделирования нефтедобычи. Подробное описание метода построения цифровых моделей месторождений и его верификация описаны в работе [5].

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 (мгновенный объем) добычи/закачки скважины равна Q_i^w , а для нагнетательных скважин задан компонентный состав

закачиваемого агента χ_i^w (например, полимерные или ПАВ-полимерные композиции). Вектор искомых параметров $\Theta = (\theta_1, \dots, \theta_{N_p})$ может включать в себя границы t_i^w интервалов времени смены режимов добычи/закачки, мощности Q_i^w и концентрации агентов χ_i^w (для нагнетательных скважин) на каждом (i -м) интервале времени для каждой скважины w . Задача поиска оптимального плана разработки сводится к минимизации целевой функции:

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

где N_w – количество скважин, $V_w^{water,prod}(\Theta)$ – объем добытой воды в скважине w , $M_w^{\chi}(\Theta)$ – масса закаченного агента в скважину w , $V_w^{water,inj}(\Theta)$ – объем закаченной воды в скважину w , $V_w^{mix}(\Theta)$ и $V_w^{oil}(\Theta)$ – объемы добытой жидкости и нефти, соответственно, $V_w^{mix,*}(\Theta)$ и $V_w^{oil,*}(\Theta)$ – желательные объемы добытой жидкости и нефти, соответственно, α_k – стоимостные коэффициенты, $\bar{\theta}_p$ – значения параметров на предыдущей итерации, γ_p – параметры регуляризации.

Кроме того, вводится специальный коэффициент $\alpha_5^w = 1 / \int_t |V_w^{oil}(\Theta) - V_w^{oil,*}| dt$, который несколько выравнивает вклады от малодебитных и высокодебитных скважин.

Таким образом, математическая модель для оптимизации нефтедобычи получена объединением вида целевой функции, цифровой модели месторождения и плана разработки месторождения на период оптимизации, заданного варьируемыми параметрами Θ . Основными данными в этой модели (помимо параметров цифровой модели месторождения) являются: заданные для каждого интервала времени диапазоны допустимых значений мощности работы скважин и забойного давления; диапазоны допустимых концентраций закачиваемых агентов для нагнетательных скважин; значения желаемого объема добытой жидкости $V_w^{mix}(\Theta)$ и добытой нефти $V_w^{oil}(\Theta)$ для добывающих скважин; стоимостные коэффициенты α_k .

Минимизация целевой функции выполняется с использованием метода Гаусса-Ньютона со специальной адаптивной регуляризацией, удерживающей

значения параметров работы скважин в заданных эксплуатационных ограничениях.

В диссертационной работе предлагается методика использования разработанного метода оптимизации для построения оптимальных планов нефтедобычи на примере полимерного заводнения на модели реального месторождения. Методика состоит из следующих этапов: 1) выбор контролируемых нагнетательных и добывающих скважин; 2) оптимизация закачки воды; 3) оптимизация МУН с различными стоимостными коэффициентами α_k ; 4) оптимизация с другими вариантами параметризации; 5) проверка на устойчивость оптимального варианта; 6) коррекция используемой цифровой модели по истечению части периода прогноза. Также в диссертационной работе продемонстрировано, что полученный оптимальный план добычи на выбранный период может приводить к довольно серьезным потерям при последующей добыче.

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.

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 рис. 2, а вид графического интерфейса подсистемы оптимизации нефтедобычи изображен на рис. 3. Программный комплекс содержит: модуль построения конечноэлементных сеток (**М1**); модуль решения прямых задач для 3D-моделирования многофазной фильтрации (**М2**); модуль решения трехмерных обратных задач (**М3**); модуль решения задач оптимизации нефтедобычи (**М4**); подсистему обработки данных большого объема для оперативного анализа параметров работы фонда скважин (**М_БД**).

Цифровую модель месторождения определяют две основные структуры данных, которые на схеме обозначены кругом: структура «Скважины», которая содержит план работы скважин, и структура «ГДМ» (гидродинамическая мо-

дель), которая отдельно вынесена и выделена на схеме рамкой. 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). Модуль оптимизации нефтедобычи **М4** принимает на вход структуру «ГДМ», 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** функционирует в распределенной вычислительной системе.

