

На правах рукописи



Гриф Александр Михайлович

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ СОЗДАНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ
ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И ПОСТОБРАБОТКИ
МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ ПРИ КОНЕЧНОЭЛЕМЕНТНОМ
МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ**

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,
Соловейчик Юрий Григорьевич

Официальные оппоненты: **Поташев Константин Андреевич**, доктор
физико-математических наук, доцент,
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования «Казанский (Приволжский)
федеральный университет», г. Казань, кафедра
аэрогидромеханики, заведующий;

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 10 часов 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 «___» июня 2022 года

Ученый секретарь
диссертационного совета



Фаддеевков Андрей Владимирович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность и степень разработанности темы исследования.

Эффективность управления разработкой нефтяного месторождения во многом определяется качеством его цифровой модели, которая описывает значимые неоднородности среды и адекватно отражает различные процессы, происходящие в коллекторе (за счет используемых математических моделей и вычислительных методов).

Коммерческие специализированные геолого-гидродинамические программные комплексы (например, ECLIPSE, Tempest, tNavigator и др.) и многие исследователи (Мазо А.Б., Поташев К.А., Богачев К.Ю., Хайруллин М.Х., Четверушкин Б.М., Насыбуллин А.В. и др.) для моделирования используют, в основном, методы конечных объемов и конечных разностей, которые позволяют получать численное решение, обеспечивающее выполнение закона сохранения масс. Однако во многих работах (Doyle B., Riviere B., Jo G., Kwak D.Y. и др.) отмечаются недостатки данных методов, связанные как с точностью численных решений при резком изменении свойств среды и существенной анизотропии, так и с ограниченной геометрической гибкостью.

Применение метода конечных элементов (МКЭ) может давать более качественные результаты при моделировании подобного рода процессов за счет гибких возможностей описания сложных геологических сред, использования базисных функций высоких порядков и несогласованных пространственных сеток. Вместе с тем в работах Schmid K.S., Abushaikha A.S., Blunt M.J., Zhang R., Zhang L., Nick H.M., Matthäi S.K. показано, что формальное использование метода конечных элементов с непрерывными базисными функциями (так называемого Continuous Galerkin или CG FEM) для расчета поля давления и последующего вычисления потоков перетекающей смеси не гарантирует выполнения закона сохранения масс, поэтому ряд исследователей предлагает специальные модификации МКЭ.

Применение гибридного или смешанного МКЭ позволяет получить консервативное решение, как показано в работах Moortgat J., Firoozabadi A., Nick H.M., Abushaikha A.S., Blunt M.J., Amooie M.A., Zhang N. и др., однако соответствующие программные реализации характеризуются достаточно высокими вычислительными затратами.

В работах Wheeler M.F., Sun S., Lee S., Odsäter L.H. и др. рассчитанные с помощью CG FEM потоки модифицируются посредством их проецирования в консервативное подпространство за счет добавления кусочно-постоянной корректирующей поправки. Однако в данных работах не рассматриваются многофазные потоки (течения) с возможным влиянием сжимаемости фаз и гравитационных эффектов.

Существенно повысить вычислительную эффективность позволяет использование неконформных сеток. Однако неконформные сетки, рассматриваемые в работах таких авторов, как Odsæter L.H., Wheeler M.F., Favino M., Xu Z., Schädle P., Ganis B. и др. для решения задач фильтрации, являются довольно ограниченными. В этих работах для уточнения аппроксимации конечные элементы могут делиться только на ячейки равных размеров, что вызывает большие сложности при решении практических задач нефтедобычи, когда в сетке необходим учет разномасштабных объектов и точных местоположений зон перфорации, не лежащих целиком в одном геологическом слое. В работах Scovazzi G., Wheeler M.F., Hamd-Allah S.M. и др. также отмечается достаточно сильная зависимость решения задачи фильтрации от ориентации сетки, которая может быть компенсирована лишь использованием элементов высокого порядка.

Гораздо большую вычислительную эффективность можно достичь благодаря использованию несогласованных конечноэлементных сеток, которые допускают пристыковку нескольких шестигранных элементов произвольного размера к грани одного элемента, как, например, в работах Персовой М.Г., Соловейчика Ю.Г., Вагина Д.В. и др. Это позволяет при построении достаточно детальных геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ), учитывающих возможное изменение свойств среды в окрестностях каждой скважины, значительно снижать число степеней свободы при моделировании многофазных потоков в коллекторах с множеством тонких локальных включений, экономично (без «лишних» узлов) встраивать в сетку скважины реального радиуса, а также без излишних дроблений учитывать зоны перфорации, границы которых не совпадают с границами слоев.

Метод построения стартовой ГГДМ неотъемлемо связан со способом параметризации, которая используется при автоматической адаптации модели месторождения по историческим данным. Широко распространенными на практике являются достаточно простые варианты параметризации ГГДМ, которые содержат в основном значения параметров среды в ячейках дискретной модели. Существующие подходы для адаптации зачастую используют стохастические методы построения ГГДМ, представленные, например, в работах Chang H., Etienam C., Villegas R., Liang, B., но они порождают проблемы большой неопределенности при адаптации моделей на исторические данные, как было показано в работах авторов Nejadi S., Chang H. и др. Довольно редко встречаются работы, в которых уточняются параметры геометрии модели, при этом эти параметры, как правило, являются крайне тривиальными (например, уровень водонефтяного контакта (ВНК), положение аквифера, вертикальные отметки структурных поверхностей).

В свою очередь, знание границ, разделяющих различные неоднородности, имеет решающее значение для правильной оценки коллектора и

прогнозирования добычи нефти в будущем. При этом, данная информация не может быть с необходимой точностью получена на этапе построения модели – большая неопределенность вносится при интерполяции скважинных данных в межскважинном пространстве. Подходы, представленные в работах Villegas R., Etienam C., Dorn O., Lu Z., хотя и позволяют восстанавливать геометрию произвольного количества областей, однако характеризуются высокими вычислительными затратами при большом количестве «материалов» (различных свойств проницаемости и пористости) и ухудшающейся производительностью для малоконтрастных областей.

Отдельное внимание стоит уделить вопросу построения поверхностей пластов ГГДМ. Зачастую построение этих поверхностей возможно только по скважинным данным. При этом, как отмечается рядом авторов (Булыгин Д.В., Марданов Р.Ф., Ганиев Р.Р., Дегтярев А.Ю. и др.), алгоритмы интерполяции, реализованные в программных комплексах, зачастую не позволяют получить удовлетворительное качество поверхностей – может быть некорректно учтена замкнутая область, ВНК, не соблюдена корректность построения поверхности в условиях крайне высокой площадной неоднородности размещения скважин и др. Также это может приводить к нарушению геологической обоснованности модели, ошибочной оценке площади и запасов залежи.

Таким образом, является актуальным метод построения стартовой ГГДМ, учитывающий все необходимые (значимые) 3D неоднородности среды, включающий в себя автоматическую параметризацию и обеспечивающий высокую степень детализации. В то же время этот метод должен быть согласован с методами дискретизации модели, обеспечивающими высокую вычислительную эффективность, в том числе за счет использования неконформных конечноэлементных сеток с гибкой стыковкой конечных элементов.

Цель и задачи исследования

Целью научного исследования является разработка методов создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений, методов и вычислительно эффективных процедур постобработки конечноэлементных решений, а также реализующих их подсистем программного комплекса моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи.

1) Разработка метода и алгоритма постобработки конечноэлементных решений при моделировании многофазных течений в неоднородных пористых средах.

2) Разработка метода создания по скважинным данным трехмерной геолого-гидродинамической модели нефтяного месторождения.

3) Исследование вычислительной эффективности разрабатываемых методов и сравнение с результатами других авторов.

4) Разработка интерфейса и реализующих метод балансировки модулей программного комплекса моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи.

Методология и методы исследования

При разработке методов моделирования и программного комплекса использовалась математическая модель многофазной фильтрации, основанная на законе Дарси и законе сохранения массы, а также численные методы: метод конечных элементов, методы построения сглаживающих сплайнов и регуляризации, методы решения больших систем уравнений.

Научная новизна:

1) Предложен новый метод постобработки потоков при конечноэлементном 3D моделировании процесса многофазной фильтрации, в том числе при использовании неконформных сеток.

