

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

На правах рукописи



Гриф Александр Михайлович

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

Специальность 05.13.18 – Математическое моделирование,
численные методы и комплексы программ

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Соловейчик Юрий Григорьевич
доктор технических наук, профессор

Новосибирск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ ДЛЯ ПОСТОБРАБОТКИ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ ПРИ КОНЕЧНОЭЛЕМЕНТНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ	14
1.1 Математическая модель многофазной фильтрации.....	14
1.2 Постобработка многофазных конечноэлементных потоков	19
1.3 Метод балансировки потоков на неконформных конечноэлементных сетках.....	23
Выводы по главе 1	25
ГЛАВА 2 СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	27
2.1 Параметризация геолого-гидродинамической модели.....	27
2.2 Построение поверхностей пластов и трехмерных неоднородностей.....	28
2.3 Создание трехмерных неоднородностей.....	31
2.4 Автоадаптация и анализ неопределенностей.....	35
Выводы по главе 2	37
ГЛАВА 3 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ	38
3.1 Исследование метода создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей	38
3.2 Анализ использования стартовой трехмерной геолого- гидродинамической модели месторождения для автоадаптации по истории разработки.....	46
3.3 Анализ эффективности метода балансировки потоков	53
3.4 Исследование метода балансировки потоков на неконформных конечноэлементных сетках.....	58
3.5 Анализ эффектов ориентации конечноэлементных сеток при использовании метода балансировки потоков.....	64
3.6 Исследование эффективности метода балансировки в сравнении с технологией постобработки, основанной на методе проецирования.....	69

Выводы по главе 3	78
ГЛАВА 4 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, РЕАЛИЗУЮЩИЙ МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕДОБЫЧИ.....	81
4.1 Общая архитектура программного комплекса.....	81
4.2 Создание структурного каркаса и поверхностей пластов	87
4.3 Автоматическое создание трехмерных неоднородностей.....	90
4.4 Визуализация результатов моделирования	93
Выводы по главе 4	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ	116
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов диссертационной работы	120

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности. Актуальность диссертационной работы определяется необходимостью разработки новых математических моделей и вычислительно эффективных программных комплексов, позволяющих создавать трехмерные цифровые двойники месторождений и выполнять высокоадекватное моделирование процессов нефтедобычи.

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) [1–6].

Коммерческие специализированные геолого-гидродинамические программные комплексы (например, ECLIPSE [7], Tempest [8], tNavigator [9] и др.) предоставляют различные возможности для создания стартовой цифровой модели месторождения, ее адаптации и проведения расчетов. При этом для моделирования используются, в основном, методы конечных объемов и конечных разностей, которые позволяют получать численное решение, обеспечивающее выполнение закона сохранения масс [10–17].

Однако во многих работах отмечаются недостатки данных методов, связанные как с точностью численных решений при резком изменении свойств среды и существенной анизотропии, так и с ограниченной геометрической гибкостью [18,19].

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 [20–22]. Вместе с тем известно, 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 [23–26]. Это обстоятельство может приводить к плохой точности в численном решении [27], поэтому ряд исследователей предлагает специальные модификации МКЭ.

Применение гибридного или смешанного МКЭ [26,28–35] позволяет получить консервативное решение, однако соответствующие программные реализации характеризуются достаточно высокими вычислительными затратами.

В работах [36–38] рассчитанные с помощью CG FEM потоки модифицируются посредством их проецирования в консервативное подпространство за счет добавления кусочно-постоянной корректирующей поправки. В [39] для получения локально консервативного потока из решения CG FEM предложен метод постобработки, реализованный на использовании контрольных объемов, построенных из исходной сетки конечных элементов. 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 [38,40–45] для решения задач фильтрации, являются достаточно 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. Наблюдается также достаточно сильная зависимость решения задачи фильтрации от ориентации сетки [46–48], 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 [49–54]. Это позволяет при построении доста-

точно 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. Поэтому актуальными являются задачи по разработке алгоритмов для автоматического формирования по скважинным данным 3D неоднородностей в стартовой ГГДМ, позволяющие генерировать экономичные несогласованные конечноэлементные сетки.

Метод построения стартовой ГГДМ неотъемлемо связан со способом параметризации, которая используется при автоматической адаптации модели месторождения по историческим данным [55–60]. Широко распространенными на практике являются достаточно простые варианты параметризации ГГДМ, которые содержат в основном значения параметров среды в ячейках дискретной модели [61,62]. Существующие подходы для адаптации зачастую используют стохастические методы построения ГГДМ [63–67], но они порождают проблемы большой неопределенности при адаптации моделей на исторические данные [68–71]. 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) [72–75].

В свою очередь, знание границ, разделяющих различные неоднородности, имеет решающее значение для правильной оценки коллектора и прогнозирования добычи нефти в будущем [68]. 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 [76]. Подходы, представленные в работах [68,77,78], 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 [78].

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.

Отдельное внимание стоит уделить вопросу построения поверхностей пластов ГГДМ. Зачастую построение этих поверхностей возможно только по скважинным данным. При этом алгоритмы интерполяции, реализованные в программных комплексах, часто не позволяют получить удовлетворительное качество поверхностей – может быть некорректно учтена законтурная область, ВНК, не соблюдена корректность построения поверхности в условиях крайне высокой площадной неоднородности размещения скважин и др. [79–81]. Также это может приводить к нарушению геологической обоснованности модели, ошибочной оценке площади и запасов залежи [82]. Поэтому построение поверхностей пластов ГГДМ является крайне важной и нетривиальной задачей.

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 (без «лишних» узлов) 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 реализующий метод балансировки модуль 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

Разработанный метод балансировки многофазных потоков при конечно-элементном моделировании многофазных течений в неоднородных пористых средах, обеспечивающий локальное сохранение масс всех компонент фильтрующейся смеси, может служить основой для создания эффективных вычислительных схем и программных реализаций моделирования процессов многофазной многокомпонентной фильтрации. В результате численных исследований было показано, что применение метода балансировки многофазных потоков позволяет уже на грубых конечноэлементных сетках получать решение, сравнимое по точности с решениями, полученными на сетках с многократными дроблениями, когда данный метод не используется. Также было показано, что

метод балансировки является более точным, чем метод постобработки потоков, основанный на методе проецирования и представленный в работах авторов M.F. Wheeler, S. Lee, S. Sun, L.H. Odsæter и др.

Разработанный метод создания по скважинным данным трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения с автоматической параметризацией, позволяющий строить детальные модели, учитывающие возможное изменение свойств среды в окрестностях каждой скважины, и при этом обеспечивающий высокую вычислительную эффективность, в том числе за счет использования неконформных конечноэлементных сеток с гибкой стыковкой конечных элементов, может служить основой для создания эффективных методов при решении практических задач нефтедобычи.

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). Получен акт внедрения результатов научного исследования (Приложение Б).

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 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.

Соответствие диссертационной работы паспорту научной специальности. Содержание диссертационной работы соответствует п.1 области исследований – «Разработка новых математических методов моделирования объектов и явлений», п.3 области исследований – «Разработка, обоснование и тестирование эффективных вычислительных методов с применением современных компьютерных технологий», п.4 области исследований – «Реализация эффективных численных методов и алгоритмов в виде комплексов проблемно-ориентированных программ для проведения вычислительного эксперимента» паспорта специальности научных работников 05.13.18 – «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ».

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.

Краткое 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.

Вторая глава содержит описание метода создания трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения по скважинным данным. Приводится способ параметризации модели в виде пластов и трехмерных неоднородностей, а также способы формирования их вертикальных и латеральных границ.

Кратко изложена методология автоадаптации по историческим данным с использованием построенной стартовой 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 результатов автоадаптации моделей по историческим данным.

Четвертая глава диссертационной работы содержит описание разработанного программного комплекса. Приводится описание общей архитектуры, основных модулей и их взаимосвязей, графического интерфейса пользователя.

В заключении приводятся основные результаты диссертационной работы.

ГЛАВА 1 МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ ДЛЯ ПОСТОБРАБОТКИ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ ПРИ КОНЕЧНОЭЛЕМЕНТНОМ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

1.1 Математическая модель многофазной фильтрации

Моделирование многофазной фильтрации в задачах нефтедобычи происходит в пористой среде, характеризующейся тензором абсолютной (структурной) проницаемости \mathbf{K} и пористостью Φ .

Скорость фильтрации \mathbf{u}^m для каждой фазы с номером $m = \overline{1, NP}$ определяется с помощью закона Дарси:

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

где κ^m – относительная фазовая проницаемость, η^m – динамическая вязкость, P – давление, P_c^m – капиллярное давление фазы, ρ^m – плотность фазы, \mathbf{g} – вектор гравитационных сил. Каждая фаза m характеризуется насыщенностью S^m ($\sum_{m=1}^{NP} S^m = 1$), и может состоять из L^m компонент с массовыми долями χ^{lm} (l – номер компоненты, $\sum_{l=1}^{L^m} \chi^{lm} = 1$) и молярной массой M_l .

Для получения распределения давления в расчетной области Ω решается краевая задача для уравнения

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

с краевыми условиями

$$P|_{\Gamma^1} = P^\Gamma, \quad (1.3)$$

$$\sum_{m=1}^{NP} \frac{\kappa^m}{\eta^m} \mathbf{K} \left(\text{grad} (P + P_c^m) + \rho^m \mathbf{g} \right) \Big|_{\Gamma^2} \cdot \mathbf{n} = f^\Gamma. \quad (1.4)$$

Здесь $f^\Omega = f^\Omega(P)$ – плотность объемного источника, Γ^1 – границы расчетной области Ω (удаленные границы, границы скважин), на которых задано давле-

ние P^Γ , Γ^2 – непроницаемые границы (на них $f^\Gamma = 0$) и зоны перфорации скважин, через которые осуществляется отбор или нагнетание смеси и на которых $f^\Gamma = \sum_{m=1}^{NP} f^{\Gamma,m}$ определяет удельный поток смеси; а \mathbf{n} – внешняя нормаль к Γ^2 .

Функция $f^\Omega(P)$ определяет изменение порового пространства и плотности фаз при изменении давления в области, а также задает правила смешивания фаз и протекание химических реакций, и может быть записана в виде

$$f^\Omega(P) = \frac{\Delta V(P)}{\text{mes}(\mathcal{X}\Omega) \cdot \Delta t}, \quad (1.5)$$

где $\mathcal{X}\Omega$ – произвольная подобласть расчетной области Ω (при численном решении – ячейка сетки), в которой вычисляются значения $f^\Omega(P)$, а

$\Delta V(P) = \sum_{m=1}^{NP} \Delta V^m(P)$ – дефицит/профицит объема смеси, образовавшийся в подобласти $\mathcal{X}\Omega$ при давлении P за время Δt .

В случае несжимаемых фаз f^Γ задает удельный объем смеси, который отбирается или нагнетается через единицу площади в единицу времени. При наличии в нагнетаемой смеси сжимаемой фазы m (характерно при моделировании закачки газа) $f^{\Gamma,m}$ определяется с помощью отношения величины массы (значение масс, которые протекают через единицу площади в единицу времени) к плотности этой фазы:

$$f^{\Gamma,m}(P) = \frac{M^m}{\rho^m(P)}. \quad (1.6)$$

В ситуации, когда известен отбор массы $M^{\Sigma m}$ только некоторых фаз (т.е. не известен ни объем смеси, ни давление на скважине), можно сформулировать краевое условие на зонах перфорации из Γ^1 в виде $P^\Gamma = P^\Gamma(M^{\Sigma m})$. В этом случае при некотором (искомом) давлении P^Γ будет осуществляться заданный от-

бор масс, т.е. $\sum_{m=1}^{NP} M^m (P^\Gamma) = M^{\Sigma m}$.

Таким образом, и правая часть уравнения (1.2), и функция f^Γ из краевого условия (1.4) в общем случае могут зависеть от искомого давления P , а сама краевая задача (1.2)–(1.4) становится нелинейной.

Решение задачи (1.2)–(1.4) находится с использованием метода конечных элементов [22,53,83,84]. При этом расчетная область Ω разбивается на конечные элементы Ω_e ($\Omega = \bigcup_e \Omega_e$), и в каждой ячейке Ω_e параметры среды, компонентно-фазовый состав и свойства флюидов будут постоянными на каждом шаге по времени.

С использованием рассчитанного в результате решения задачи (1.2)–(1.4) поля давления, 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 , а Q_{Γ_i, Ω_e}^m вычисляется по формуле

$$Q_{\Gamma_i, \Omega_e}^m = - \int_{\Gamma_i} \mathbf{K} \left(\text{grad} (P + P_c^m) + \rho^m \mathbf{g} \right) \cdot \mathbf{n}_{\Gamma_i, \Omega_e} d\Gamma. \quad (1.7)$$

Здесь $\mathbf{n}_{\Gamma_i, \Omega_e}$ – единичный вектор внешней нормали к грани Γ_i элемента Ω_e . Положительное значение интеграла соответствует вытеканию фазы m из элемента Ω_e , а отрицательное – втеканию в элемент Ω_e .