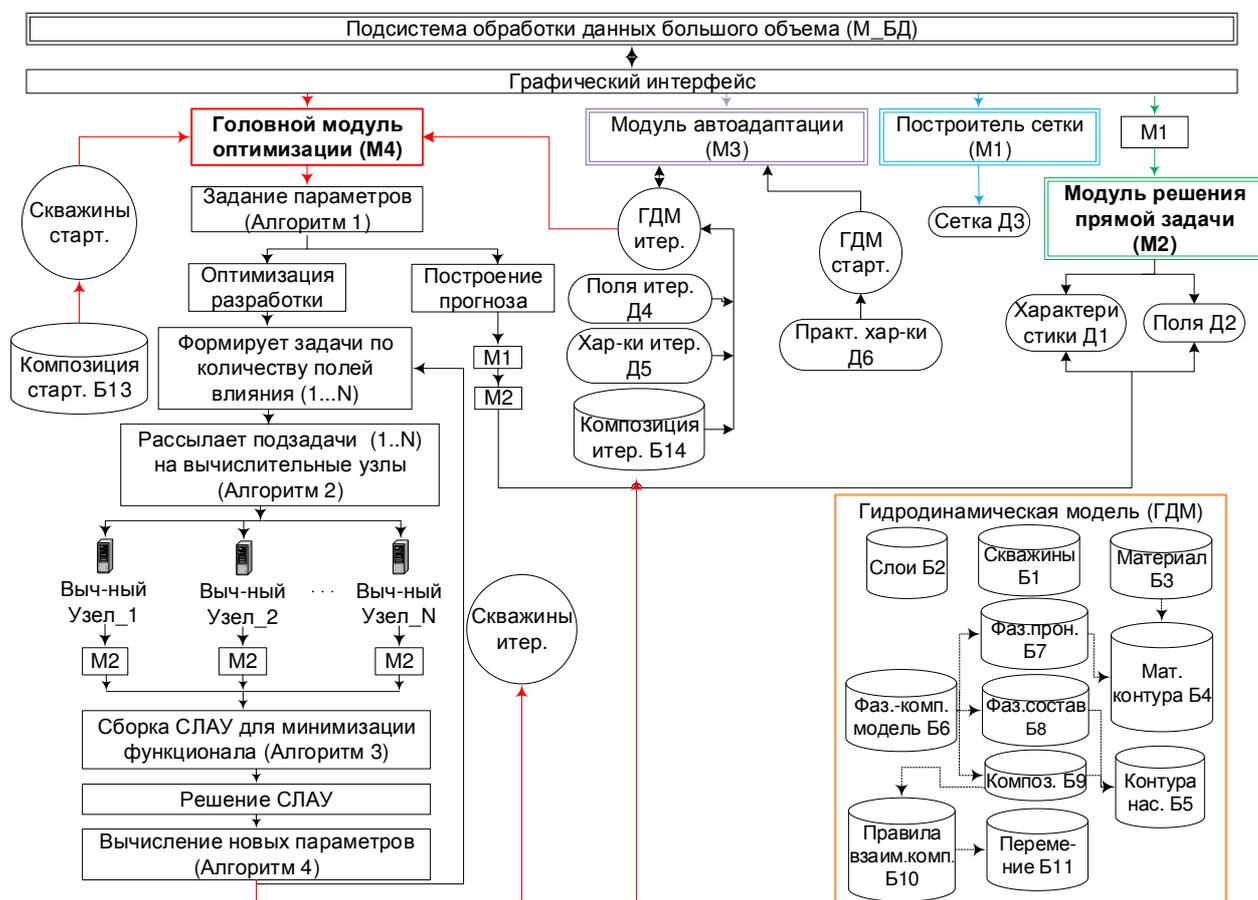


Рисунок 2 – Схема комплекса моделирования и оптимизации нефтедобычи

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.



Рисунок 3 – Графический интерфейс подсистемы оптимизации нефтедобычи

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 (3). На рисунке 4 представлены соответствующие результаты для двух добывающих скважин (P1 и P3): обводненность для шагов Δt^{main} равных 100, 50, 20 и 1 суткам (слева) и сравнение с результатами участников проекта для шага $\Delta t^{main} = 20$ суток (справа, результаты участников проекта SPE-10 показаны сплошными линиями).