2) Предложена новая схема создания по скважинным данным стартовой трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения для проведения автоадаптации по истории разработки.

3) Предложен новый метод построения поверхностей пластов и трехмерных неоднородностей в модели нефтяного месторождения.

4) Разработаны алгоритмы формирования по скважинным данным 3D неоднородностей в пластах месторождений, позволяющие генерировать экономичные (с малым числом степеней свободы) несогласованные конечноэлементные сетки.

На защиту выносятся:

1) Метод и алгоритм балансировки конечноэлементных решений при моделировании многофазных течений в неоднородных пористых средах, обеспечивающий локальное сохранение масс всех компонент фильтрующейся смеси.

2) Метод создания по скважинным данным трехмерной геолого-гидродинамической модели многопластового месторождения сложной структуры.

3) Результаты исследования эффективности разработанного метода балансировки численных потоков многофазной смеси на тестовых задачах и моделях реальных нефтяных месторождений.

4) Результаты создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений по практическим данным.

5) Интерфейс и реализующие метод балансировки модули программного комплекса для моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи.

Достоверность результатов

Разработанный метод постобработки потоков был верифицирован путем решения модельных задач, сравнением с результатами других авторов,

опубликованными в высокорейтинговых журналах, тестированием на серии задач SPE (Society of Petroleum Engineers) и сравнением результатов моделирования с практическими данными со скважин нефтяных месторождений. В результате автоадаптации с использованием стартовых геолого-гидродинамических моделей, полученных в результате обработки скважинных данных нескольких многопластовых месторождений сложной структуры, было получено хорошее совпадение расчетных и наблюдаемых данных нефтедобычи.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке новых методов и вычислительно эффективных процедур постобработки конечноэлементных решений, а также методов создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей месторождений.

Практическая значимость работы

Разработанные подсистемы программного комплекса, реализующего методы моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи, были использованы при обработке данных реальных нефтяных месторождений Республики Татарстан. Были созданы геолого-гидродинамические модели многопластовых месторождений сложной структуры, для которых после автоадаптации были построены цифровые модели месторождений, дающие хорошие совпадения расчетных и наблюдаемых данных нефтедобычи.

Результаты диссертационной работы использовались при выполнении научно-исследовательских работ, в рамках проекта № FSUN-2020-0012 Министерства образования и науки Российской Федерации (Научно-исследовательская лаборатория моделирования и обработки данных наукоемких технологий).

Личный вклад

Лично автором разработаны и программно реализованы подсистемы программного комплекса моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи – модуль, реализующий метод балансировки, и интерактивный графический интерфейс пользователя, реализующий формирование геолого-гидродинамической модели. Разработаны алгоритмы параметризации ГГДМ, формирования поверхностей пластов и трехмерных неоднородностей. Проведены исследования работоспособности разработанных подсистем программного комплекса при создании стартовых трехмерных ГГДМ реальных месторождений по набору скважинных данных. Проведен анализ использования стартовых ГГДМ при адаптации моделей по истории разработки. Исследована эффективность метода балансировки потоков в сравнении с моделированием без применения постобработки потоков и с использованием технологии постобработки, основанной на методе проецирования. Проведены расчеты для анализа эффектов влияния

ориентации конечноэлементных сеток при использовании метода балансировки. Проанализированы преимущества использования неконформных конечноэлементных сеток для модельных задач и при моделировании реальных резервуаров нефти.

Апробация работы

Основные результаты работы были представлены и докладывались на Научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель» (Геленджик, 2019, 2021), Национальной научно-практической конференции «Нефть и газ: технологии и инновации» (Тюмень, 2021), Международной конференции «Актуальные проблемы электронного приборостроения» (Новосибирск, 2018, 2021), Международной научно-практической конференции «Решетневские чтения» (Красноярск, 2021), Международной научно-практической конференции «Геобайкал» (Иркутск, 2020), Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука. Технологии. Инновации» (Новосибирск, 2018, 2019 и 2021), Российской научно-технической конференции «Обработка информации и математическое моделирование» (Новосибирск, 2020, 2021), Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST (Томск, 2019).

Публикации

По материалам диссертационного исследования лично и в соавторстве опубликовано 19 работ, включая 3 научные публикации в журналах, входящих в перечень ВАК, 4 научные публикации, индексируемые в международных информационных аналитических системах научного цитирования Web of Science и Scopus (в том числе 2 публикации квартиля Q1), 7 научных публикаций, индексируемых в международной информационной аналитической системе научного цитирования Scopus. Получено 4 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы (103 наименований) и 2 приложений. Общий объем диссертации – 120 страниц, в том числе 63 рисунка и 11 таблиц.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Первая глава диссертационной работы посвящена описанию математического аппарата для постобработки многофазных потоков при конечноэлементном моделировании процессов нефтедобычи. В ней представлена математическая модель многофазной фильтрации, описание метода и алгоритма балансировки численных потоков многофазной смеси, в том числе при использовании неконформных конечноэлементных сеток.

С использованием рассчитанного поля давления P могут быть вычислены объемы смеси, перетекающие через грань Γ_i конечного элемента Ω_e за единичное время:

$$V'_{\Gamma_i, \Omega_e} = \sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa_e^m}{\eta_e^m} Q_{\Gamma_i, \Omega_e}^m,$$

где κ_e^m и η_e^m – фазовая проницаемость и вязкость фазы m на элементе Ω_e , NP – количество фаз, а Q_{Γ_i, Ω_e}^m вычисляется по формуле

$$Q_{\Gamma_i, \Omega_e}^m = - \int_{\Gamma_i} \mathbf{K} \left(\text{grad} (P + P_c^m) + \rho^m \mathbf{g} \right) \cdot \mathbf{n}_{\Gamma_i, \Omega_e} d\Gamma. \quad (1)$$

Здесь $\mathbf{n}_{\Gamma_i, \Omega_e}$ – единичный вектор внешней нормали к грани Γ_i элемента Ω_e , \mathbf{K} – тензор абсолютной проницаемости, P_c^m – капиллярное давление фазы, ρ^m – плотность фазы, \mathbf{g} – вектор гравитационных сил. Положительное значение интеграла соответствует вытеканию фазы m из элемента Ω_e , а отрицательное – втеканию в элемент Ω_e .

Для граней Γ_i вычисляется средневзвешенное значение величин (1), рассчитанное для содержащих Γ_i конечных элементов Ω_e и Ω_k :

$$Q_{\Gamma_i}^m = \theta_{\Gamma_i} Q_{\Gamma_i, \Omega_e}^m \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} + (1 - \theta_{\Gamma_i}) Q_{\Gamma_i, \Omega_k}^m \gamma_{\Gamma_i, \Omega_k}, \quad (2)$$

где коэффициенты θ_{Γ_i} вычисляются в виде $\theta_{\Gamma_i} = \tilde{K}_k / (\tilde{K}_e + \tilde{K}_k)$ (\tilde{K}_p вычисляется как $\tilde{K}_p = \mathbf{n}_{\Gamma_i}^T \mathbf{K}_{\Omega_p} \mathbf{n}_{\Gamma_i}$ на соответствующем конечном элементе), $\gamma_{\Gamma_i, \Omega_p} = \mathbf{n}_{\Gamma_i} \cdot \mathbf{n}_{\Gamma_i, \Omega_p}$, а \mathbf{n}_{Γ_i} – единичный вектор нормали к грани Γ_i , зафиксированный единым образом для содержащих грань Γ_i конечных элементов.

С использованием значений (2) вычисляются потоки фаз на гранях $V_{\Gamma_i}^m$, при этом коэффициент подвижности κ^m / η^m выбирается с того элемента, с которого вытекает поток. Численные потоки фаз $V_{\Gamma_i}^m$ используются для вычисления

численного потока смеси V'_{Γ_i} через грань Γ_i :

$$V'_{\Gamma_i} = \sum_{m=1}^{NP} V'_{\Gamma_i^m}. \quad (3)$$

Для обеспечения консервативности конечноэлементных потоков (т.е. выполнения баланса объемов втекающей и вытекающей смеси для всех конечных элементов с учетом недостающего/избыточного объема) используется специальный метод (будем называть его *методом балансировки потоков*).