Для *внутренних* граней Γ_i вычисляется средневзвешенное значение величин (1.7), рассчитанное для содержащих Γ_i конечных элементов Ω_e и Ω_k :

$$Q_{\Gamma_i}^m = \theta_{\Gamma_i} Q_{\Gamma_i, \Omega_e}^m \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} + (1 - \theta_{\Gamma_i}) Q_{\Gamma_i, \Omega_k}^m \gamma_{\Gamma_i, \Omega_k}, \quad (1.8)$$

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 (1.8) вычисляются потоки фаз на гранях, при этом коэффициент подвижности κ^m/η^m выбирается с элемента, с которого поток вытекает:

$$V'_{\Gamma_i} = \begin{cases} \frac{\kappa_e^m}{\eta_e^m} Q_{\Gamma_i}^m, & Q_{\Gamma_i}^m \cdot \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} > 0, \\ \frac{\kappa_k^m}{\eta_k^m} Q_{\Gamma_i}^m, & Q_{\Gamma_i}^m \cdot \gamma_{\Gamma_i, \Omega_k} > 0, \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases} \quad (1.9)$$

Численные потоки фаз (1.9) используются для вычисления численного потока смеси V'_{Γ_i} через грань Γ_i :

$$V'_{\Gamma_i} = \sum_{m=1}^{NP} V'_{\Gamma_i}{}^m. \quad (1.10)$$

На *внешних* гранях Γ_i численные потоки фаз $V'_{\Gamma_i}{}^m$ вычисляются по формуле $V'_{\Gamma_i}{}^m = \frac{\kappa_e^m}{\eta_e^m} Q_{\Gamma_i, \Omega_e}^m$. Потоки смеси V'_{Γ_i} вычисляются также как сумма численных потоков фаз $V'_{\Gamma_i}{}^m$ (1.10).

Для граней скважин $\Gamma_i \in \{\Gamma_j : \Gamma_j \in \Gamma^w\}$ (где w – номер скважины), на которых задано краевое условие (1.4), необходимо скорректировать потоки смеси таким образом, чтобы общий объем, текущий через них, был равен заданному объему $V^{\Gamma^w} = f^{\Gamma} \cdot \sum_{\Gamma_i \in \Gamma^w} \text{mes}(\Gamma_i)$. Для этого вычисляется недостающий/избыточный объем $V^{\Gamma^w} - \sum_{\Gamma_i \in \Gamma^w} V'_{\Gamma_i}$, который распределяется пропорционально численным потокам V'_{Γ_i} . Тогда скорректированные значения объемов V'_{Γ_i} для граней $\Gamma_i \in \Gamma^w$ будут вычислены следующим образом:

$$\tilde{V}'_{\Gamma_i} = V'_{\Gamma_i} + \left(V^{\Gamma^w} - \sum_{\Gamma_i \in \Gamma^w} V'_{\Gamma_i} \right) \frac{|V'_{\Gamma_i}|}{\sum_{\Gamma_i \in \Gamma^w} |V'_{\Gamma_i}|}, \quad (1.11)$$

где $|V'_{\Gamma_i}|$ – абсолютное значение V'_{Γ_i} .

Консервативность решения достигается за счет коррекции объемов смеси V'_{Γ_i} с помощью процедуры балансировки потоков, в результате которой для граней Γ_i определяются сбалансированные перетекающие объемы смеси \tilde{V}'_{Γ_i} . Подробное описание этого метода приведено в следующем разделе.

Используя сбалансированные потоки смеси \tilde{V}'_{Γ_i} , вычисляются потоки для отдельных фаз $\tilde{V}'^m_{\Gamma_i}$. Для этого для каждой грани Γ_i рассчитываются величины $D^m_{\Gamma_i}$, определяющие долю m -й фазы в суммарном потоке фаз:

$$D^m_{\Gamma_i} = \frac{|V'^m_{\Gamma_i}|}{\sum_{n=1}^{NP} |V'^n_{\Gamma_i}|}. \quad (1.12)$$

С помощью величин (1.12) вычисляются сбалансированные объемы фаз, перетекающие через грань Γ_i :

$$\tilde{V}'^m_{\Gamma_i} = V'^m_{\Gamma_i} + \left(\tilde{V}'_{\Gamma_i} - \sum_{l=1}^{NP} V'^l_{\Gamma_i} \right) \cdot D^m_{\Gamma_i}. \quad (1.13)$$

В результате, объем m -й фазы, который за время Δt перетекает через грань Γ_i , вычисляется в виде

$$\tilde{V}^m_{\Gamma_i} = \tilde{V}'^m_{\Gamma_i} \cdot \Delta t. \quad (1.14)$$

Обновление состояния ячеек происходит следующим образом. Новые значения насыщенностей на элементе Ω_e вычисляются с помощью соотношения

$$\tilde{S}^m_{\Omega_e} = \frac{\text{mes}(\Omega_e) \Phi S^m + \Delta V^m + \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{in},m}} \tilde{V}^m_{\Gamma_i} - \sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} \tilde{V}^m_{\Gamma_i}}{\text{mes}(\Omega_e) (\Phi + \Delta \Phi)}, \quad (1.15)$$

где $I_{\Omega_e}^{\text{in},m}$ и $I_{\Omega_e}^{\text{out},m}$ – множество номеров граней элемента Ω_e , через которые m -я фаза втекает в Ω_e и, соответственно, вытекает из него, а $\Delta\Phi$ – изменение объема порового пространства за счет изменения давления.

Для определения новых массовых долей $\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{lm}$ компоненты l в m -й фазе вычисляется число молей вещества в элементе Ω_e :

$$\tilde{n}_{\Omega_e}^{lm} = \left(\sum_{i \in I_{\Omega_e}^{\text{in},m}} \rho_{\Omega_{k_i}}^m \chi_{\Omega_{k_i}}^{lm} \tilde{V}_{\Gamma_i}^m + \rho_{\Omega_e}^m \chi_{\Omega_e}^{lm} \left(\text{mes}(\Omega_e) \Phi S^m + \Delta V^m - \sum_{j \in I_{\Omega_e}^{\text{out},m}} \tilde{V}_{\Gamma_j}^m \right) \right) / M_l, \quad (1.16)$$

где Ω_{k_i} – ячейка, из которой объем фазы $\tilde{V}_{\Gamma_i}^m$ втекает в ячейку Ω_e через грань Γ_i .

Тогда новые массовые доли $\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{lm}$ вычисляются с помощью формулы

$$\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{lm} = \left(\tilde{n}_{\Omega_e}^{lm} \cdot M_l \right) / \left(\sum_{k=1}^{L^m} \tilde{n}_{\Omega_e}^{km} \cdot M_k \right). \quad (1.17)$$

По полученным значениям $\tilde{S}_{\Omega_e}^m$ и $\tilde{\chi}_{\Omega_e}^{lm}$ вычисляются новые значения вязкостей $\eta_{\Omega_e}^m$ и фазовых проницаемостей $\kappa_{\Omega_e}^m$ с использованием заданных соотношений.

После получения обновленного состояния параметров осуществляется переход на новый временной шаг, начинающийся с расчета поля давления – и все действия повторяются до окончания времени моделирования.

1.2 Постобработка многофазных конечноэлементных потоков

Применение МКЭ с узловыми базисными функциями для аппроксимации краевой задачи, описанной формулами (1.2)–(1.4), по методу Галеркина дает численное решение, не гарантирующее сохранение масс веществ в фильтрующейся смеси (закон сохранения в этом случае лишь аппроксимируется с той или иной точностью в зависимости от подробности сетки). Этот факт отмечается, например, в работах [23–26].

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 (далее для краткости будем называть этот метод – *методом балансировки потоков*) [85–87].

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:

$$\sum_{e=1}^{N^e} \beta_e \left(\sum_{i \in I_{\Omega_e}} \left(\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot |V'_{\Gamma_i}| + \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \delta V'_{\Gamma_i} \right) - \frac{\Delta V_{\Omega_e}}{\Delta t} \right)^2 + \sum_{i=1}^{N^f} \alpha_i \left(\delta V'_{\Gamma_i} \right)^2 \rightarrow \min_{\delta V'_{\Gamma_i}}, \quad (1.18)$$

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:

$$\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e} = \begin{cases} -1, & V'_{\Gamma_i} \text{ втекает в } \Omega_e, \\ 1, & V'_{\Gamma_i} \text{ вытекает из } \Omega_e. \end{cases} \quad (1.19)$$

Минимизация (1.18) эквивалентна решению СЛАУ

$$(\mathbf{B} + \mathbf{\alpha})\mathbf{q} = \mathbf{d}, \quad (1.20)$$

где \mathbf{q} – это вектор, составленный из искомых значений δQ_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

$$B_{ij} = \begin{cases} \beta_e \cdot \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \gamma_{\Gamma_j, \Omega_e}, & i, j \in I_{\Omega_e}, i \neq j, e = 1 \dots N^e, \\ \sum_{k \in I_{\Gamma_i}} \beta_k, & i = j, \\ 0, & \text{иначе,} \end{cases} \quad (1.21)$$

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

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

Поскольку перетекающие объемы смеси на гранях, где заданы краевые условия (1.4), известны и определяются соотношением (1.11), то следует присвоить \tilde{V}'_{Γ_i} значение объемов закачиваемой или откачиваемой смеси, а соответствующие $\delta V'_{\Gamma_i}$ строки/столбцы исключить из СЛАУ (1.20) (с соответствующей коррекцией вектора правой части \mathbf{d}).

Значение небаланса на элементе вычисляется с помощью соотношения

$$\delta_{\Omega_e} = \left| \sum_{i \in I_{\Omega_e}} \left(\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot |V'_{\Gamma_i}| + \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} \cdot \delta V'_{\Gamma_i} \right) - \frac{\Delta V_{\Omega_e}}{\Delta t} \right|. \quad (1.22)$$

Параметры β_e определяют степень небаланса на Ω_e объемов 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 $\Gamma_i = \partial\Omega_e \cap \partial\Omega_k$:

$$\alpha_i = \frac{\delta_{\Omega_e} + \delta_{\Omega_k}}{2\delta_{\Omega_e} \delta_{\Omega_k}}. \quad (1.23)$$

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

$$\tilde{V}'_{\Gamma_i} = V'_{\Gamma_i} + \delta V'_{\Gamma_i}. \quad (1.24)$$

Алгоритм балансировки потоков смеси на основе численных (несбалансированных) потоков смеси V'_{Γ_i} и распределения (значения в ячейках) дефицита/профицита объема смеси ΔV будет иметь следующий вид.

Алгоритм 1. Балансировка потоков

```

1:   if  $\tau = 1$  then                                      $\triangleright \tau$  – номер временного шага
2:      $\forall \Omega_e$  инициализируем коэффициенты  $\beta_e$  некоторыми значениями
3:   end if
4:   for всех граней  $\Gamma_i$  do
5:     for всех конечных элементов  $\Omega_e$ , содержащих грань  $\Gamma_i$  do
6:       Вычисляем величины  $\tilde{\gamma}_{\Gamma_i, \Omega_e}$  по формуле (1.19)
7:     end for
8:     Вычисляем компоненты матрицы  $\mathbf{A}$  по формуле (1.23)
9:   end for
10:  M1:
11:   if  $\tau = 1$  или  $F = false$  then                        $\triangleright F$  – критерий останова
12:     Вычисляем компоненты матрицы  $\mathbf{B}$  по формуле (1.21)
13:     Выполняем факторизацию матрицы  $\mathbf{B} + \mathbf{A}$ 
14:     Сохраняем соответствующие треугольные матрицы
15:   end if
16:   Вычисляем компоненты вектора  $\mathbf{d}$  по формуле (1.21)
17:   Решаем СЛАУ с треугольными матрицами и получаем значения  $\delta V'_{\Gamma_i}$ 
18:    $F \leftarrow true$ 
19:   for всех конечных элементов  $\Omega_e$  do
20:     Вычисляем небаланс на элементе  $\delta_{\Omega_e}$  по формуле (1.22)
21:     if  $\delta_{\Omega_e} / \max_i (|V'_{\Gamma_i}|) > \varepsilon^{crit}$  then
22:       увеличиваем коэффициент  $\beta_e$  некоторым образом
23:        $F \leftarrow false$ 
24:     end if

```

```

25:   end for
26:   if  $F = false$  then
27:       go to M1
28:   else
29:       Вычисляем сбалансированные потоки  $\tilde{V}'_{\Gamma_i}$  по формуле (1.24)
30:   end if

```

Следует отметить, что цикл по подбору параметров β_e (строки 22-23) зачастую выполняется только один раз в начале процесса моделирования (т.е. на первом временном шаге). Если после первого прохода строк 22-23 (в цикле M1) ни одно из значений β_e не было изменено, то это означает, что на всех конечных элементах Ω_e требования к точности соблюдения баланса выполнены, и подбора коэффициентов β_e в цикле M1 не требуется (значения коэффициентов β_e останутся такими же, что и на предыдущем временном шаге). Значит, не изменилась и матрица СЛАУ (1.20), и можно использовать факторизацию этой матрицы, полученную на предыдущих временных шагах (например, с помощью программной библиотеки Intel MKL PARDISO [88]). Таким образом, временные затраты, связанные с использованием процедуры балансировки потоков, являются достаточно малыми по сравнению с затратами, требуемыми для решения краевой задачи (1.2)–(1.4) и вычисления новых значений насыщенности на каждом временном шаге.