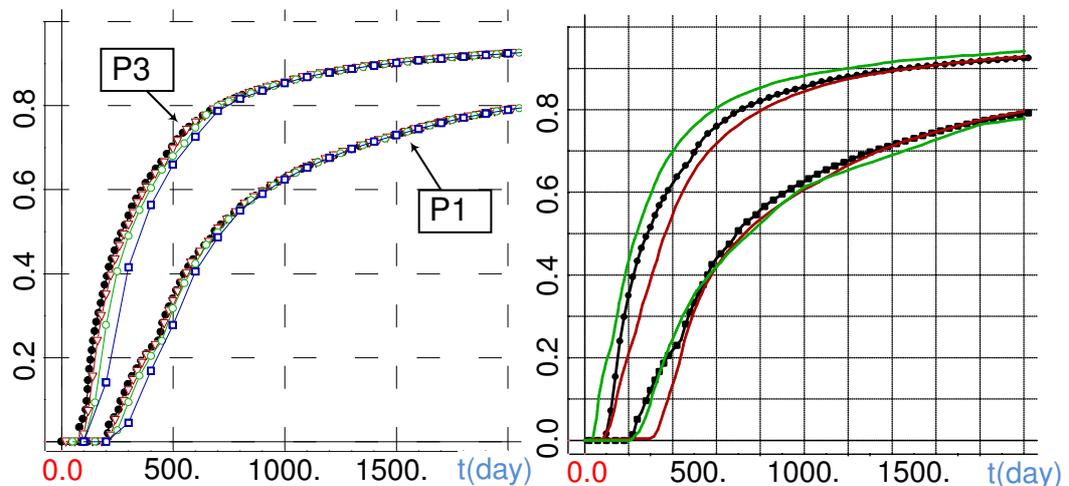


Рисунок 4 – Графики обводненности для расчетов с различными Δt^{main} (слева) и сравнение с участниками проекта SPE-10 LandMark и Roxar (справа)

С дроблением шага по времени наблюдается сходимость, а также хорошее совпадение с результатами участников проекта SPE-10, что подтверждает корректность предложенной вычислительной схемы. Исследование эффективности процедуры группирования при моделировании реального месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан показало, что использование процедуры группирования на неконформной сетке позволяет сократить время счета более чем на 2 порядка, при этом отличие решений с группированием и без не превышает 1%.

В диссертационной работе приводятся результаты демонстрационного исследования с использованием 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. Исследуемое месторождение занимает площадь примерно 2.5 км × 2 км. Всего 26 скважин, 20 добывающих и 6 нагнетательных. По синтетическим данным, полученным в условном «прошлом», проведена автоадаптация (решена обратная задача) и получена гидродинамическая модель (назовем ее «подобранной»). В результате автоадаптации характеристики нефтедобычи по исходному неоптимизированному плану, 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%. Далее в исследовании проанализировано, насколько прогноз по полученной в результате решения обратной задачи модели совпадает с соответствующим расчетом для истинной модели для трех вариантов оптимизации заводнения: оптимизация мощностей закачки воды, оптимизация добычи и закачки воды, оптимизация добычи и ПАВ-полимерного заводнения (механизм образования эмульсии). На рис. 5а показаны графики накопленной нефти для оптимизированного плана ПАВ-полимерного заводнения для истинной и подобранной моделей, а также для доадаптированной модели по удлинённому периоду (в соответствии с 6 этапом предложенной в диссертации методики построения оптимальных планов). Разница накопленной нефти на конец прогнозного периода между истинной и подобранной моделями составила порядка 3%, притом, что в историческом периоде, по которому была подобрана модель, не использовалось ПАВ-полимерное заводнение, что является более чем приемлемым для решения реальных практических задач. Заметим, что уточнение модели по удлинённому периоду в данном случае позволи-

ло сократить погрешность прогноза на конец рассматриваемого периода до 1%. Анализ трех вариантов оптимизации (см. рис. 5б) показал следующее. Оптимизация только закачки позволила сократить объем закаченной в коллектор воды на 30% с сохранением исходных объемов добычи нефти. Оптимизация добычи и закачки (нагнетания) позволяет дополнительно извлечь 180 тыс. куб. м. нефти. При использовании технологии ПАВ-полимерного заводнения удается извлечь еще дополнительно 12 тыс. куб. м., используя при этом 23 тонны ПАВ-полимерного агента.