Балансировка потоков заключается в вычислении корректирующих добавок $\delta V'_{\Gamma_i}$ к численным потокам смеси V'_{Γ_i} , которые, с одной стороны, обеспечат высокий уровень выполнения баланса объемов, а с другой – близость скорректированных (сбалансированных) потоков смеси \tilde{V}'_{Γ_i} к исходным несбалансированным.

Корректирующие добавки $\delta V'_{\Gamma_i}$ вычисляются путем минимизации следующего функционала:

$$\sum_{e=1}^{N^e} \beta_e \left(\sum_{i \in I_{\Omega_e}} \left(\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot |V'_{\Gamma_i}| + \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \delta V'_{\Gamma_i} \right) - \frac{\Delta V_{\Omega_e}}{\Delta t} \right)^2 + \sum_{i=1}^{N^f} \alpha_i \left(\delta V'_{\Gamma_i} \right)^2 \rightarrow \min_{\delta V'_{\Gamma_i}}, \quad (4)$$

где e – номер конечного элемента, N^e и N^f – число конечных элементов и граней, I_{Ω_e} – множество номеров граней Γ_i конечного элемента Ω_e , ΔV_{Ω_e} – дефицит/профицит объема смеси на конечном элементе Ω_e , β_e и α_i – параметры регуляризации, а величины $\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e}$ определяются следующим образом:

$$\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e} = \begin{cases} -1, & V'_{\Gamma_i} \text{ втекает в } \Omega_e, \\ 1, & V'_{\Gamma_i} \text{ вытекает из } \Omega_e. \end{cases} \quad (5)$$

Минимизация (4) эквивалентна решению СЛАУ

$$(\mathbf{B} + \mathbf{\alpha})\mathbf{q} = \mathbf{d}, \quad (6)$$

где \mathbf{q} – это вектор, составленный из искоемых значений $\delta V'_{\Gamma_i}$, $\mathbf{\alpha}$ – диагональная матрица с элементами α_i на главной диагонали.

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

$$B_{ij} = \begin{cases} \beta_e \cdot \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \gamma_{\Gamma_j, \Omega_e}, & i, j \in I_{\Omega_e}, i \neq j, e = 1 \dots N^e, \\ \sum_{k \in I_{\Gamma_i}} \beta_k, & i = j, \\ 0, & \text{иначе,} \end{cases} \quad (7)$$

$$d_i = - \sum_{e=1}^{N^e} \left(\beta_e \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \left(\sum_{j \in I_{\Omega_e}} \tilde{\gamma}_{\Gamma_j, \Omega_e} |V'_{\Gamma_j}| - \frac{\Delta V_{\Omega_e}}{\Delta t} \right) \right),$$

где I_{Γ_i} – множество конечных элементов, содержащих грань Γ_i .

Поскольку перетекающие объемы смеси на гранях, где задан поток смеси (краевые условия), известны, то следует присвоить \tilde{V}'_{Γ_i} значение объемов закачиваемой или откачиваемой смеси, а соответствующие $\delta V'_{\Gamma_i}$ строки/столбцы исключить из СЛАУ (6) (с соответствующей коррекцией вектора правой части \mathbf{d}).

Значение небаланса на элементе вычисляется с помощью соотношения

$$\delta_{\Omega_e} = \left| \sum_{i \in I_{\Omega_e}} \left(\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot |V'_{\Gamma_i}| + \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \delta V'_{\Gamma_i} \right) - \frac{\Delta V_{\Omega_e}}{\Delta t} \right|. \quad (8)$$

Параметры β_e определяют степень небаланса на Ω_e объемах смеси. Их необходимо выбирать минимальными, но обеспечивающими выполнение соотношения

$$\delta_{\Omega_e} / \max_i |V'_{\Gamma_i}| < \varepsilon^{crit},$$

где ε^{crit} – заданное значение, определяющее предельно допустимый небаланс на элементе. Значения же параметров α_i обеспечивают близость модифицированных объемов смеси к исходным несбалансированным и задаются с помощью взвешенного небаланса для грани $\Gamma_i = \partial\Omega_e \cap \partial\Omega_k$:

$$\alpha_i = \frac{\delta_{\Omega_e} + \delta_{\Omega_k}}{2\delta_{\Omega_e} \delta_{\Omega_k}}. \quad (9)$$

Сбалансированные объемы смеси \tilde{V}'_{Γ_i} , перетекающие через грань Γ_i , определяются в виде

$$\tilde{V}'_{\Gamma_i} = V'_{\Gamma_i} + \delta V'_{\Gamma_i}. \quad (10)$$

Балансировка потоков на неконформных конечноэлементных сетках выполняется следующим образом. Корректирующие добавки $\delta V'_{\Gamma_i}$ к численным потокам смеси V'_{Γ_i} вычисляются для граней Γ_i , которые являются либо

согласованными, либо «большими» (т.е. грани элементов, к которым примыкают «малые» грани нескольких конечных элементов). Количество неизвестных в СЛАУ (6) будет равняться общему количеству согласованных и «больших» граней. При этом добавки на «малых» гранях вычисляются через добавки на соответствующих «больших» гранях пропорционально их площади. Это обеспечивает согласованность потоков на «малых» и «больших» гранях.

Вторая глава содержит описание метода создания трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения по скважинным данным. Геолого-гидродинамическая модель месторождения представляется набором пластов, поверхности которых описываются бикубическими сплайнами (со специальным видом весовых функций в регуляризации, позволяющим сделать сглаживание в окрестностях скважин более монотонным) и которые характеризуются своим набором материальных свойств и фазово-компонентным составом смеси.

Пласты содержат трехмерные неоднородности, которые представляются в виде призм с основаниями в виде произвольных многоугольников. Положение их поверхностей по вертикали задается в относительных координатах (относительно границ соседних пластов), а форма поверхности получается с помощью интерполяции между поверхностями соседних пластов. Латеральные границы этих неоднородностей задаются на основе ячеек Вороного, которые строятся вокруг скважин и дополнительных точек.

Основные этапы создания модели представлены на рисунке 1.

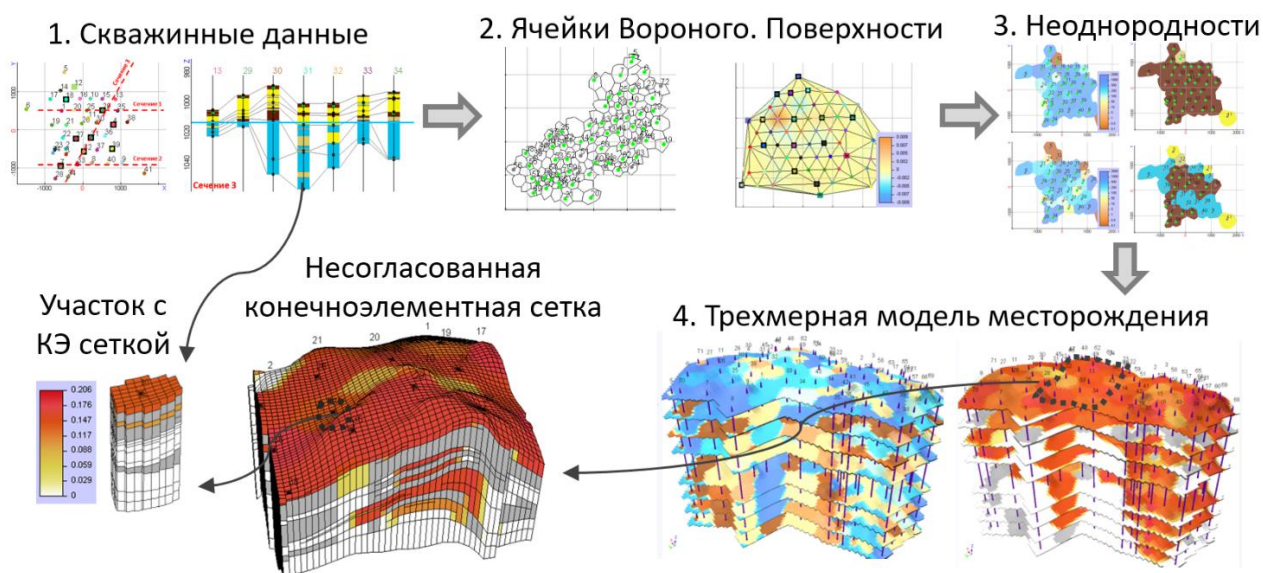


Рисунок 1 – Основные этапы создания модели

В **третьей главе** диссертационной работы приведены результаты вычислительных экспериментов, среди которых верификация метода балансировки численных потоков на модельных задачах, анализ эффективности метода

балансировки при использовании несогласованных сеток, исследование эффектов влияния ориентации конечноэлементных сеток, сравнение результатов моделирования с реализациями других авторов. Представлены результаты применения разработанного программного комплекса для создания стартовых трехмерных геолого-гидродинамических моделей реальных месторождений, а также результат автоадаптации моделей по историческим данным.