1.3 Метод балансировки потоков на неконформных конечноэлементных сетках

Применение в качестве ячеек дискретизации неконформных конечноэлементных сеток позволяет использовать очень детальные геолого-гидродинамические модели, учитывающие возможное изменение свойств среды в окрестностях каждой скважины. В таком случае в сетке могут содержаться элементы, которые имеют грани с примыкающими к ним несколькими конечными элементами [49–54]. Такие «большие» грани, к которым примыкают гра-

ни нескольких конечных элементов, будем называть «big», а «малые» грани примыкающих элементов – «small». Остальные грани являются «обычными» – и их будем называть «regular». На рисунке 1.1 представлен вид конечноэлементной сетки в разрезе для модели реального месторождения, содержащей различные типы граней.

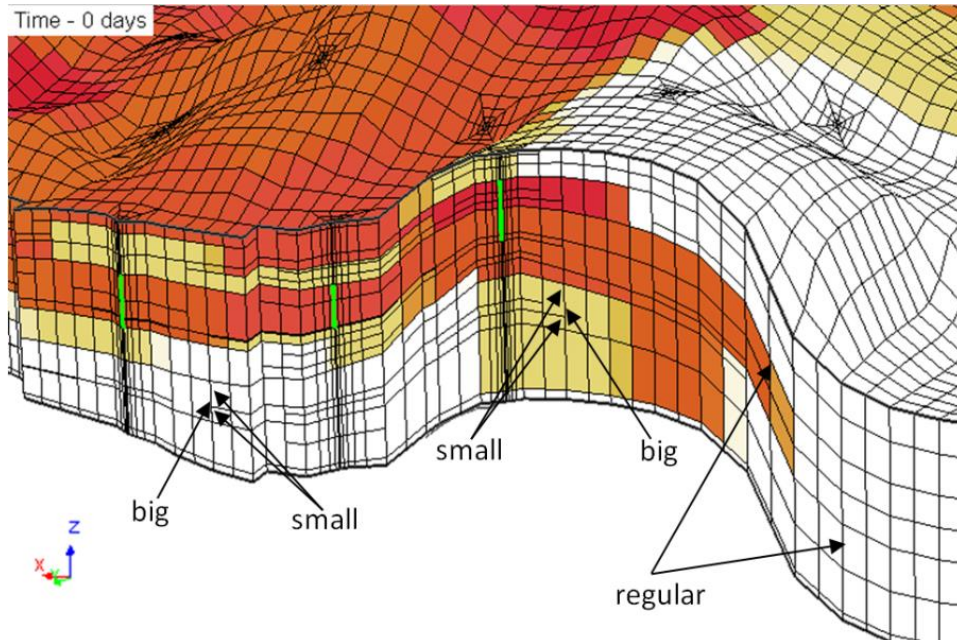


Рисунок 1.1 – Вид конечноэлементной сетки в разрезе для модели реального месторождения

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 «big» или «regular». Количество неизвестных в СЛАУ (1.20) будет равняться общему количеству «big» и «regular» граней. При этом добавки на «small» гранях вычисляются через добавки на соответствующих «big» гранях пропорционально их площади. Это обеспечивает согласованность потоков на «small» и «big» гранях.

Приведем пример фрагмента неконформной шестигранной сетки (рисунок 1.2). Он включает четыре конечных элемента, которые определяются с помощью глобальной нумерации узлов (на рисунке подписаны в прямоугольниках):

$$\Omega_1 = \{1, 2, 5, 6, 9, 10, 13, 14\} \quad , \quad \Omega_2 = \{2, 3, 16, 4, 17, 8, 18, 19\} \quad ,$$

$$\Omega_3 = \{16, 4, 6, 7, 20, 12, 14, 15\}, \Omega_4 = \{17, 8, 18, 19, 10, 11, 20, 12\}.$$

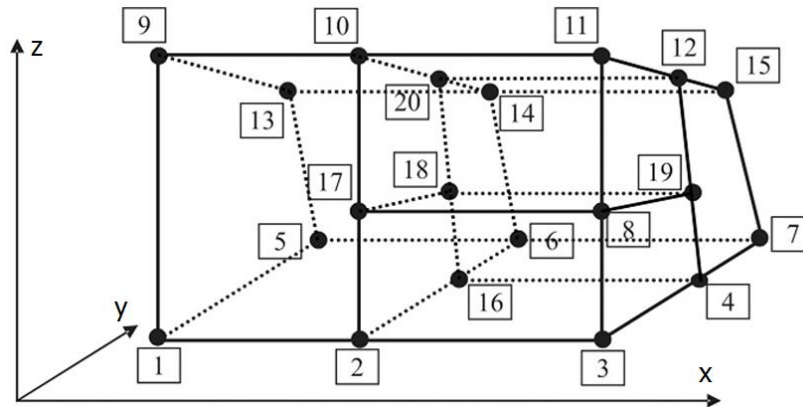


Рисунок 1.2 – Фрагмент неконформной сетки

В данной сетке к грани $\Gamma_1 = \{2, 6, 10, 14\}$ элемента Ω_1 стыкуется три элемента с помощью граней $\Gamma_3 = \{2, 16, 17, 18\}$, $\Gamma_4 = \{17, 18, 10, 20\}$ и $\Gamma_5 = \{16, 6, 20, 14\}$ (грань Γ_1 является «big», а грани Γ_3 , Γ_4 и Γ_5 – «small»). В свою очередь, к «big» грани $\Gamma_2 = \{16, 4, 20, 12\}$ элемента Ω_3 примыкают элементы Ω_2 и Ω_4 «small» гранями $\Gamma_6 = \{16, 4, 18, 19\}$ и $\Gamma_7 = \{18, 19, 20, 12\}$.

Корректирующие добавки $\delta V'_{\Gamma_i}$ для граней Γ_i , $i = \overline{3, 7}$ в СЛАУ (1.20) учитываться не будут. Соответствующие значения можно вычислить с использованием информации для граней Γ_1 и Γ_2 :

$$\delta V'_{\Gamma_i} = \begin{cases} \text{mes}(\Gamma_i) / \text{mes}(\Gamma_1) \cdot \delta V'_{\Gamma_1}, & i = \overline{3, 5}, \\ \text{mes}(\Gamma_i) / \text{mes}(\Gamma_2) \cdot \delta V'_{\Gamma_2}, & i \in \{6, 7\}. \end{cases}$$

Таким образом, используя найденные добавки $\delta V'_{\Gamma_i}$, можно рассчитать сбалансированные потоки смеси (1.24).

Выводы по главе 1

1. Рассмотрен подход к моделированию процесса многофазной многокомпонентной фильтрации в пористой среде. Подход основан на конечноэлементном расчете поля давления и явном переносе фаз между ячейками конечноэлементной сетки на каждом временном шаге.

2. Предложен метод балансировки численных потоков многофазной смеси

посредством их коррекции на гранях конечных элементов. Приведена математическая модель и соответствующая вычислительная схема, которая позволяет выполнять факторизацию матрицы СЛАУ на малом количестве временных шагов и при этом обеспечивает необходимую точность аппроксимации.

3. Разработан алгоритм, реализующий метод балансировки на неконформных конечноэлементных сетках с шестигранными ячейками. Данные сетки допускают пристыковку нескольких шестигранных конечных элементов произвольного размера к грани одного элемента.

ГЛАВА 2 СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Параметризация геолого-гидродинамической модели

Геолого-гидродинамическая модель месторождения представляется набором пластов, поверхности которых описываются бикубическими сплайнами 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. Трехмерные неоднородности могут «перекрывать» друг друга (как в стартовой модели, так и в результате перемещения их границ в ходе решения обратной задачи), а свойства области пересечения определяются приоритетами. Трехмерные неоднородности могут определять либо материальные свойства породы (т.е. определять значения компонент тензора абсолютной проницаемости, пористости, параметров фазовых проницаемостей), либо компонентно-фазовый состав смеси. В результате такой общей параметризации в обратной задаче ищутся значения физических величин внутри трехмерных неоднородностей (и пластов) и положения точек, описывающих границы трехмерных неоднородностей в плане (в этом случае параметрами являются смещения этих точек относительно их начального положения). Стоит отметить, что по вертикали положения трехмерных неоднородностей являются фиксированными, поскольку определяются исходными данными по скважинам.

Для внедрения разработанных методов в технологии нефтедобычи (для построения цифровых моделей месторождений и оптимизации на их основе дальнейшей разработки) требуется методология создания стартовой модели и выбора конкретных параметров обратной задачи и создание соответствующих инструментальных средств.

2.2 Построение поверхностей пластов и трехмерных неоднородностей

Исходными данными для построения стартовой цифровой модели являются положения скважин в плане, положения зон перфорации внутри них и каротаж вдоль их ствола [89]. Фактически, колонка скважины содержит разбиение на слои, для каждого из которых задаются признаки коллектор/неколлектор, нефтенасыщенный/водонасыщенный. В принципе, данные по скважинам могут содержать конкретные значения по проницаемости и пористости для каждого слоя, которые могут быть взяты в качестве стартовых для решения обратной задачи. Кроме того, каждому из слоев присваивается идентификатор, чтобы его можно было однозначно отнести к тому или иному пласту (горизонту). При этом в разных скважинах эти слои могут быть на разных глубинах, какие-то слои могут отсутствовать в отдельных скважинах и т.д.

Понятие «пласта» (горизонта) вводится следующим образом: он отделен от соседних «пластов» (горизонтов) непроницаемым (или почти непроницаемым) пропластком. «Пласт» (горизонт) может содержать несколько слоев, поэтому каждому пласту ставятся в соответствие идентификаторы слоев, которые он содержит. Кроме того, вводится понятие «группы скважин» – контур (или контуры) вокруг скважин этой «группы скважин» отделены от соседних водой.

На рисунке 2.1 представлен пример колонок скважин (которые строятся/отображаются на основе исходных данных), внутри которых выполнено разбиение на пласты (в данном случае представлен пример трех пластов, разделенных непроницаемыми пропластками).

На основе разбиения на пласты строятся бикубические сплайны [22], которые в дальнейшем определяют поверхности пластов и трехмерных неоднородностей внутри них (кроме того, возможен вариант загрузки таких поверхностей снаружи, например, из сейсмических данных, согласованных с данными по скважинам).

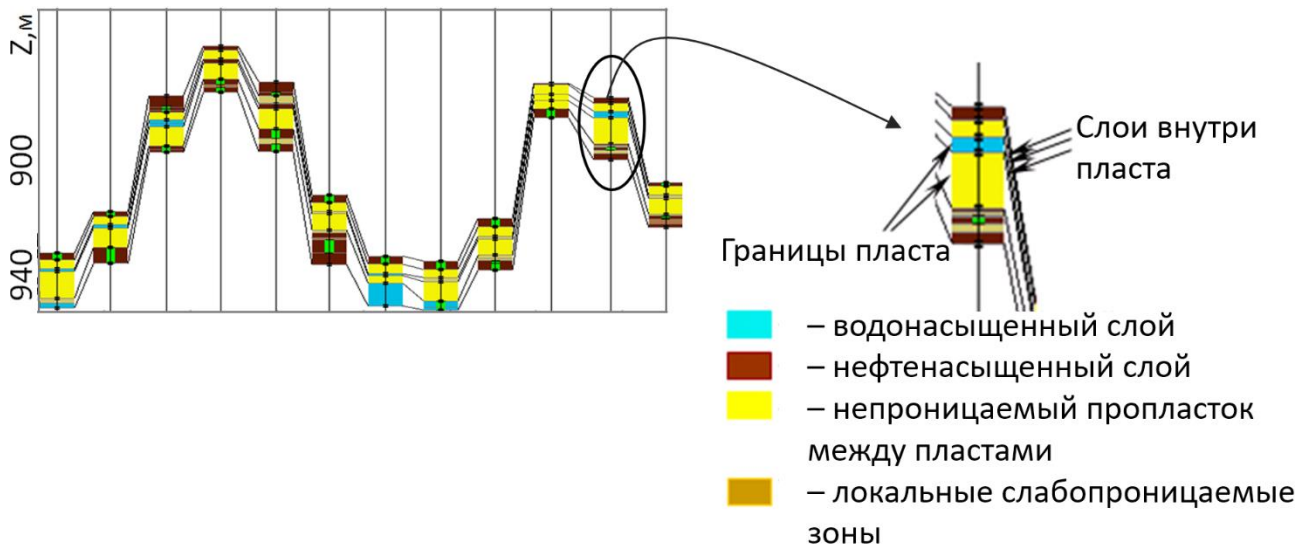


Рисунок 2.1 – Пример колонок скважин

После разбиения на пласты границам слоев внутри пластов для каждой скважины присваиваются локальные координаты, которые будут определять границы соответствующих трехмерных неоднородностей.