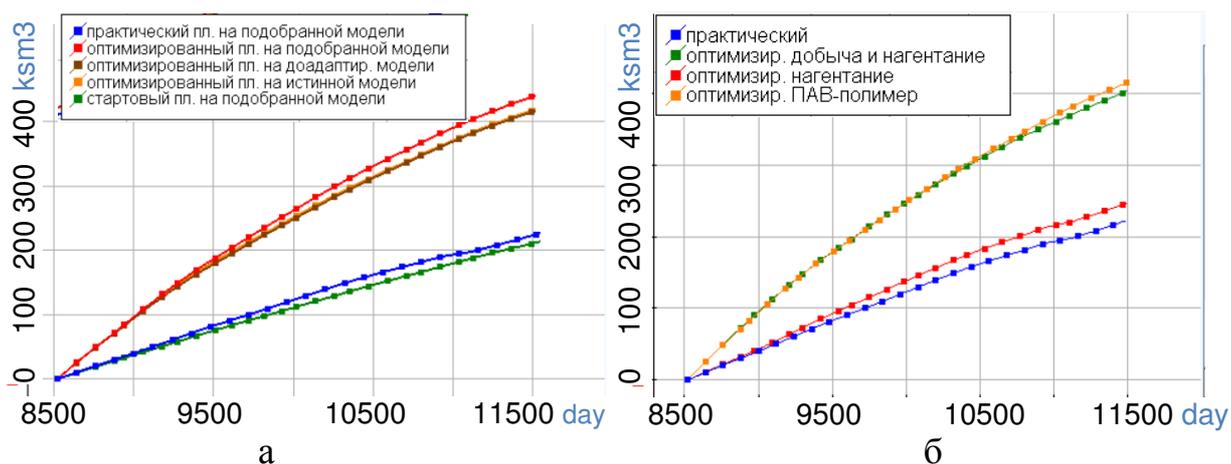


Рисунок 5 – Графики накопленной нефти для исходного практического и оптимизированного планов на истинной и подобранной моделях (а) и сравнение объемов накопленной нефти для трех вариантов оптимизированного заводнения (б)

Ретроспективная оптимизация проводилась для реального месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан с 62 скважинами, разрабатываемого в период с 1986 по 2019 годы (обозначим его М1). Были построены два варианта оптимизации традиционной технологии разработки на период с 2009 по 2019 годы: оптимизация закачки и совместная оптимизация добычи и закачки. Исследование проводилось с использованием цифровой модели, построенной по укороченному историческому периоду. Результаты показали, что на прогнозном десятилетнем периоде за счет перераспределения закачки было бы возможно сокращение общего заводнения, при сохранении того же уровня добычи нефти, а при совместной оптимизации добычи и закачки 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.

Для другого месторождения высоковязкой нефти р. Татарстан (обозначим его М2) проведена оптимизация перспективного плана разработки с использованием технологии ПАВ-полимерного заводнения. Был промоделирован механизм воздействия ПАВ, при котором остаточная нефтенасыщенность снижается за счет снижения межфазного натяжения. Месторождение М2 имеет 69 скважин, при этом на конец периода адаптации оставались 24 активные добывающие скважины и 4 нагнетательные скважины. Были рассмотрены разные стратегии добычи и наборы участвующих в оптимизации 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. На рисунке 7 показаны графики накопленной нефти в прогнозный период для различных наборов нагнетательных скважин и стратегий синтеза (оптимизации).