Проведенный анализ создания по скважинным данным стартовых трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений показал, что предложенный метод обеспечивает высокую вычислительную эффективность моделирования за счет использования неконформных конечноэлементных сеток с гибкой стыковкой конечных элементов – время моделирования сокращается практически на порядок, при этом сохраняется необходимая точность аппроксимации. На рисунке 2 представлен вид неконформной сетки, построенной для месторождения высоковязкой нефти Республики Татарстан. Соответствующее различие в совокупной добыче нефти при использовании конформной и неконформной сетки в среднем 1–1.5%. Графики отборов для некоторых скважин показаны на рисунке 3.

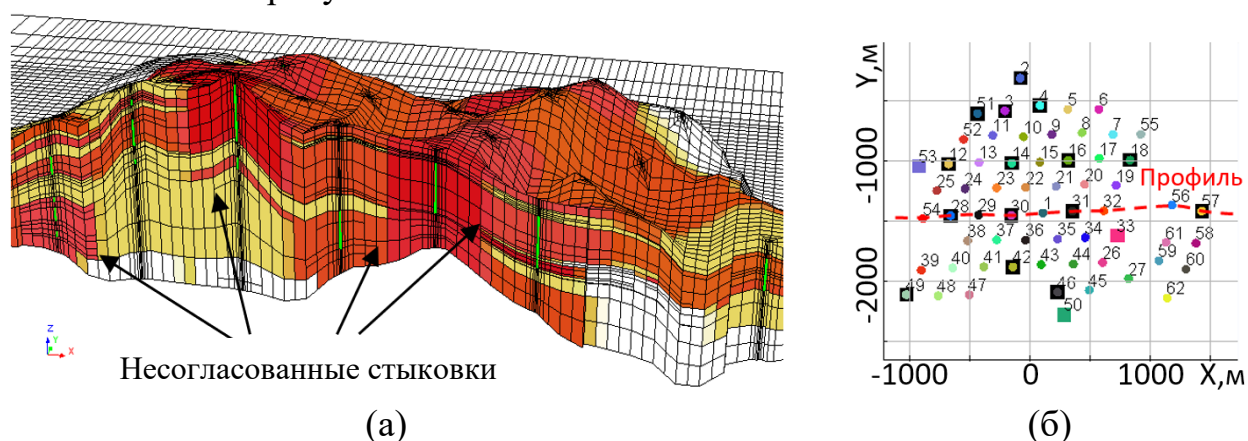


Рисунок 2 – Вид неконформной сетки (а) с сечением вдоль профиля (б)

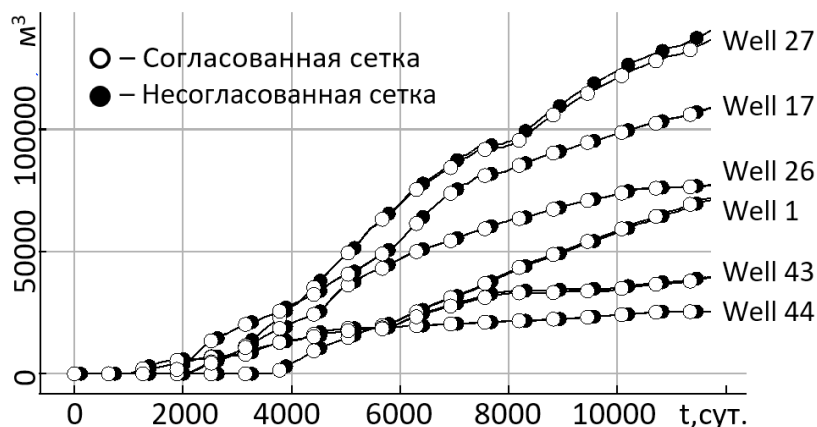


Рисунок 3 – Графики накопленных объемов нефти при использовании конформной (белые кружки) и неконформной (черные кружки) сетки

На рисунке 4 представлена трехмерная модель для одного из месторождений нефти Республики Татарстан, полученная в результате автоадаптации стартовой модели. Было показано, что строение стартовой модели сразу же обеспечивает неплохое совпадение расчетных и наблюдаемых данных нефтедобычи для ряда скважин, а для скважин с довольно сильными различиями созданная параметризация стартовой модели позволяет получить необходимое совпадение всего за несколько итераций автоадаптации. На рисунке 5 приведены соответствующие отличия в накопленных объемах нефти на последнюю дату моделирования отдельно для каждой скважины.

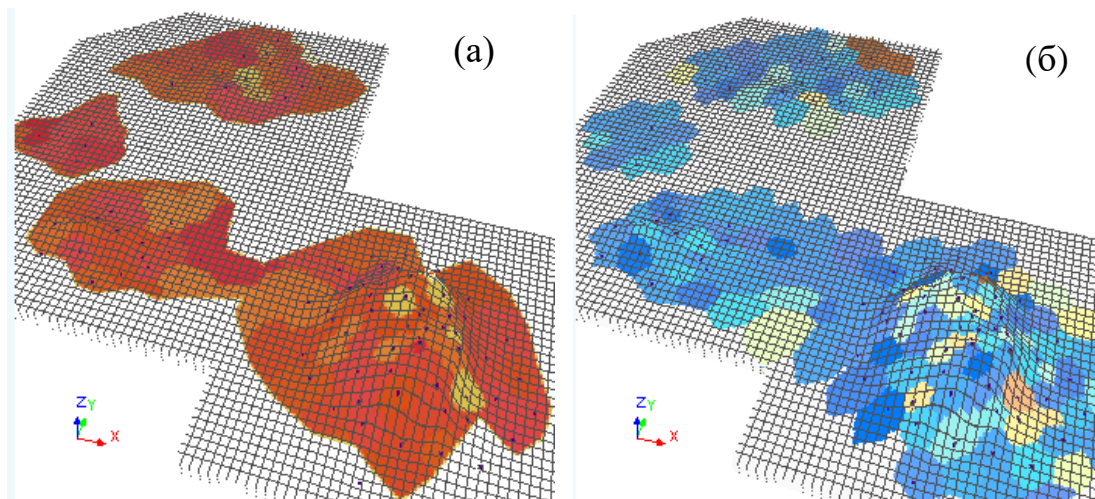


Рисунок 4 – Трехмерная модель месторождения; распределение полей насыщенности нефти (а) и латеральной проницаемости (б)

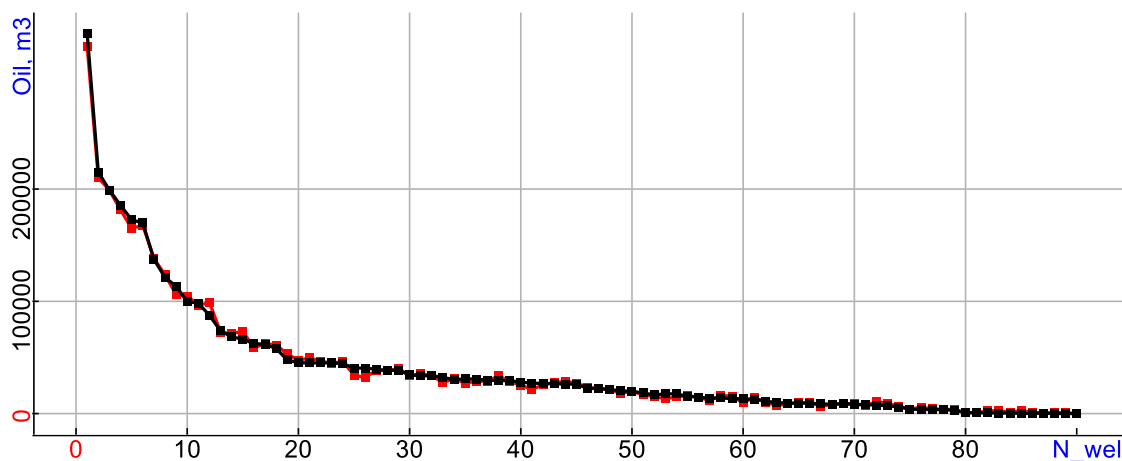


Рисунок 5 – Графики накопленной добычи нефти на последнюю дату моделирования для каждой скважины; темным (черным) цветом представлены наблюдаемые данные, а светлым (красным) цветом – рассчитанные для адаптированной модели; скважины упорядочены по убыванию объема накопленной добычи