Поверхности пластов Z_l (l – номер поверхности) описываются функцией $Z_l = \mathbf{q}^T \boldsymbol{\psi}$, в которой \mathbf{q} – вектор коэффициентов, а $\boldsymbol{\psi}$ – вектор, составленный из эрмитовых кусочно-кубических базисных функций $\{\psi_i(x, y)\}$. Каждая поверхность Z_l находится в результате минимизации следующего функционала:

$$\sum_{w=1}^{N^w} (Z_l(x_w^l, y_w^l) - z_w^l)^2 + \int_{\Omega} \alpha(x, y) \left[\left(\frac{\partial Z_l(x, y)}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial Z_l(x, y)}{\partial y} \right)^2 \right] d\Omega \rightarrow \min_{q_i}, \quad (2.1)$$

где w – номер скважины, z_w^l – глубина границы пластового разбиения в местоположении скважины (x_w^l, y_w^l) , а $\alpha(x, y)$ – весовая функция в регуляризирующей добавке.

Минимизация функционала (2.1) эквивалентна решению СЛАУ

$$\mathbf{Aq} = \mathbf{b}, \quad (2.2)$$

в которой компоненты матрицы \mathbf{A} и вектора правой части \mathbf{b} определяются с помощью соотношений

$$A_{ij} = \sum_{w=1}^{N^w} \psi_i(x_w^l, y_w^l) \psi_j(x_w^l, y_w^l) +$$

$$+ \int_{\Omega} \alpha(x, y) \left(\frac{\partial \psi_i(x, y)}{\partial x} \frac{\partial \psi_j(x, y)}{\partial x} + \frac{\partial \psi_i(x, y)}{\partial y} \frac{\partial \psi_j(x, y)}{\partial y} \right) d\Omega,$$

$$b_i = \sum_{w=1}^{N^w} \psi_i(x_w^l, y_w^l) z_w^l.$$

В регуляризующей добавке используется весовая функция вида

$$\alpha(x, y) = \alpha_0 \sum_{w=1}^{N^w} \frac{1}{\left((x_w^l - x)^2 + (y_w^l - y)^2 + \varepsilon \right)^d}, \quad (2.3)$$

где коэффициент α_0 задает общий уровень сглаживания, степень d определяет уровень сглаживания в окрестности скважин, а слагаемое ε не позволяет знаменателю обращаться в ноль в точках, где расположены скважины (выбирается достаточно малым положительным числом).

Функция (2.3) позволяет сделать монотонным сглаживание в окрестностях скважин и избежать необоснованного появления «впадин» и «холмов» (рисунок 2.2).

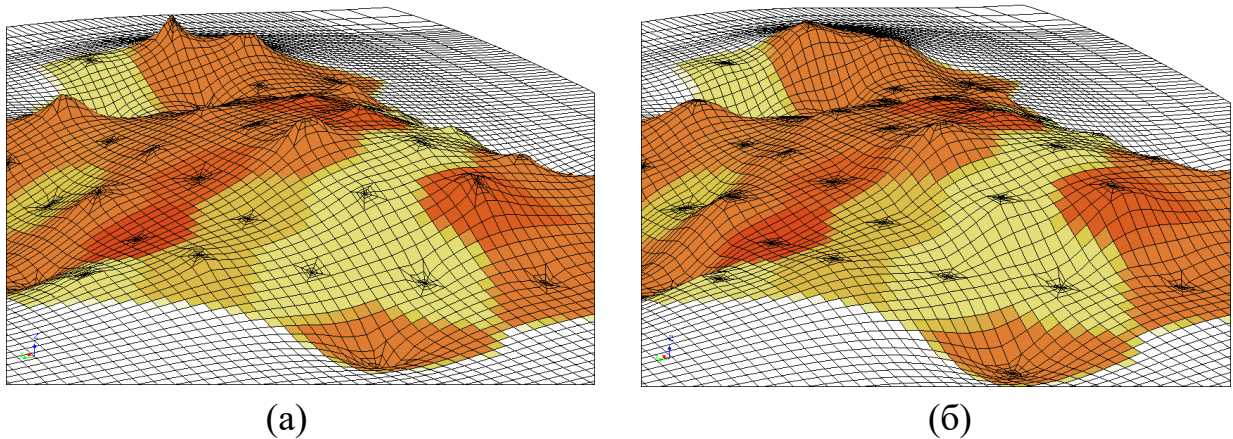


Рисунок 2.2 – Поверхность пластовой системы с использованием весовой функции $\alpha(x, y) = const$ (а) и функции (2.3) (б)

Для учета водонефтяного контакта корректируются поверхности пластовой системы – поднимаются, когда неоднородности по нефтенасыщенности находятся ниже ВНК; и опускаются, когда неоднородности по водонасыщенности находятся выше ВНК. Кроме того, поскольку поверхности пластов опре-

делены в локальных координатах, соответствующим образом корректируются границы зон перфорации скважин, которые, в свою очередь, также заданы через локальные координаты.

2.3 Создание трехмерных неоднородностей

На основе расположения скважин в плане строятся ячейки Вороного [90,91]. В принципе, ячейки Вороного строятся так, что скважины располагаются в их центрах. Однако, во-первых, скважины могут стоять достаточно редко, а во-вторых, может потребоваться детальное определение проницаемости снаружи крайних скважин (например, когда нефтяной контур существенно шире), поэтому в плане (вручную или автоматически) расставляются «виртуальные» скважины, которые также будут являться центрами ячеек Вороного. На рисунке 2.3а приведен пример ячеек Вороного. Точками показано положение реальных скважин, звездочками – положение «виртуальных» скважин.

Ячейки Вороного определяют границы в плане трехмерных подобластей, которые формируются вокруг каждой скважины. Количество этих трехмерных подобластей по вертикали определяется границами слоев внутри соответствующей скважины. Как уже отмечалось ранее, количество и положение слоев в разных скважинах может не совпадать, поэтому трехмерные неоднородности вокруг соседних скважин могут стыковаться несогласованно по оси Z (поскольку для моделирования используются несогласованные конечноэлементные сетки [53]).

Материальные свойства и компонентно-фазовый состав присваивается этим трехмерным подобластям в соответствии со свойствами слоев в окрестностях скважины. Для ячеек, центрами которых являются «виртуальные» скважины, положения границ слоев и соответствующие свойства интерполируются по данным с ближайших реальных скважин.

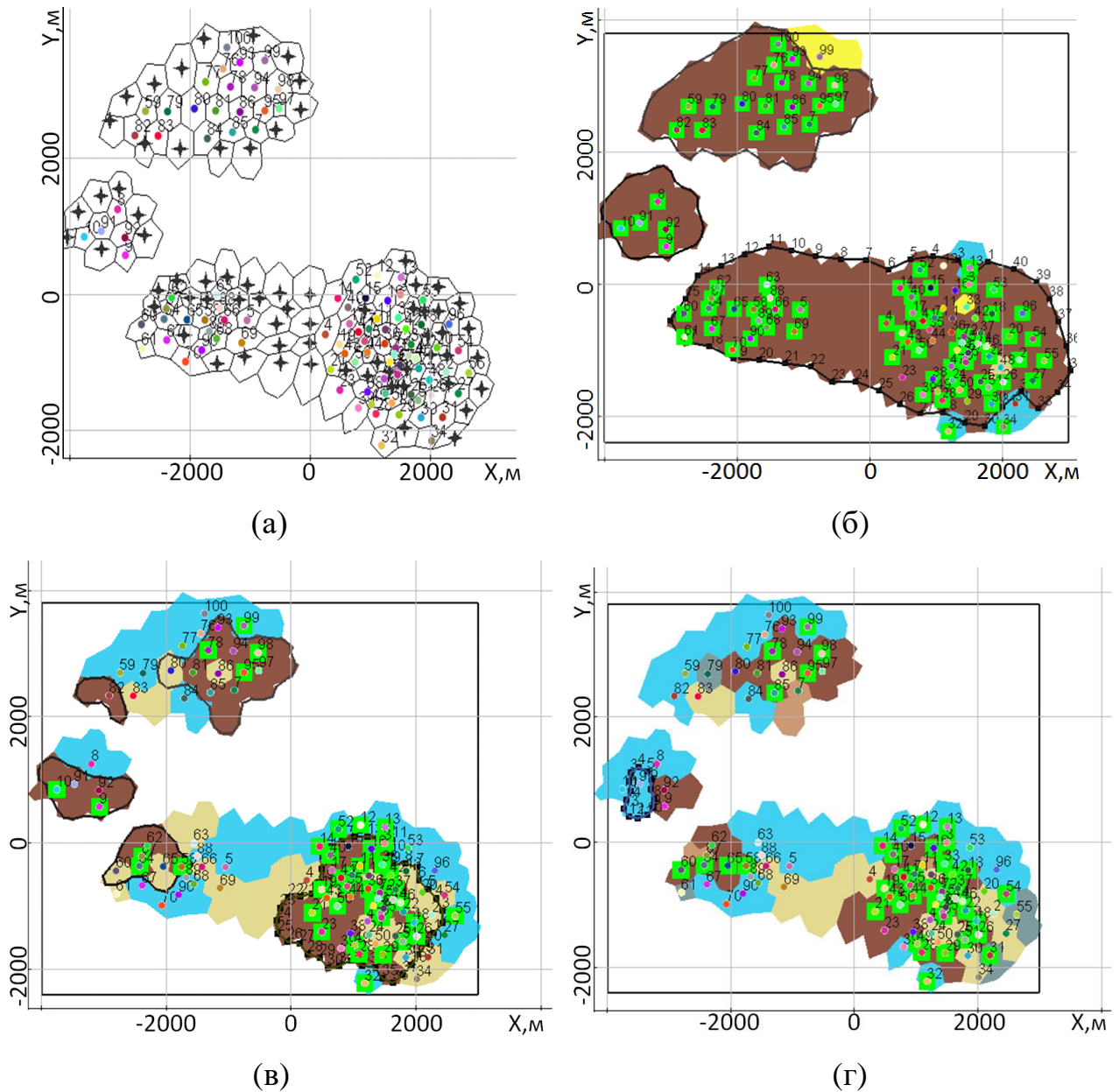


Рисунок 2.3 – Пример сетки Вороного (а), границы в плане неоднородностей нефтенасыщенности в двух (первом и третьем) горизонтах (б, в) и границы в плане неоднородности водонасыщенности в третьем горизонте (г)

Построение стартового положения неоднородностей нефтенасыщенности и водонасыщенности осуществляется автоматически следующим образом.

Вначале для каждой группы скважин внутри каждого пласта строится трехмерная неоднородность (или неоднородности) нефтенасыщенности. Для этого анализируется фазовый состав трехмерных подобластей верхних слоев, и подобласти, содержащие «нефть», объединяются. Примеры для двух пластов приведены на рисунках 2.3б,в (цифрами, в качестве примеров, обозначены точ-

ки, положения которых ищутся в ходе решения обратной задачи). По вертикали соответствующие неоднородности нефтенасыщенности задаются на толщину всего пласта (горизонта).

Затем строятся неоднородности водонасыщенности. Они всегда имеют более высокий приоритет, чем неоднородности нефтенасыщенности и, фактически, «накладываются» на них на соответствующих уровнях по вертикали. Верхняя граница неоднородностей водонасыщенности располагается на соответствующем уровне, который определен по скважине, а нижняя граница совпадает с нижней границей пласта. Пример границы в плане одной из неоднородностей водонасыщенности приведен на рисунке 2.3г.

На параметризацию границ неоднородностей накладываются ограничения, которые не позволяют контурам нефтенасыщенности и водонасыщенности перемещаться (в ходе решения обратной задачи) так, чтобы пересекать положение скважин (конечно, это относится только к реальным скважинам, а не к «виртуальным», поставленным для получения более подробной сетки Вороного).

Для уменьшения количества ячеек (конечных элементов) в сетке выполняется корректировка несогласованных стыковок по оси Z соседних неоднородностей. Так, для каждого слоя модели формируется список вертикальных границ неоднородностей, который модифицируется с помощью корректировки близких значений глубин в единую границу.

При описании латеральной границы неоднородности, состоящей из нескольких ячеек Вороного, целесообразно уменьшение количества граничных ребер при сохранении необходимой степени аппроксимации неоднородности. В этом случае граница может быть описана с помощью В-сплайна [92,93]. Тогда латеральная граница контура $S(t)$ при заданной для параметра t дискретизации $T = (t_0, t_1, \dots, t_{n+p+1})$ описывается функцией

$$S(t) = \sum_{i=1}^n x_i B_{i,p}(t), \quad (2.4)$$

в которой $B_{i,p}(t)$ – функции формы степени p , заданные в виде рекуррентных соотношений

$$B_{i,0}(t) = \begin{cases} 1, & t_i \leq t < t_{i+1}; \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}$$

$$B_{i,k}(t) = \frac{t - t_i}{t_{i+k} - t_i} B_{i,k-1}(t) + \frac{t_{i+k+1} - t}{t_{i+k+1} - t_{i+k}} B_{i+1,k-1}(t),$$

Введенная таким образом параметризация границы (2.4) задает также степень детализации – для уточнения границы необходимо уменьшить «шаг» по ребрам контура.