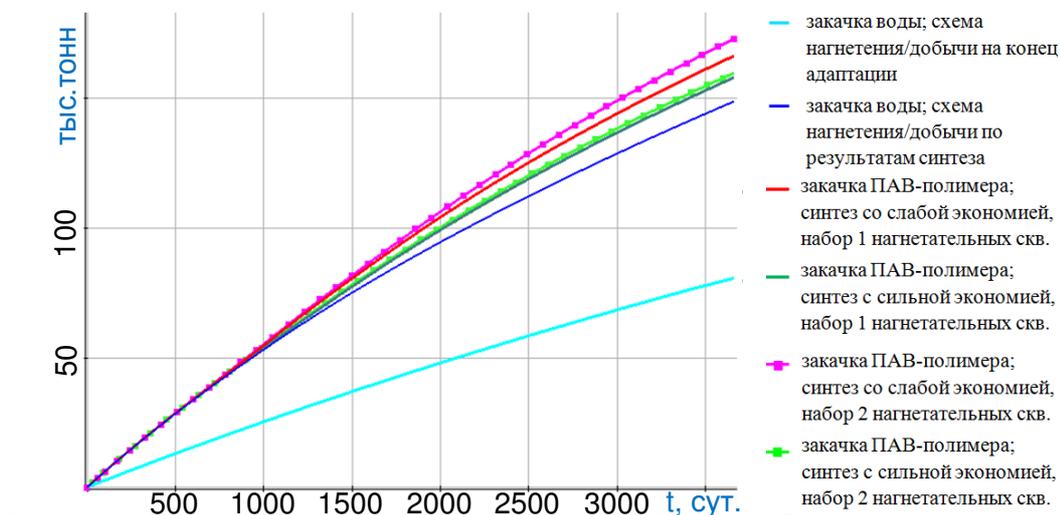


Рисунок 7 – Накопленные показатели добычи нефти в прогнозный период, полученные для различных и стратегий синтеза

Результаты оценки экономической эффективности показали, 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. Дальнейшее «ослабление» экономии ПАВ-полимера приводит либо к увеличению срока окупаемости и снижению ЧДД, либо к убыткам.

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 ме-

сторождения и плана 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 подтверждена работоспособность представленного в диссертации метода оптимизации. Ре-

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 (М1), в результате которого можно сделать вывод, что в рассматриваемый период оптимизации можно сократить заводнение на 40%, не теряя объемов дебита нефти. Перспективная оптимизация другого месторождения р. Татарстан (М2), показала, что в условиях сильной обводненности применение технологии ПАВ-полимерного заводнения позволит за рассматриваемый десятилетний период дополнительно извлечь до 25 тыс. тонн нефти.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Работы, опубликованные в журналах из перечня ВАК ведущих рецензируемых научных изданий для опубликования основных результатов диссертаций на соискание ученой степени доктора и кандидата наук:

1. Применение процедуры группирования конечных элементов для повышения эффективности моделирования нестационарного многофазного потока в высоконеоднородных трехмерных пористых средах / Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., **Патрушев И.И.**, Овчинникова А.С. // Вестн. Том. гос. ун-та. Управление, вычислительная техника и информатика. 2021, № 57, С. 34–44.

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

3. Конечноэлементное моделирование многофазных потоков с их балансировкой при фиксировании рабочего давления на скважинах в процессе нефтедобычи / Овчинникова А.С., **Патрушев И.И.**, Гриф А.М., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г. // Вычислительные методы и программирование. 2022, Т. 23, №1. С. 60–74.

Работы, опубликованные в журналах, индексируемых в международной информационно-аналитической системе научного цитирования Web of Science и/или Scopus:

4. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs / Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., Ovchinnikova A.S., **Patrushev I.I.**, Vagin D.V., Kiselev D.S // Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering. Elsevier B.V., 2022. Vol. 390. Art. 114468. (Q1 WoS/ Q1 Scopus)

5. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., Grif A.M., Kiselev D.S., **Patrushev I.I.**, Nasybullin A.V., Ganiev B.G. // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2021. Vol. 199. Art. 108245. (*Q1 WoS/ Q1 Scopus*)
6. Modeling of aerodynamic heat flux and thermoelastic behavior of nose caps of hypersonic vehicles / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Belov V.K., Kiselev D.S., Vagin D. V., Domnikov P.A., **Patrushev I.I.**, Kurskiy D.N. // Acta Astronautica. Elsevier Ltd, 2017. Vol. 136. P. 312-331. (*Q1 WoS/ Q1 Scopus*)
7. Synthesis of the optimal scheme polymer flooding with constraints on the bottomhole pressure / **Patrushev I.I.** // Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2021) : proc. of the 15 intern. sci. and techn. conf., Novosibirsk, 19–21 Nov. 2021. Novosibirsk : Publ. NSTU, 2021. P. 543–546.
8. Modeling of Gas-liquid Mixture Flow Considering the Processes of Gas Liberation and Dissolution / Ovchinnikova A.S., **Patrushev I.I.**, Grif A.M. // Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE–2021) : proc. of the 15 intern. sci. and techn. conf., Novosibirsk, 19–21 Nov. 2021. – Novosibirsk : Publ. NSTU, 2021. P. 568-572.
9. Numerical 3D simulation of enhanced oil recovery methods for high-viscosity oil field / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Ovchinnikova A.S., **Patrushev I.I.**, Nasybullin A.V., Orekhov E.V. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing Ltd, 2021. Vol. 1019, № 1, Art. 012050.
10. Analysis of the polymer flooding efficiency in one of the high-viscosity oil fields based on mathematical modeling / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, A.S. Ovchinnikova, Kiselev D.S., **Patrushev I.I.** // Геомодель 2021: 23 науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 6–10 сент. 2021 г. Геленджик, : EAGE, 2021. Ст. 48.
11. Oil production optimization based on the finite-element simulation of the multi-phase flow in porous media and inverse problem solution / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., **Patrushev I.I.**, Ovchinnikova A.S. // ГеоБайкал 2020 : материалы конф., Иркутск, окт. 2020 г. Иркутск : EAGE, 2020. С. 1–6.
12. The approach to parametric nonlinear 3D inversion of electrical prospecting data with the recovery of curvilinear boundaries between geoelectrical layers / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Kiselev D.S., Kondratyeva N.S., **Patrushev I.I.**, Trubacheva O.S. // Геомодель 2019 : 21 науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 9-13 сент. 2019 г. Москва : EAGE publ., Vol. 2019, № 1.
13. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Grif A.M., Ovchinnikova

A.S., **Patrushev I.I.**, Nasybullin A.V., Orekhov E.V. // Геомодель 2019 : 21 науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 9-13 сент. 2019 г. Москва : EAGE publ., Vol. 2019, № 1

14. Numerical modeling of multi-phase flow for various junctions of water and oil saturated layers in 3-D porous media / Persova M.G., Soloveichik Y.G., **Patrushev I.I.**, Grif A.M. // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018): тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г. : в 8 т. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. Т. 1, ч. 4. С. 212–215.

15. Flow balancing in FEM modelling of multi-phase flow in porous media / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, A.M. Grif, **I.I. Patrushev** // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018): тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г. : в 8 т. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. Т. 1, ч. 4. С. 205–211.

16. Relative permeability curves determination using numerical inversion/ Glushkov S.A., Persova M.G., Soloveichik Y.G., **Patrushev I.I.** // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018): тр. 14 междунар. науч.-техн. конф., Новосибирск, 2–6 окт. 2018 г. : в 8 т. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. Т. 1, ч. 4. С. 76–83.

Программы для ЭВМ, зарегистрированные в ФИПС (Роспатент):

17. HDPoM 2.0 (HydroDynamic in Porous Media) / Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Овчинникова А.С., Вагин Д.В., **Патрушев И.И.**, Гриф А.М., Карасенко И.И., Гумалевский Р.В // Свидетельство о государственной регистрации №2021661751 от 15.07.2021 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2021.

18. Программный комплекс для гидродинамического моделирования FlowER / Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Овчинникова А.С., **Патрушев И.И.**, Вагин Д.В., Гумалевский Р.В., Орехов Е.В., Карасенко И.И., Насыбуллин А.В., Гриф А.М., Кисилев Д.С. // Свидетельство о государственной регистрации № 2019665615 от 26.11.2019 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2019.

Отпечатано в типографии Новосибирского
государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К.Маркса, 20,
тел./факс (383) 346-08-57

формат 60 X 84/16 объем 1.5 п.л., тираж 100 экз.
Заказ № 01144. Подписано в печать 24.06.2022 г.