Проведенный анализ вычислительной эффективности метода балансировки численных многофазных потоков показал, что применение метода

балансировки позволяет уже на грубых конечноэлементных сетках получать решение, сравнимое по точности с решением без использования данного метода, полученным на сетке с многократным дроблением (3-5 вложенных дроблений). Вычислительные затраты, необходимые для получения решения сравнимой точности без использования метода балансировки потока, более чем на 2 порядка выше затрат, требуемых при расчетах с использованием балансировки.

На рисунке 6 представлена расчетная область (выделена нефтенасыщенная зона). На рисунке 7 показана совокупная добыча нефти, полученная путем моделирования на разных сетках с балансировкой потока смеси и без нее, а также относительные (в процентах) отклонения накопленной добычи нефти от точного решения.

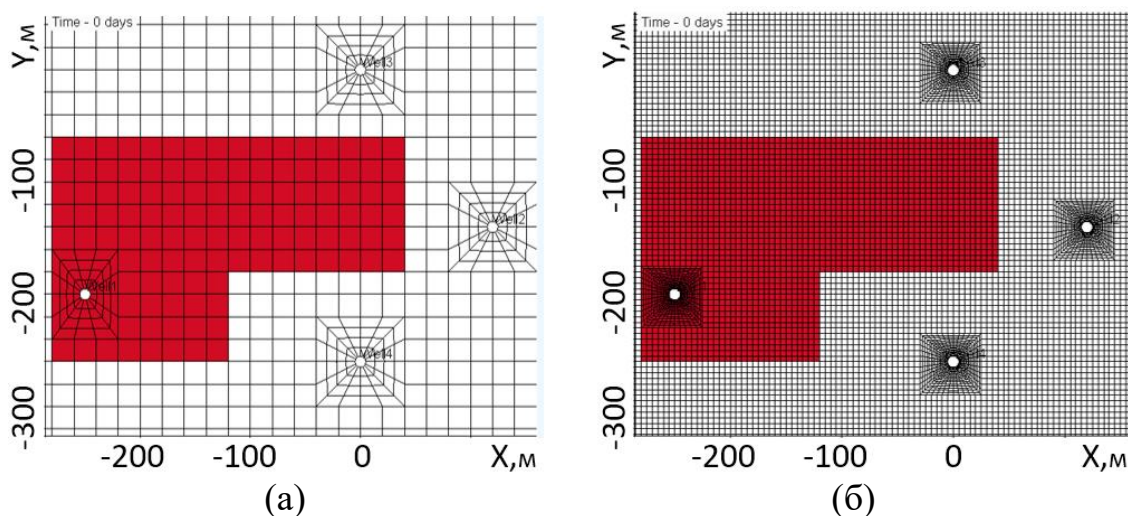


Рисунок 6 – Вид расчетной области с конечноэлементной сеткой (в плане): грубая сетка H (а) и вложенная сетка $H/4$ (б)

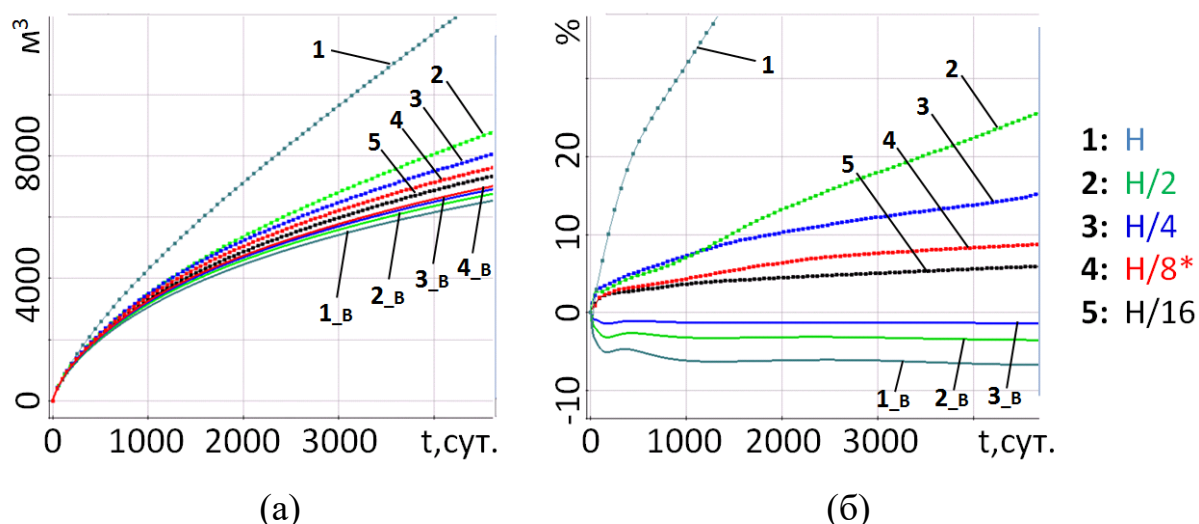


Рисунок 7 – Результаты моделирования: накопленная добыча нефти (а); отклонения для разных сеток без балансировки (без постфикса) и с балансировкой (с постфиксом $_B$) накопленной добычи нефти от результатов, полученных на сетке $H/8$ с балансировкой потока (б)

Проведена оценка эффектов влияния ориентации конечноэлементных сеток при использовании метода балансировки потоков на тестовой задаче и модели реального месторождения (рисунок 8). Рассчитанные распределения насыщенности нефти практически не отличаются, за исключением зоны смены шага сетки рядом с границей расчетной области. Результаты экспериментов показывают, что предложенный метод моделирования свободен от сложностей, связанных с ориентацией сетки, даже для сложных моделей, содержащих множество граничащих друг с другом зон с проницаемостями, различающимися на несколько порядков.