На рисунке 2.4 представлен пример создания латеральной границы неоднородности при использовании интерполированных с помощью В-сплайна ребер ячеек Вороного. Количество ребер в «гладкой» границе было уменьшено более чем в 3 раза, при этом сохранилась необходимая аппроксимация неоднородности.

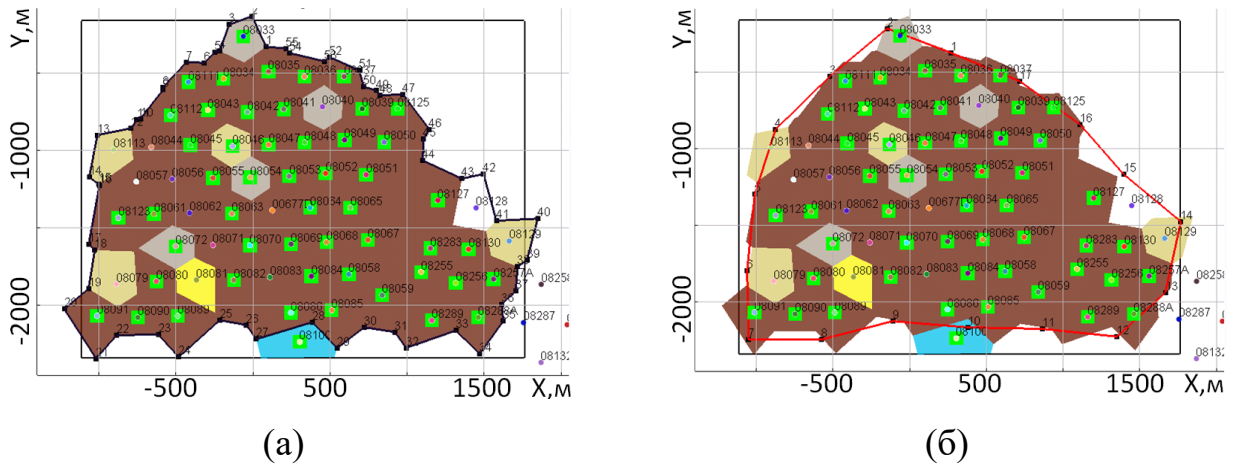


Рисунок 2.4 – Исходная (а) и сглаженная (б) латеральная граница контура

Границы трехмерных неоднородностей, определяющих материальные свойства, и стартовые значения параметров внутри них определяются непосредственно трехмерными подобластями, построенными на основе ячеек Вороного и разбиением на слои внутри скважин. Соответствующий пример трехмерных неоднородностей, определяющих материальные свойства, с конечно-элементной сеткой приведен на рисунке 2.5.

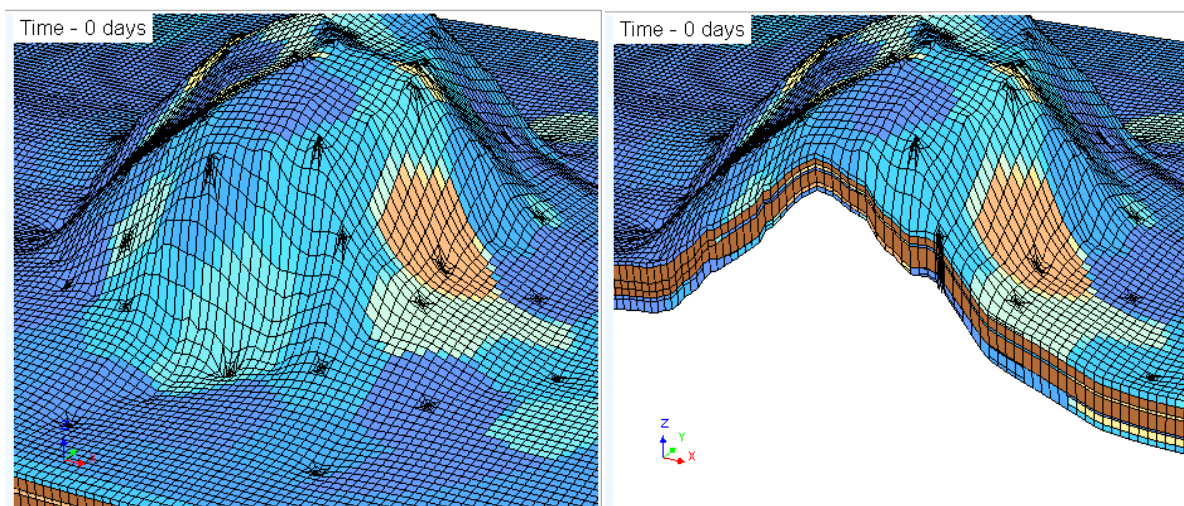


Рисунок 2.5 – Пример конечноэлементной сетки и отображения в ней материальных трехмерных неоднородностей

2.4 Автоадаптация и анализ неопределенностей

Описанные этапы построения стартовой геолого-гидродинамической модели были полностью автоматизированы. Созданы удобные инструментальные средства построения и анализа сплайнов, описывающих поверхности слоев, ячеек Вороного, их дробления и т.д., задания параметров и групп параметров. Это позволило автоматизировать процесс построения цифровой модели месторождения в целом [94–97].

Однако, для того чтобы повысить качество построения цифровых моделей месторождений и выявить зоны неопределенности, можно рекомендовать выполнение нескольких запусков процедуры решения обратной задачи для различных стартовых моделей.

Во-первых, можно использовать, как минимум, два варианта построения ячеек Вороного – исходное (где центрами ячеек являются точки, соответствующие положениям скважин) и полученное вложенным дроблением. Если при использовании вложенного дробления ячеек Вороного совпадение наблюдаемых и расчетных данных по скважинам значительно улучшилось, то для дальнейших экспериментов лучше использовать его.

Проведенные на сегодняшний день исследования показали, что по крайней мере для типов месторождений, характерных для Республики Татарстан

(некоторые примеры представлены в разделах 3.1 и 3.2), имеет смысл искать положение границ в плане трехмерных неоднородностей нефтенасыщенности и водонасыщенности, а для восстановления материальных свойств – использовать трехмерные неоднородности с фиксированными границами (при недостаточной детальности можно использовать вложенные дробления исходных ячеек Вороного).

Во-вторых, в одном из вариантов в качестве начальных значений материальных параметров внутри проницаемых подобластей можно задать однородное распределение проницаемости и пористости, а в другом варианте – взять начальные значения из данных каротажа скважин.

После этого можно сравнить полученные распределения параметров, и там, где будут наблюдаться существенные различия, считать на данном этапе жизни месторождения зонами неопределенности (и проводить переадаптацию в этих зонах в дальнейшем при получении по скважинам новых данных).

И, наконец, очень важным критерием адекватности получаемых геолого-гидродинамических моделей является следующее. Решение обратной задачи необходимо проводить не только для всего периода жизни месторождения, но и для части (например, $1/2$ или $2/3$), а на оставшийся период – строить прогноз (который в такой постановке можно сравнить с имеющимся фактом). Если построенная по части периода модель уже дает очень хороший прогноз, то полученная модель является высокоадекватной, а зоны неопределенности – довольно небольшими [49].

Также стоит отметить, что разработанная концепция и инструментальные средства работы с трехмерными неоднородностями и их параметрами позволяют применять и многоэтапные технологии построения цифровых моделей. Например, при неудовлетворительном результате подбора или если зоны неопределенности возникают только в одном небольшом участке коллектора, можно не менять структуру уже построенных неоднородностей, а сформировав новые (более подробные) ячейки Вороного на этом участке, «наложить» новые неоднородности поверх и искать параметры только в них.

Выводы по главе 2

1. Разработан метод построения стартовой геолого-гидродинамической модели месторождения с автоматической параметризацией, учитывающий все необходимые (значимые) 3D неоднородности среды и обеспечивающий высокую степень детализации. Данный метод позволяет строить геолого-гидродинамические модели, учитывающие известные свойства 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.

2. Предложен метод формирования поверхностей пластов и трехмерных неоднородностей по скважинным данным. Поверхности описываются бикубическим сплайном, коэффициенты которого находятся в результате минимизации функционала со специальными весовыми функциями в регуляризирующих добавках. Данные функции позволяют сделать сглаживание в окрестностях скважин более монотонным.

3. Рассмотрен способ создания по скважинным данным трехмерных неоднородностей в пластах месторождений, который при высокой детализации позволяет генерировать экономичные (без «лишних» узлов) неконформные сетки. Латеральные границы этих неоднородностей задаются с использованием ячеек Вороного, а вертикальные границы образуются путем разбиения на слои внутри пластов. Материальные свойства и компонентно-фазовый состав формируется для данных неоднородностей в окрестностях скважин.

4. Кратко изложена методология автоадаптации по историческим данным с использованием построенной стартовой модели.

ГЛАВА 3 ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

3.1 Исследование метода создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей

Предлагаемый подход по созданию трехмерных геолого-гидродинамических моделей был использован при обработке практических данных для участков нескольких реальных нефтяных месторождений Республики Татарстан.

Рассмотрим месторождение небольшого размера, включающее 41 работающую скважину (*Месторождение М1*). Данная модель резервуара представляет собой несколько проницаемых пластов с переменной толщиной, которые частично разделены множеством слабопроницаемых и почти непроницаемых пропластков. На рисунке 3.1 представлен план расположения скважин месторождения. Добывающие скважины изображены в виде кружков, нагнетательные – в виде квадратов, а добывающие, которые были переведены в нагнетательные, – в виде квадратов с кружками внутри них.

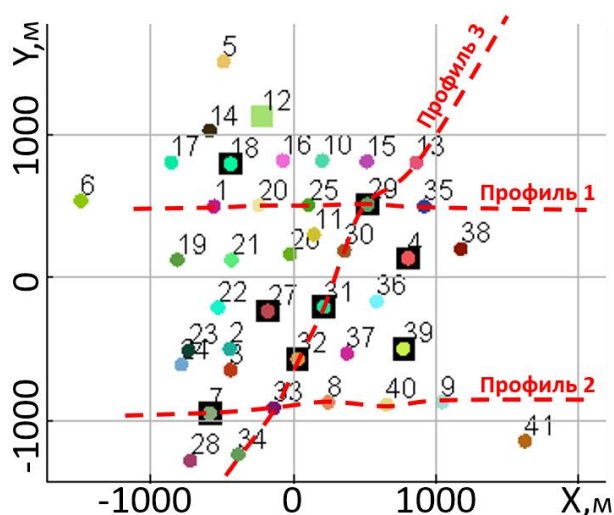


Рисунок 3.1 – План расположения скважин

По априорной (геологической) информации было выделено 6 пластов. Первый пласт включает в себя 87 измерений (скважинных данных), второй – 54, третий – 47, четвертый – 98, пятый – 63, шестой – 55.

На рисунке 3.2 изображена развертка скважин вдоль трех профилей (см. рисунок 3.1). Скважинные данные, полученные в результате измерений, отоб-

ражены в виде вертикальных столбиков, которые закрашены цветом, соответствующим нефте/водонасыщенным зонам и слабопроницаемым участкам.

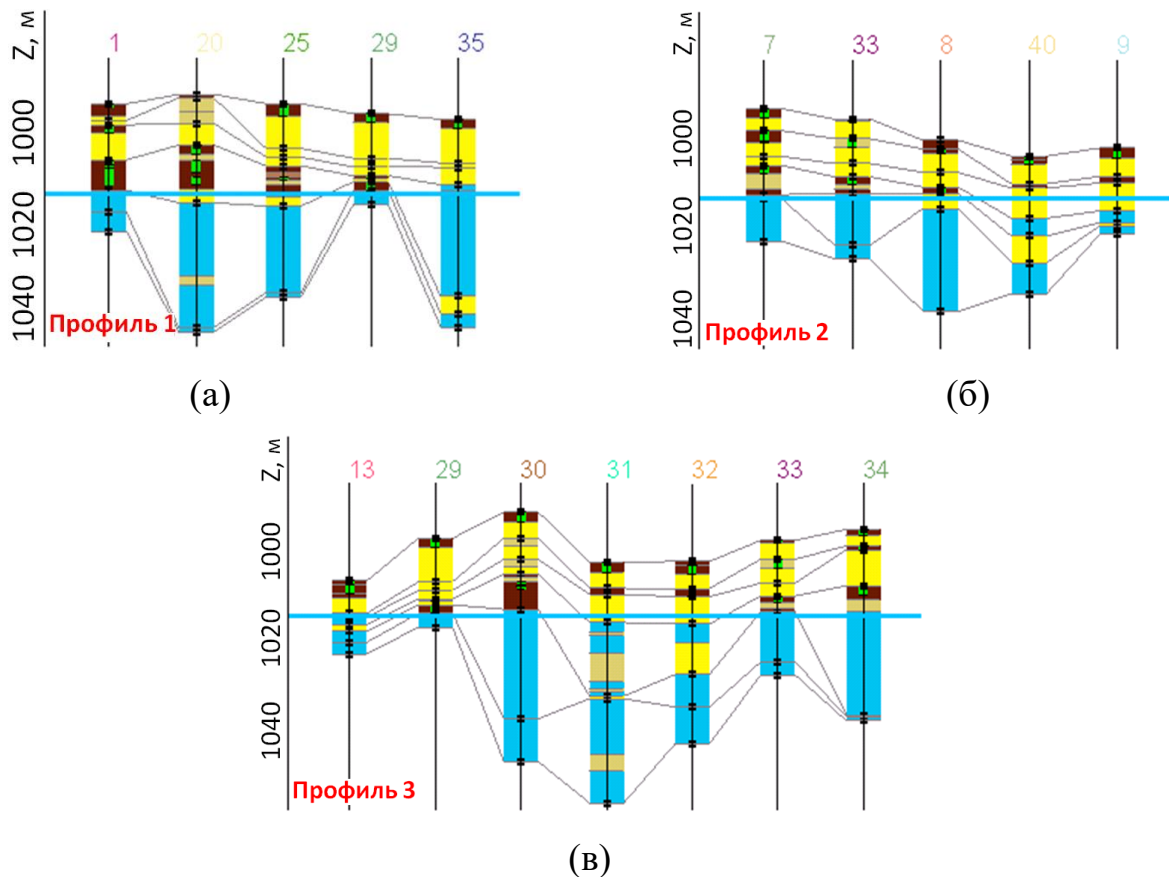


Рисунок 3.2 – Развертка скважин вдоль профиля 1 (а), профиля 2 (б) и профиля 3 (в): коричневым цветом изображены нефтенасыщенные зоны, голубым цветом – водонасыщенные, желтым и бежевым цветом – слабопроницаемые пропластки; уровень ВНК показан голубой горизонтальной линией

Были построены поверхности, описывающие границы пластов. В качестве области дискретизации для сглаживающего сплайна используется сетка, состоящая из 3600 прямоугольных элементов. Параметры сглаживания в (2.3) выбраны следующими: $\alpha_0 = 1$, $d = 1$ и $\varepsilon = 10^{-10}$. Для решения СЛАУ (2.2) используется программная библиотека Intel MKL PARDISO [88].

На рисунке 3.3 представлены отклонения верхней поверхности первого и четвертого пласта от z-уровня соответствующих скважинных отбивок, а также изменения толщин первого и четвертого пластов. Видно, что отклонение построенных поверхностей составляет менее 0.8 см, а изменение толщин пластов не превышает 0.9 см, что является достаточно малым, т.к. средняя мощность

пластовой системы составляет порядка 30 м (см. рисунок 3.2). Это подтверждает корректность процедуры создания поверхностей.

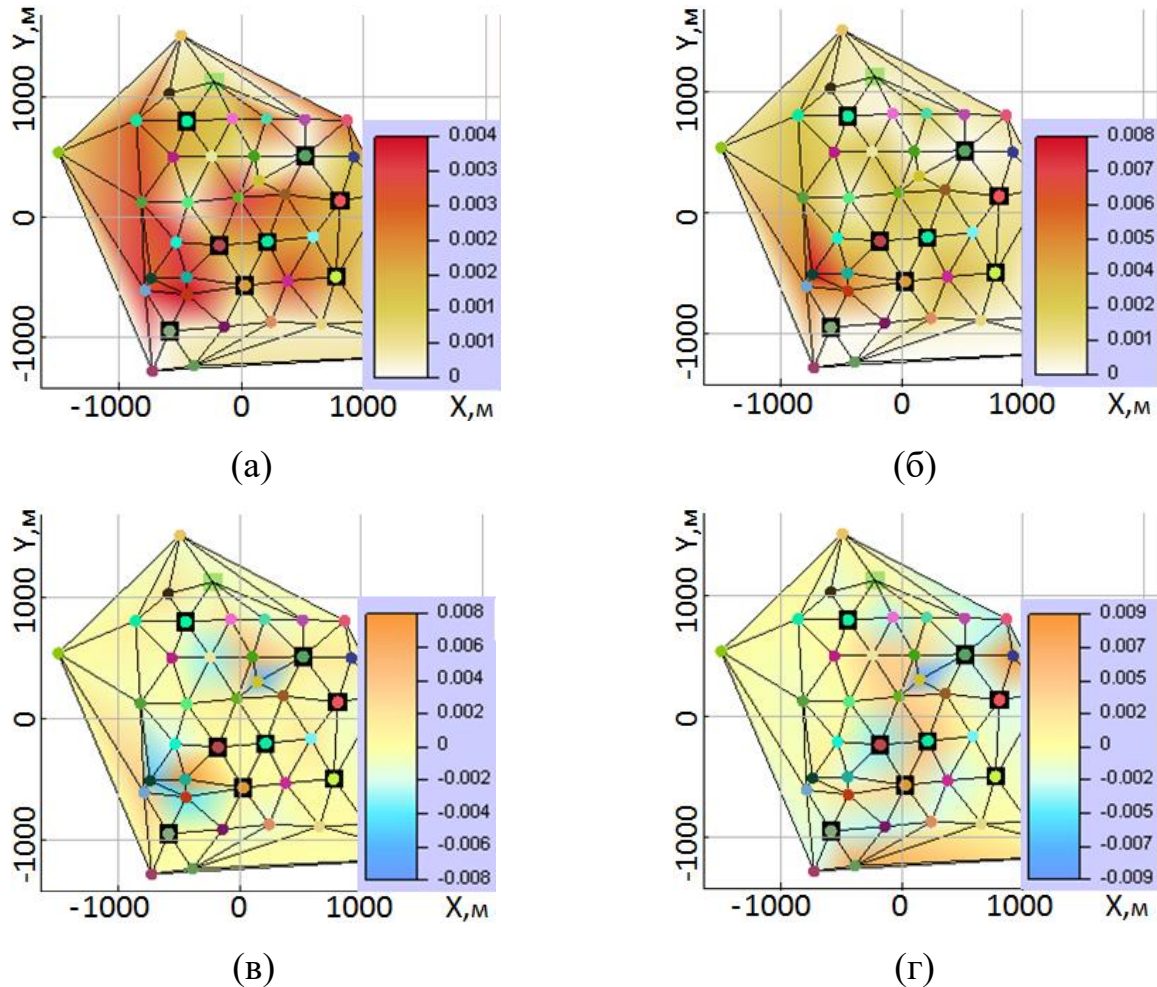


Рисунок 3.3 – Отклонение верхней поверхности первого (а) и четвертого (б) пласта от z-уровня скважинных отбивок, а также изменение толщины первого (в) и четвертого (г) пласта

На основе расположения скважин в плане были построены 42 ячейки Вороного, определяющие латеральные границы трехмерных неоднородностей вокруг каждой скважины. Как уже отмечалось ранее, количество этих неоднородностей по вертикали определяется границами слоев внутри соответствующей скважины, а материальные свойства и компонентно-фазовый состав присваиваются данным неоднородностям в соответствии со свойствами слоев в окрестностях скважин (см. рисунок 3.2).

В результате, были созданы трехмерные неоднородности, позволяющие генерировать экономичные (без «лишних» узлов) несогласованные конечно-

элементные сетки. При этом в первом пласте образовано 7 слоев (локальных координат), во втором – 6, в третьем – 4, в четвертом – 11, в пятом – 9, в шестом – 12. Пример данных неоднородностей проницаемости и нефте- и водонасыщенности для верхней части первого и четвертого пластов представлен на рисунке 3.4 (скважины, которые были перфорированы в данной части слоя, отмечены зеленым кружком, а остальные скважины – кружком серого цвета), а соответствующий вид несогласованной конечноэлементной сетки с отсечением представлен на рисунке 3.5.

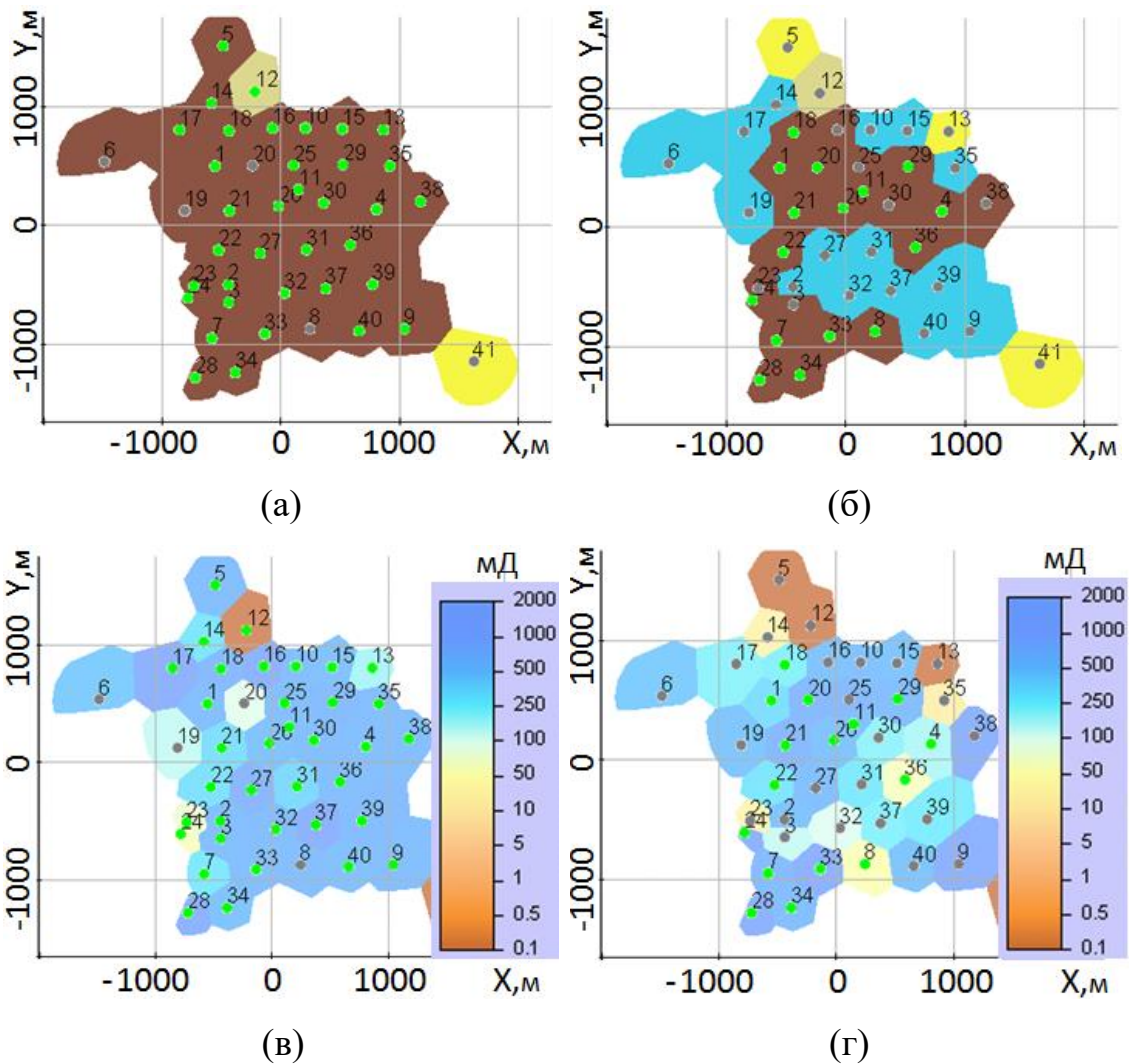


Рисунок 3.4 – Вид трехмерных неоднородностей нефте- и водонасыщенности (а, б) и проницаемости (в, г); сечение проведено через верхнюю часть первого (а, в) и четвертого (б, г) пласта