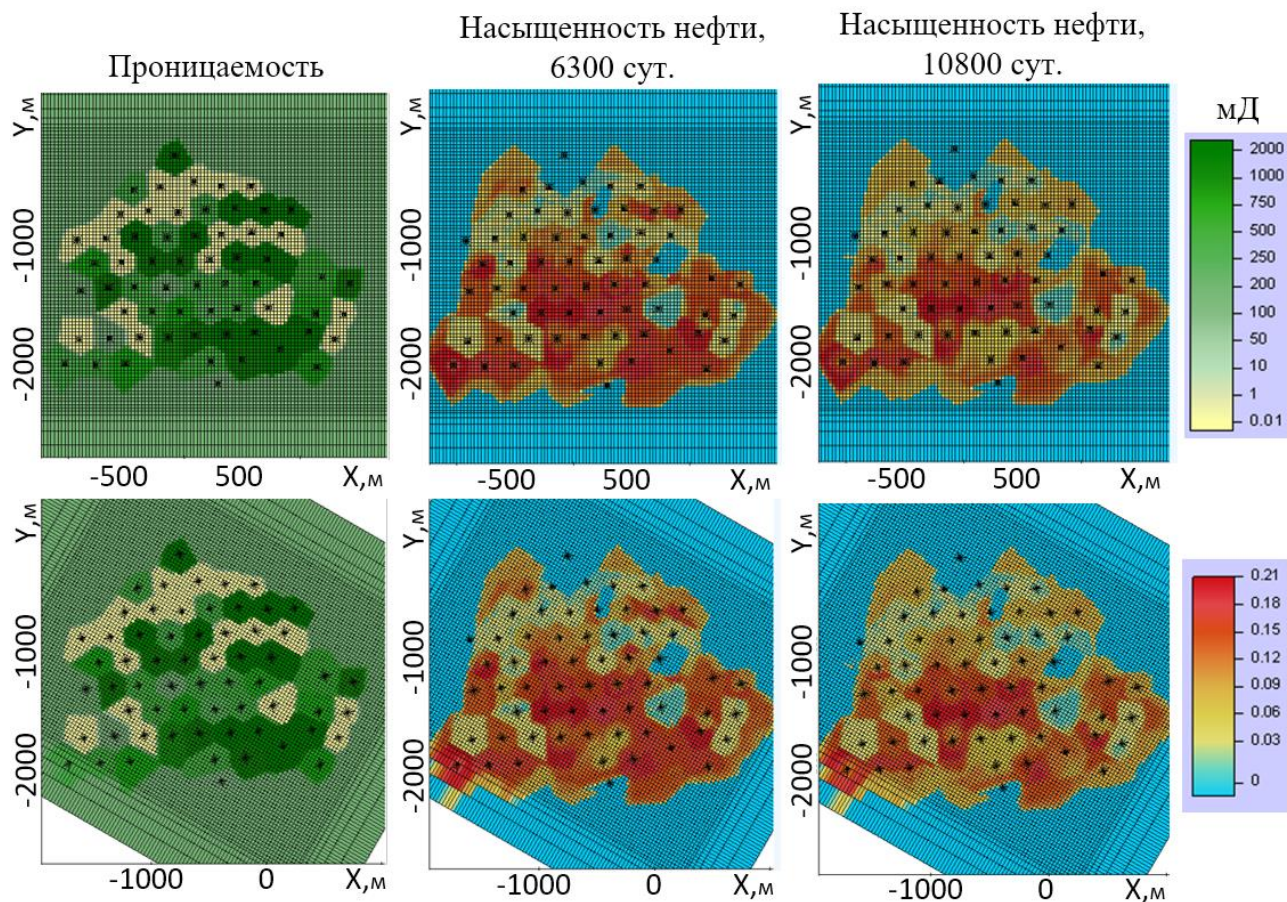


Рисунок 8 – Распределение проницаемости и насыщенности нефти на исходной сетке и сетке с поворотом. Сечение построено через третий пласт модели

Проведено исследование эффективности метода балансировки потоков в сравнении с технологией постобработки методом проецирования, представленной в работах авторов M.F. Wheeler, S. Lee, S. Sun, L.H. Odsæter и др. С использованием модели реального месторождения была рассмотрена задача, когда на некоторых скважинах вместо известного отбора/нагнетания при выполнении постобработки потоки не фиксируются. Таким образом, фактически, эмулируется ситуация, в которой на этих скважинах задано давление, и проверяется, с какой точностью рассматриваемые методы коррекции дают потоки на скважинах. На

рисунке 9 представлены графики накопленных отборов нефти для скважин без фиксации истинного потока.

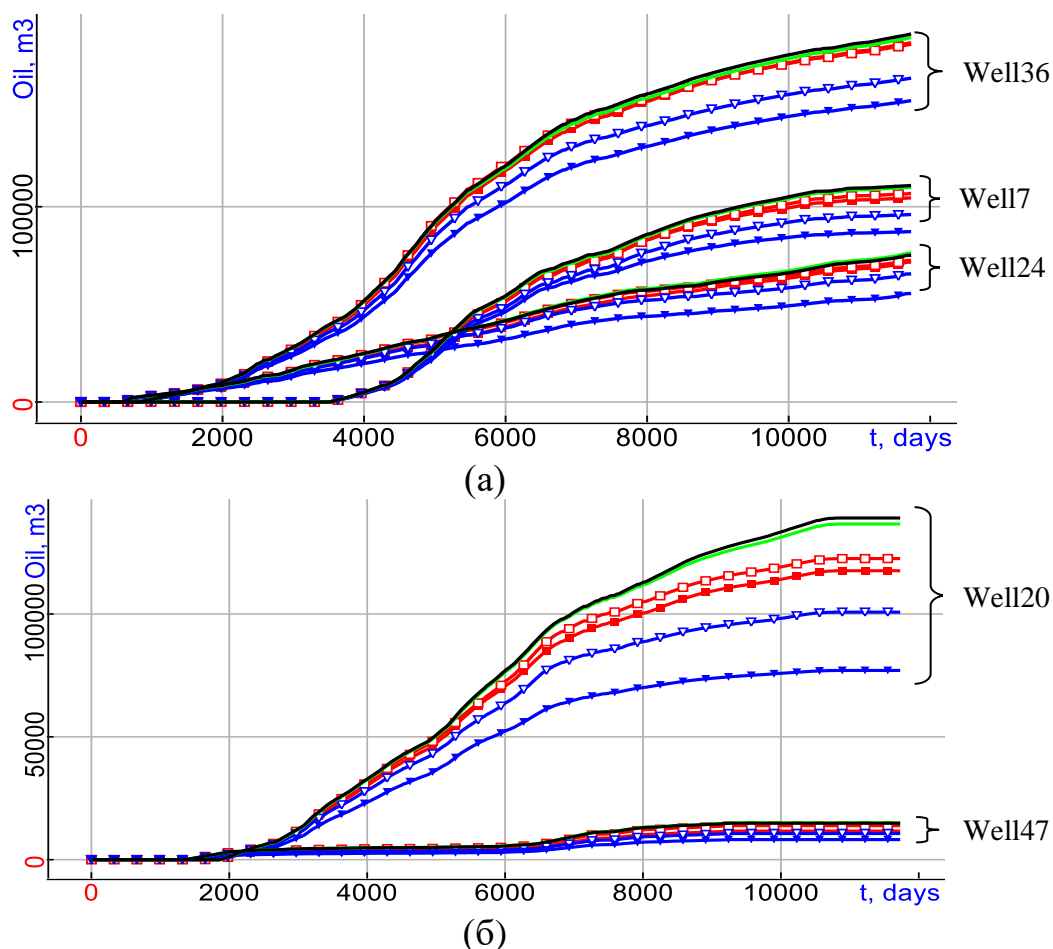


Рисунок 9 – Графики накопленных отборов нефти: истинные (черные без меток), восстановленные с помощью метода балансировки (светлые без меток), проецирования с весами, предложенными в работах M.F. Wheeler и др. (с треугольными маркерами), проецирования с весами (9) (квадратные маркеры); маркеры метода проецирования для сетки H закрашены, для $H/2$ – пустые

Результаты исследований показали, что предложенный метод балансировки позволяет получать гораздо более точное решение по сравнению с постобработкой методом проецирования. В то же время постобработка методом проецирования может быть существенно улучшена за счет применения весовых функций, предложенных в данной диссертационной работе для метода балансировки. Однако даже в этом случае предложенный метод балансировки позволяет получить решение с требуемой точностью на гораздо более грубых сетках (суммарные вычислительные затраты меньше на порядок и более).

Четвертая глава диссертационной работы содержит описание разработанного программного комплекса моделирования процессов нефтедобычи. Приводится описание общей архитектуры, основных модулей и их взаимосвязей, графического интерфейса пользователя. Общая архитектура этого программного

комплекса представлена на рисунке 10, а подсистема балансировки потоков приведена на рисунке 11.