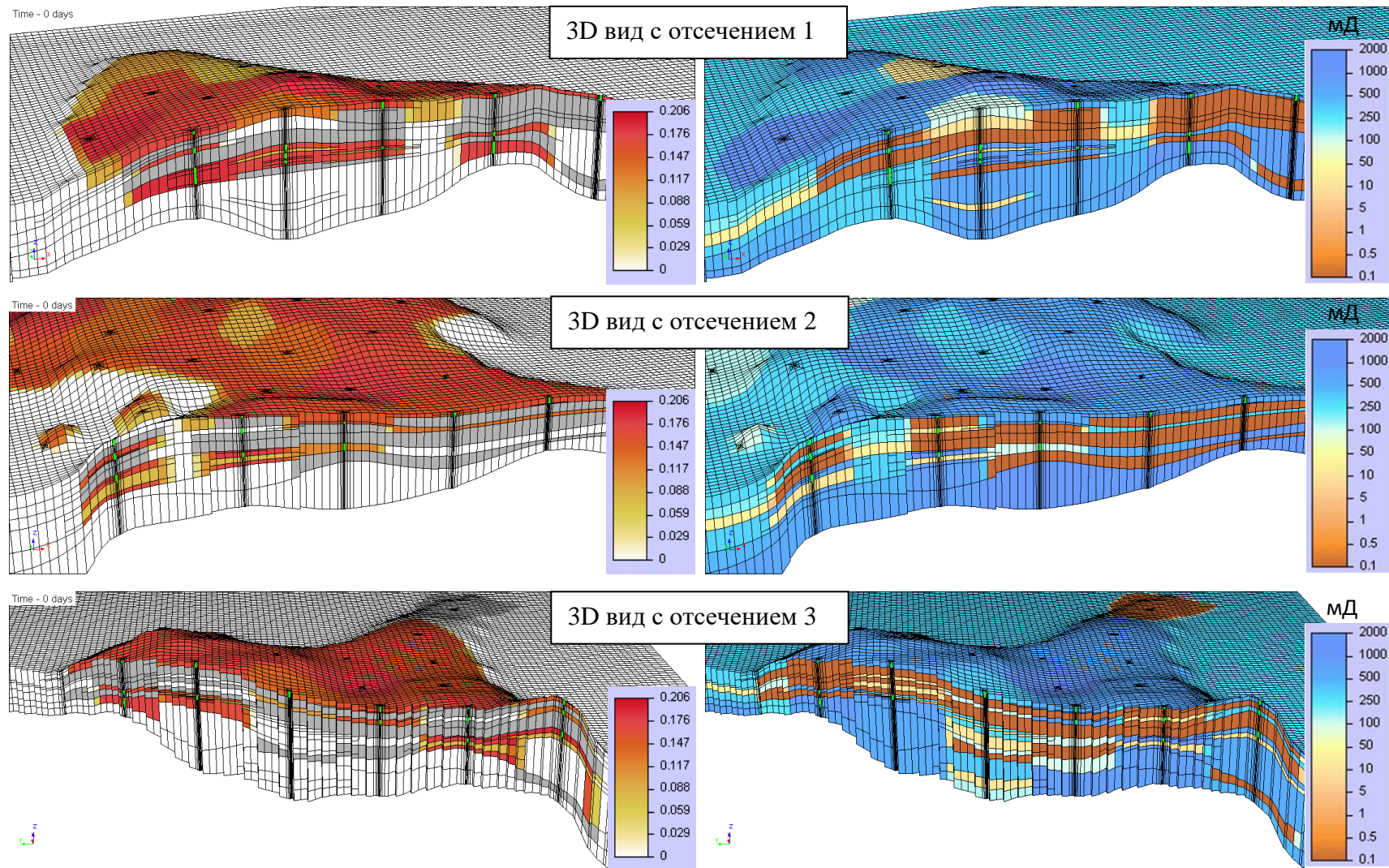


Рисунок 3.5 – Вид трехмерной несогласованной конечноэлементной сетки для трех сечений (см. рисунок 3.2); слева приведено распределение насыщенности нефти с учетом эффективной пористости, справа – латеральная проницаемость

Нетрудно заметить, что конечноэлементная сетка геолого-гидродинамической стартовой модели корректно учитывает местоположения скважин и их зоны перфорации, а также содержит все трехмерные неоднородности месторождения (см. рисунок 3.2). В отличие от широко распространенных на практике согласованных конечноэлементных сеток, используемая неконформная сетка позволяет учитывать реальные z-координаты трехмерных неоднородностей без образования «лишних» узлов.

Далее рассмотрим процесс создания трехмерной модели для участка другого месторождения высоковязкой нефти (*Месторождение М2*). Фонд скважин состоит из 62 единиц. На рисунке 3.6 представлен план расположения скважин месторождения и развертка скважин вдоль двух профилей.

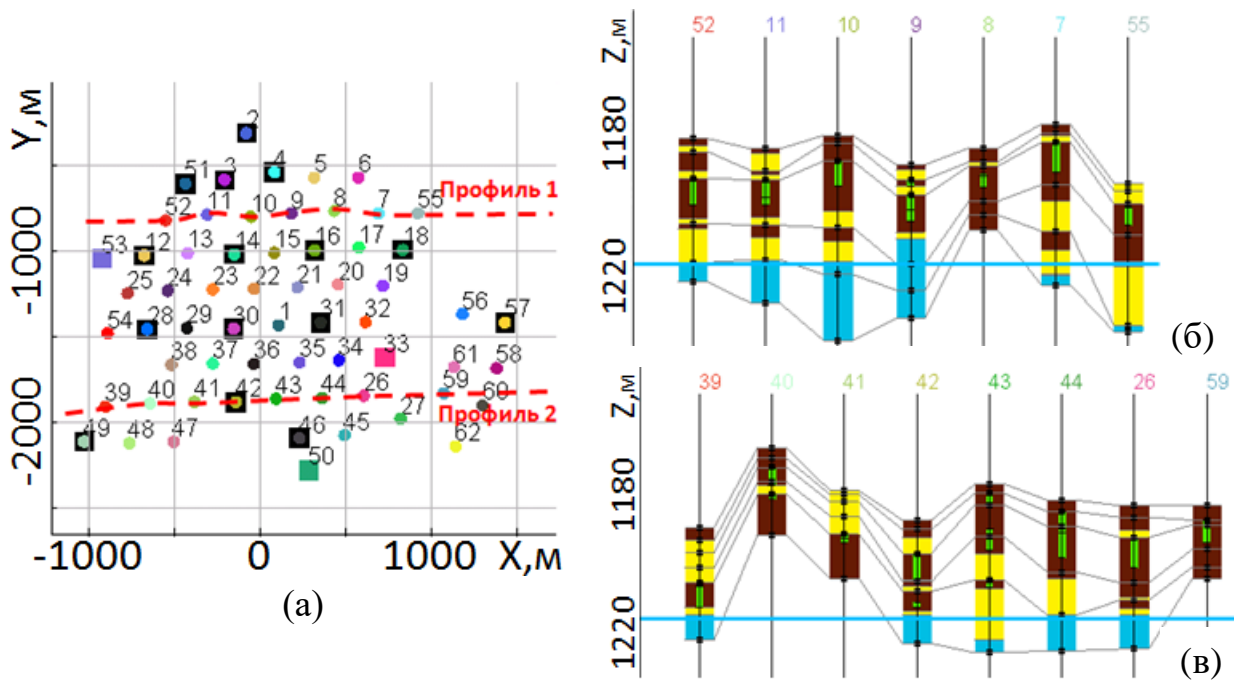


Рисунок 3.6 – План расположения скважин (а) и развертка скважин вдоль профиля 1 (б) и профиля 2 (в)

Так же как и для предыдущей модели месторождения, были построены поверхности, описывающие границы пластов. На рисунке 3.7 представлено отклонение верхней поверхности первого пласта от z-уровня скважинных отбивок и изменение толщины верхнего пласта. Видно, что отклонение построенной поверхности составляет менее 1.5 см, а изменение толщин пластов – менее 1 см,

что подтверждает корректность создания поверхностей (мощность пластовой системы порядка 35 м).

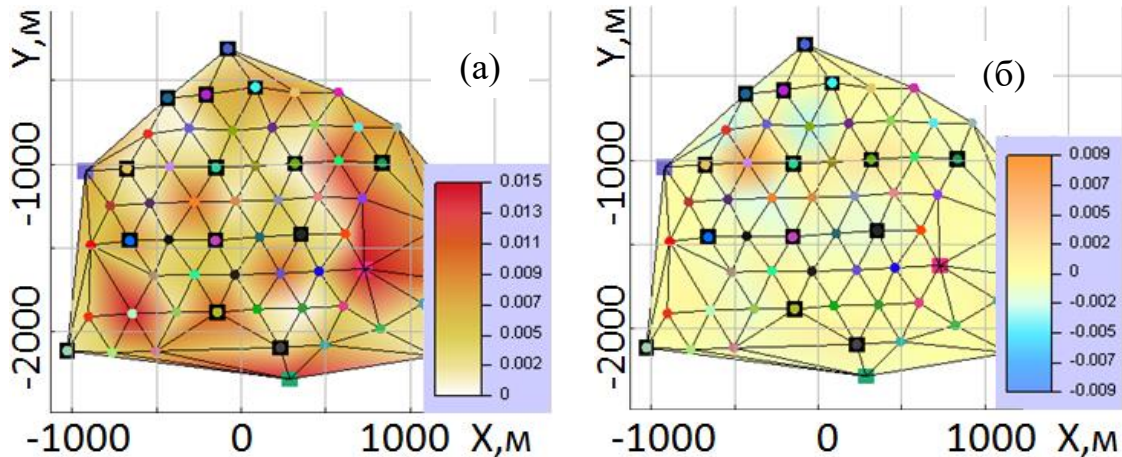


Рисунок 3.7 – Отклонение верхней поверхности первого пласта от z-уровня скважинных отбивок (а) и изменение толщины верхнего пласта (б)

По скважинным данным были сформированы ячейки Вороного и трехмерные неоднородности – в плане было создано 62 области (по местоположениям скважин), при этом в первом пласте было образовано 6 слоев (локальных координат), во втором – 9, в третьем – 7, в четвертом – 8, в пятом – 9.

С использованием построенных неоднородностей была создана несогласованная конечноэлементная сетка, которая содержала 141 332 конечных элементов (164 880 узлов), в то время как соответствующая несогласованная сетка включала уже 515 928 элементов (546 831 узлов). Вид трехмерных сеток с отсечением представлен на рисунке 3.8.

Видно, что несогласованная конечноэлементная сетка содержит все трехмерные неоднородности и конфигурации зон перфорации скважин, что и согласованная сетка. Вместе с тем, количество элементов и узлов сетки, определяющее количество степеней свободы при моделировании процесса многофазной фильтрации, в ней было в 3 раза меньше. Соответствующее сравнение вычислительной эффективности применения таких расчетных сеток представлено в следующих разделах.

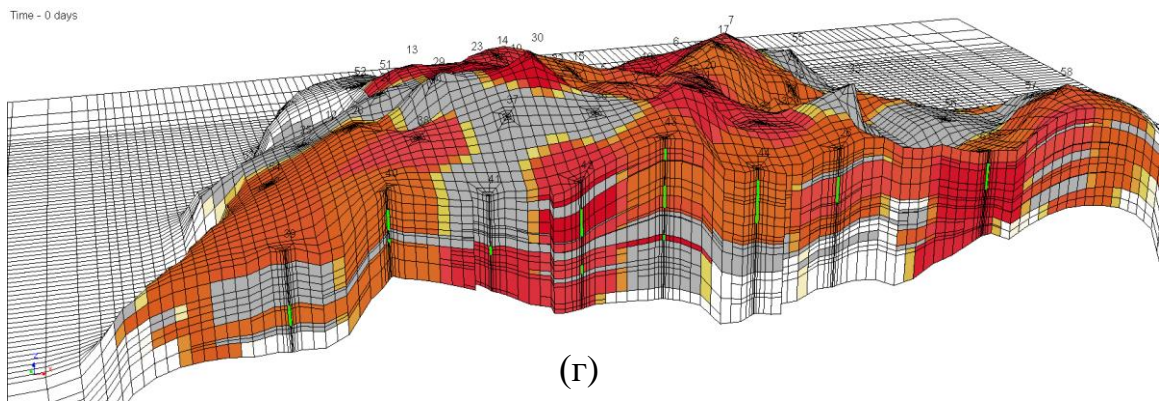
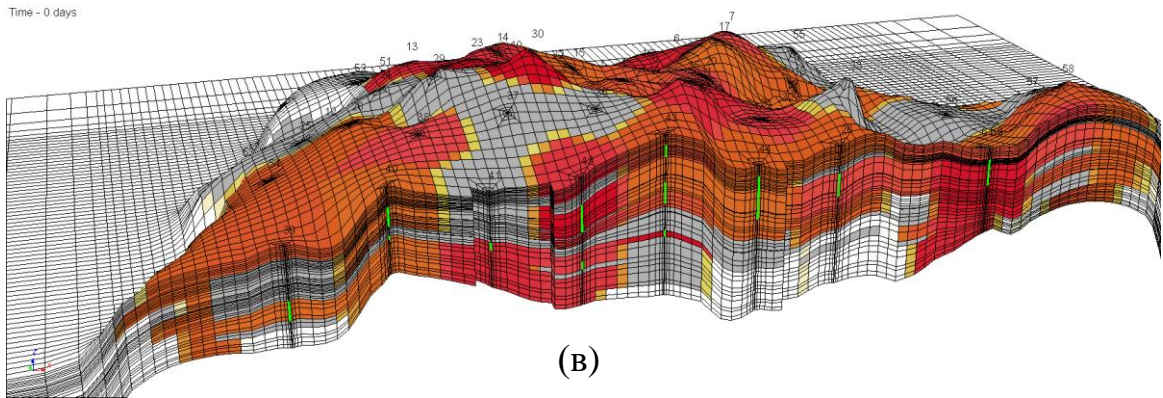
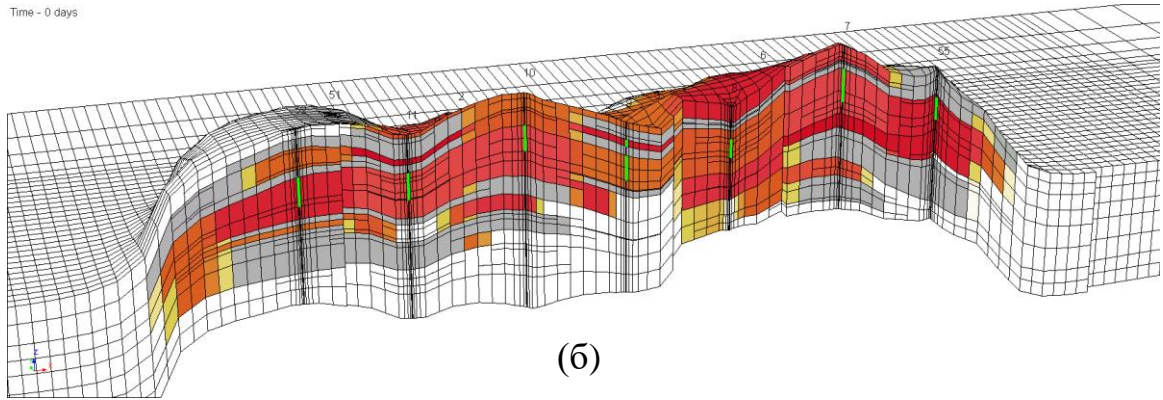
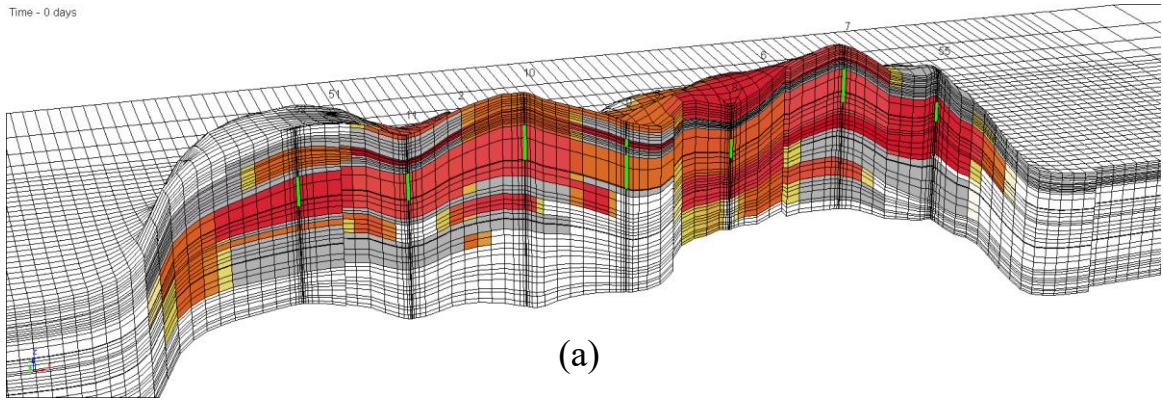