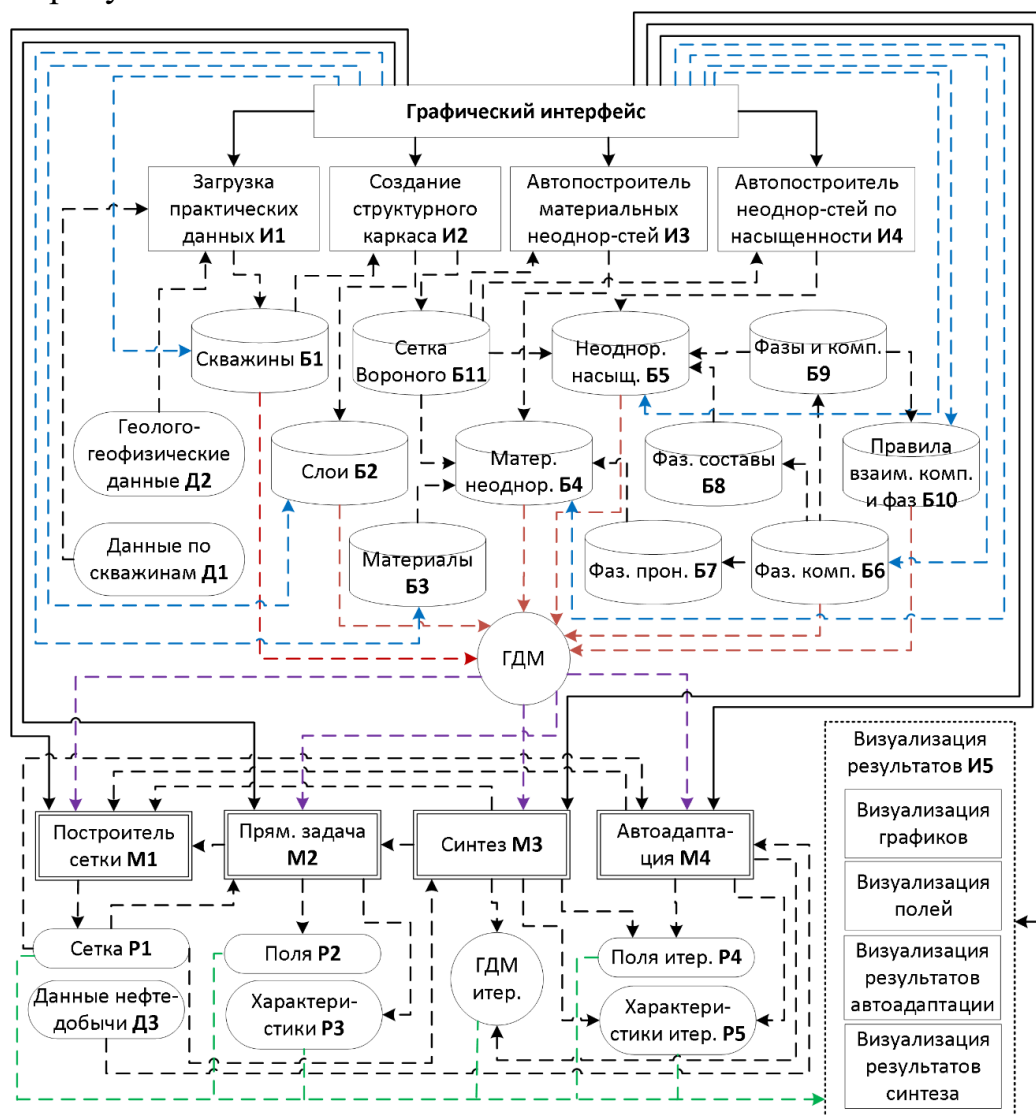


Рисунок 10 – Общая архитектура программного комплекса

Управление модулями осуществляется с помощью графического интерфейса пользователя. На схеме представлены следующие элементы:

- 1) блоки данных первого типа $B1..B10$, для которых существует возможность заполнения как «вручную» средствами интерфейса, так и автоматически с использованием модулей интерфейса;
- 2) блоки данных второго типа $P1..P5$, которые являются результатом моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи и могут быть визуализированы с использованием инструментальных средств модуля $I5$;
- 3) блоки данных третьего типа $D1, D2$ и $D3$, в которых содержится информация (практические данные) по конкретному нефтяному месторождению;
- 4) программные модули интерфейса $I1..I4$, реализующие функции, связанные с заполнением блоков данных и их визуализацией;

5) программные модули $M1..M4$ для моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи.

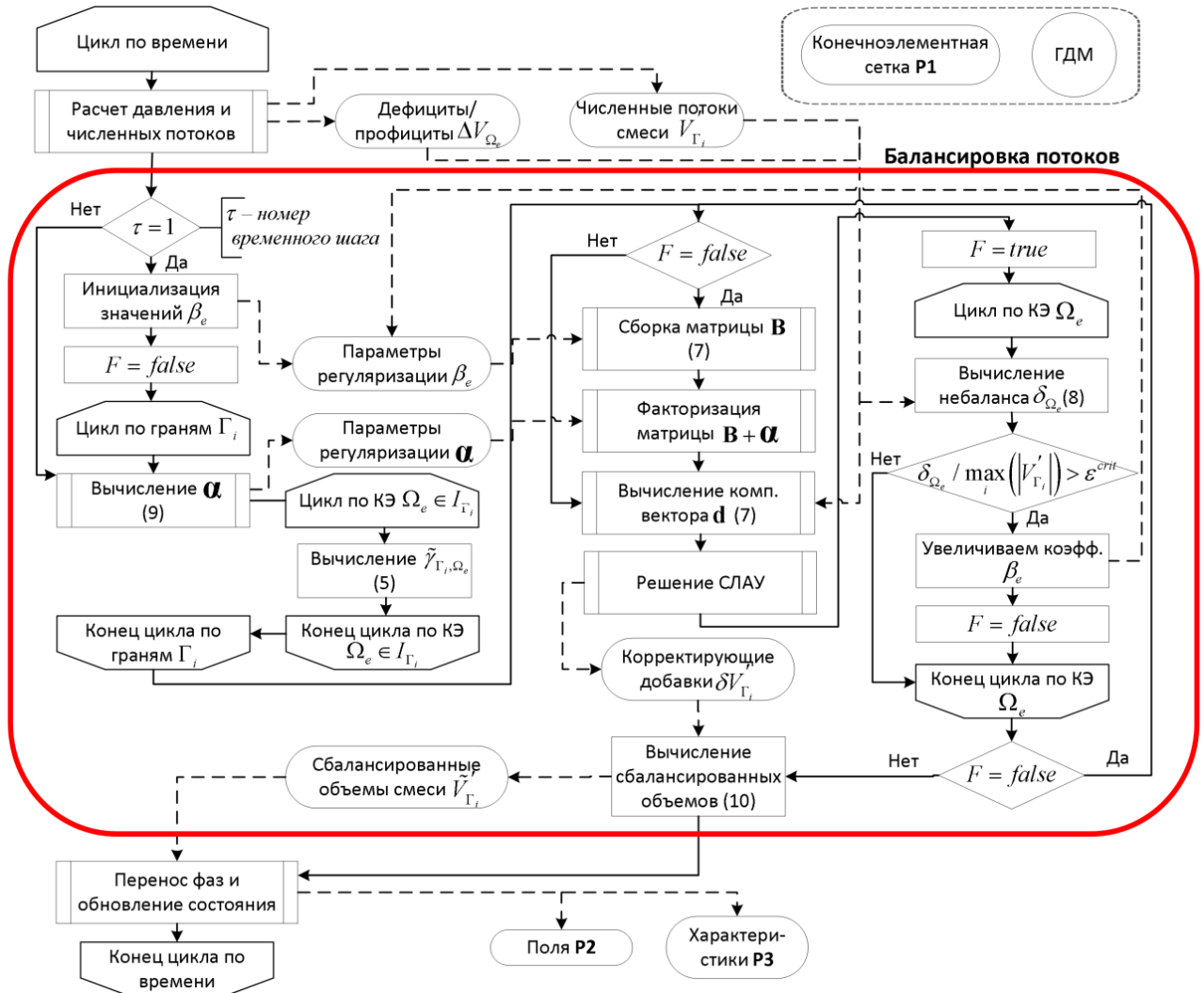


Рисунок 11 – Подсистема балансировки численных потоков

На рисунке 12 представлены элементы графического интерфейса.

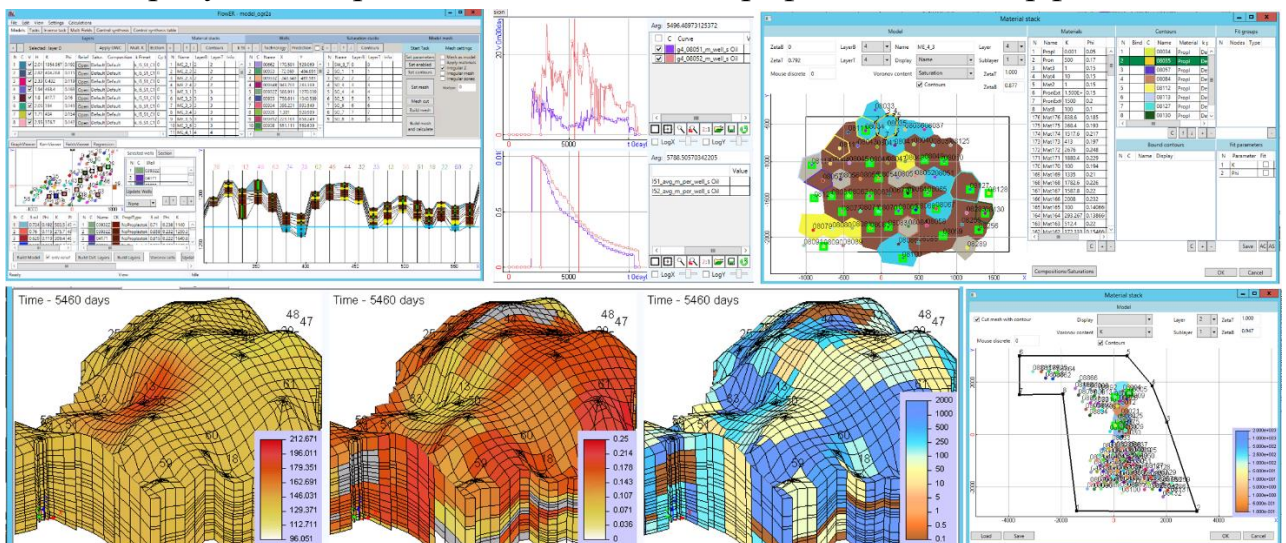


Рисунок 12 – Элементы графического интерфейса пользователя

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработан метод балансировки многофазных потоков при конечноэлементном моделировании многофазных течений в неоднородных пористых средах, обеспечивающий локальное сохранение масс всех компонент фильтрующейся смеси. Приведена математическая модель и соответствующая вычислительная схема, позволяющие значительно сокращать вычислительные затраты при сохранении необходимой точности аппроксимации.

2. Разработан метод создания по скважинным данным трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения с автоматической параметризацией, учитывающий все необходимые (значимые) трехмерные неоднородности среды. Данный метод позволяет использовать очень детальные геолого-гидродинамические модели, учитывающие возможное изменение свойств среды в окрестностях каждой скважины, при этом обеспечивается высокая вычислительная эффективность, в том числе за счет использования неконформных конечноэлементных сеток с гибкой стыковкой конечных элементов.

3. Показано, что применение метода балансировки многофазных потоков позволяет уже на грубых конечноэлементных сетках получать решение, сравнимое по точности с решением без использования данного метода, полученным на сетке с многократным дроблением (3-5 вложенных дроблений). Вычислительные затраты, необходимые для получения решения сравнимой точности без использования метода балансировки потока, на 2 порядка выше, чем соответствующие затраты, необходимые для балансировки. Вычислительные затраты на процедуру балансировки не превышают 15% от общего времени вычислений, в том числе за счет использования алгоритма адаптивного уточнения параметров.

4. Проведенные исследования показали, что метод балансировки свободен от сложностей, связанных с ориентацией сетки (даже для сложных моделей, содержащих множество граничащих друг с другом зон с проницаемостями, отличающимися на несколько порядков). Также было показано, что метод балансировки является более точным, чем метод постобработки потоков, представленный в работах авторов M.F. Wheeler, S. Lee, S. Sun, L.H. Odsæter и др. При этом метод, рассмотренный в работах M.F. Wheeler, S. Lee, S. Sun, L.H. Odsæter и др., может быть существенно улучшен за счет применения весовых функций, предложенных в данной диссертационной работе для метода балансировки. Однако даже в этом случае предложенный метод балансировки в вычислительном плане является на порядок более эффективным.

5. Проведенные исследования по созданию трехмерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений показали, что строение стартовой

модели сразу же обеспечивает достаточно хорошее совпадение расчетных и наблюдаемых данных нефтедобычи для ряда скважин, а для остальных скважин созданная параметризация стартовой модели позволяет получить необходимое совпадение всего за несколько итераций автоадаптации. Также было показано значительное снижение вычислительных затрат за счет использования несогласованных конечноэлементных сеток – общее время моделирования сокращается практически на порядок, при этом сохраняется необходимая точность аппроксимации.

6. Разработанные подсистемы программного комплекса моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи предоставляют широкие возможности для создания и анализа трехмерных геолого-гидродинамических моделей месторождений. Включенные в них инструментальные средства позволяют значительно сократить трудозатраты на создание моделей реальных нефтяных месторождений.

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. **Гриф А.М.**, Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г. Определение влияния нагнетательных скважин на добывающие в динамике их работы с использованием гидродинамического моделирования // Научный вестник НГТУ. 2019, Т. 77, № 4. С. 31–44.

2. 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. 450–458.

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 международных информационно-аналитических системах научного цитирования Web of Science и 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. P. 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. P. 108245. (*Q1 WoS/ Q1 Scopus*)

6. Three-dimensional inversion of airborne data with applications for detecting elongated subvertical bodies overlapped by an inhomogeneous conductive layer with topography / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Kiselev D.S., **Grif A.M.**, Koshkina Y.I., Sivenkova A.P. // Geophysical Prospecting. 2020. Vol. 68. P. 2217–2253.

7. Improving the computational efficiency of solving multisource 3-D airborne electromagnetic problems in complex geological media / Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D.V., Kiselev D.S., Sivenkova A.P., **Grif A.M.** // Computational Geosciences 2021 25:6. Springer, 2021. Vol. 25. P. 1957–1981.

Работы, опубликованные в изданиях, индексируемых в международной информационно-аналитической системе научного цитирования Scopus:

8. **Grif A.M.** Creation of a Starting Model of the Reservoir Based on a Set of Well Data // 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. 573–578.

9. Ovchinnikova A.S., Patrushev I.I., **Grif A.M.** Modeling of Gas-liquid Mixture Flow Considering the Processes of Gas Liberation and Dissolution // 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.

10. Numerical modeling of multi-phase flow for various junctions of water and oil saturated layers in 3-D porous media / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, I.I. Patrushev, **A.M. Grif** // Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2018) = Actual problems of electronic instrument engineering: 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.

11. 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.

12. The approach to the automatic adaptation of a high-viscosity oil field hydrodynamic model based on the multidimensional inverse problem of multi-phase filtration [Electronic resource] / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, **A.M. Grif**, A.S. Ovchinnikova, I.I. Patrushev, A.V. Nasybullin, E.V. Orekhov // Геомодель 2019 = Geomodel 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, pp. 1-6.

13. Oil production optimization based on the finite-element simulation of the multi-phase flow in porous media and inverse problem solution [Electronic resource] / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, **A.M. Grif**, I.I. Patrushev, A.S. Ovchinnikova // GeoBaikal 2020 = ГеоБайкал 2020 : материалы конф., Иркутск, окт. 2020 г. Иркутск : EAGE, 2020. С. 1–6.

14. Uncertainty and approximation of a highly heterogeneous oil reservoirs when solving problems of automatic history matching / M.G. Persova, Y.G. Soloveichik, D.V. Vagin, A.S. Ovchinnikova, **A.M. Grif** // Геомодель 2021 = Geomodel 2021 : 23 науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, Геленджик, 6–10 сент. 2021 г. Геленджик, : EAGE, 2021. С. 1–6.

Программы для ЭВМ, зарегистрированные в ФИПС (Роспатент):

15. HDPoM (HydroDynamic in Porous Media) / Соловейчик Ю.Г., Персова М.Г., Вагин Д.В., **Гриф А.М.**, Патрушев И.И., Овчинникова А.С. // Свидетельство о государственной регистрации №2018665401 от 04.12.2018 М.: ФИПС (Роспатент). 2018.

16. Программное обеспечение, реализующее работу с информационными массивами данных при решении задач геологоразведки и многофазной фильтрации / Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Вагин Д.В., Токарева М.Г., Симон Е.И., Патрушев И.И., **Гриф А.М.** // Свидетельство о государственной регистрации № 2018619455 от 07.08.2018 М.: ФИПС (Роспатент). 2018.

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.: ФИПС (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.**, Киселев Д.С. // Свидетельство о государственной регистрации № 2019665615 от 26.11.2019 М.: ФИПС (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 № 1097. Подписано в печать 09.06.2022 г.