Рисунок 3.8 – Вид трехмерной согласованной (а),(в) и несогласованной (б),(г) сетки для модели месторождения с отсечением вдоль сечения 1 (а),(б) и сечения 2 (в),(г); цветом изображено распределение насыщенности нефти с учетом эффективной пористости

3.2 Анализ использования стартовой трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения для автоадаптации по истории разработки

Рассмотрим результат создания модели месторождение высоковязкой нефти, состоящего из одного пласта сложной структуры и 72 работающих скважин (*Месторождение МЗ*). Время жизни месторождения составляет около 40 лет. На рисунке 3.9 представлен план расположения скважин, параметризация ячеек для неоднородностей и развертка скважин вдоль профиля.

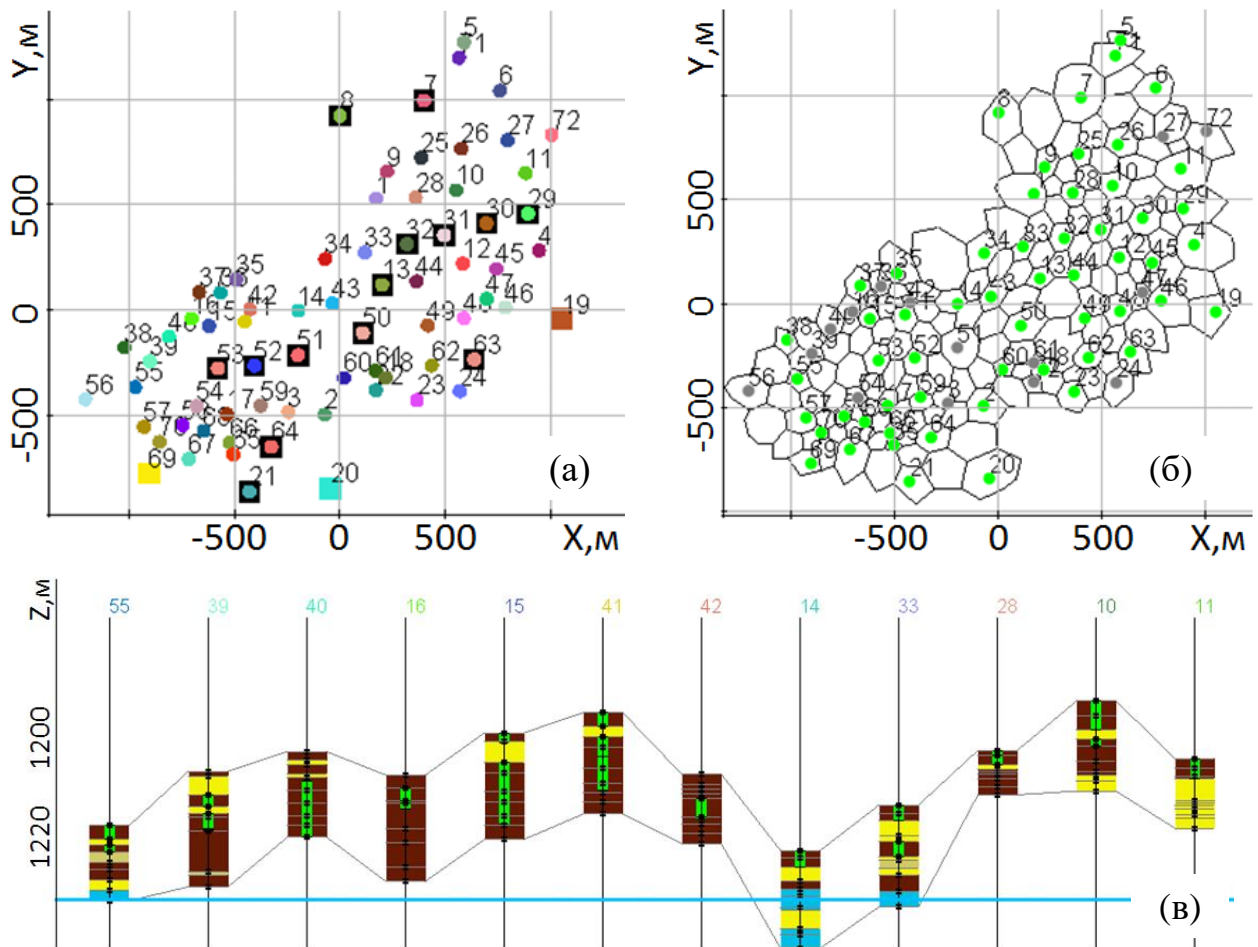


Рисунок 3.9 – План расположения скважин (а), параметризация ячеек для неоднородностей (б), развертка скважин вдоль профиля (в)

Плотность воды $\rho_w = 1158 \text{ кг/м}^3$, нефти – $\rho_o = 920 \text{ кг/м}^3$. Вязкость нефти $\eta_o = 97.1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, воды – $\eta_w = 1.66 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Относительные проницаемости воды и нефти являются функциями, зависящими от насыщенности:

$$\kappa_w = 0.1 \cdot \left(\frac{S_w - S_w^{res}}{1 - S_w^{res} - S_o^{res}} \right)^{1.5}, \kappa_o = 0.6 \cdot \left(\frac{S_o - S_o^{res}}{1 - S_w^{res} - S_o^{res}} \right)^{1.5}$$

с остаточными значениями

$S_w^{res} = 0.105$ и $S_o^{res} = 0.366$, соответственно (параметры ОФП были уточнены в результате автоадаптации). Пластовое давление – 138 Атм. На рисунке 3.10 представлена созданная стартовая трехмерная модель месторождения – распределение полей насыщенности с учетом эффективной пористости и проницаемости.

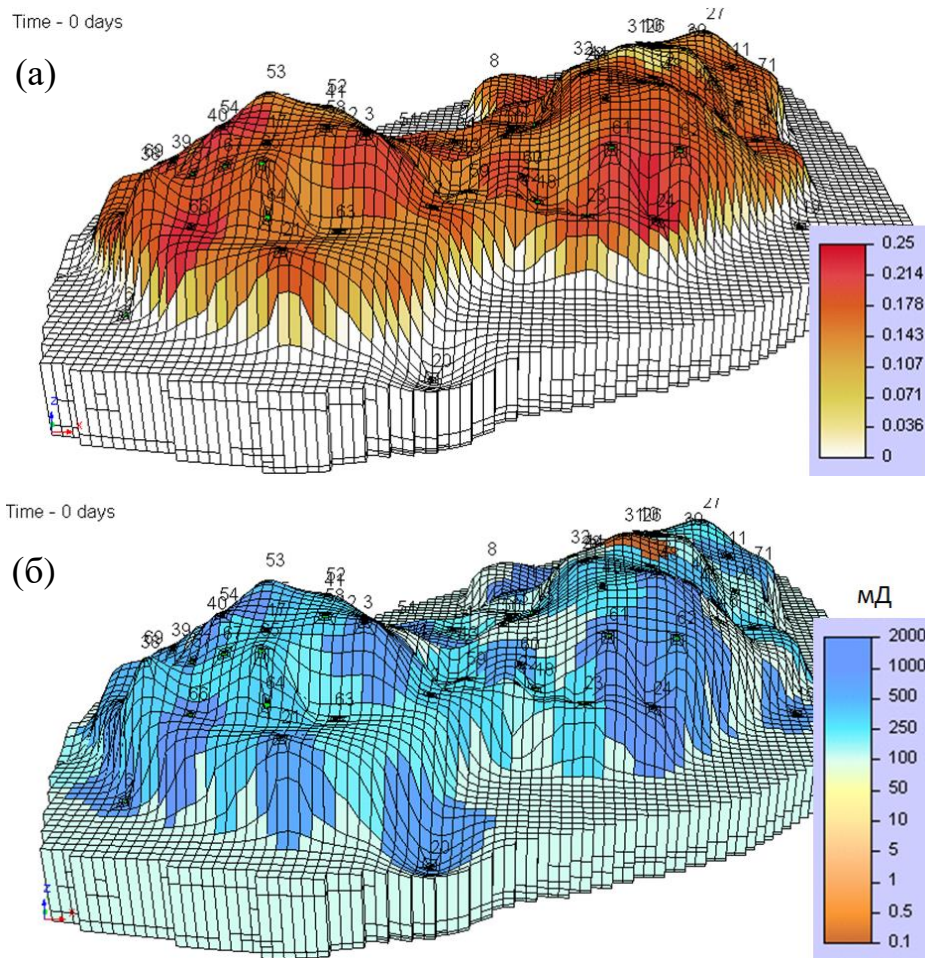
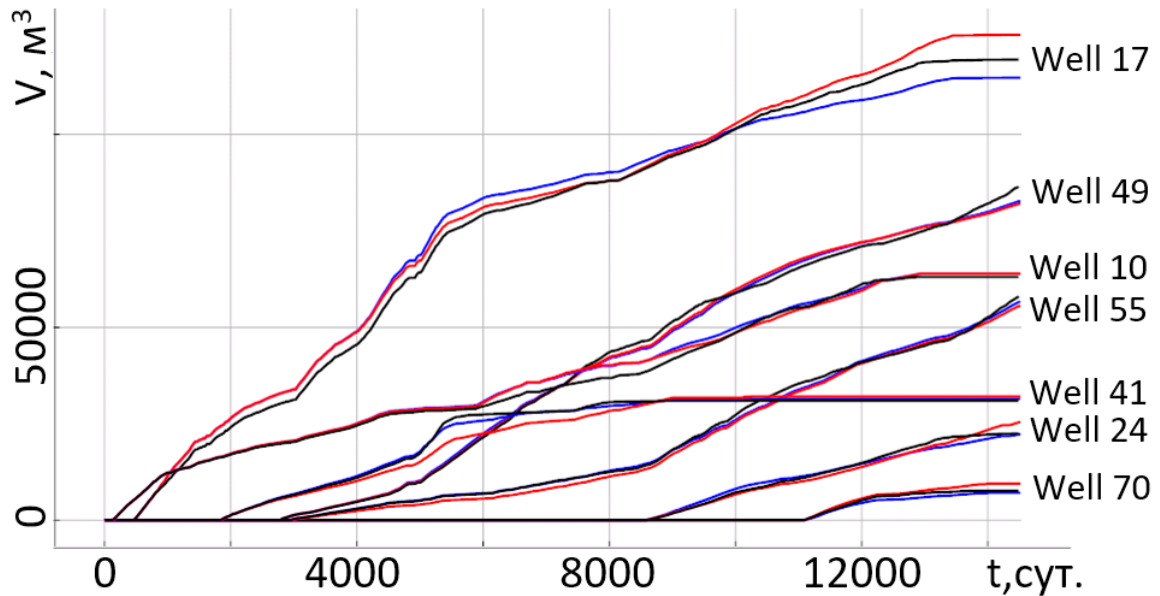


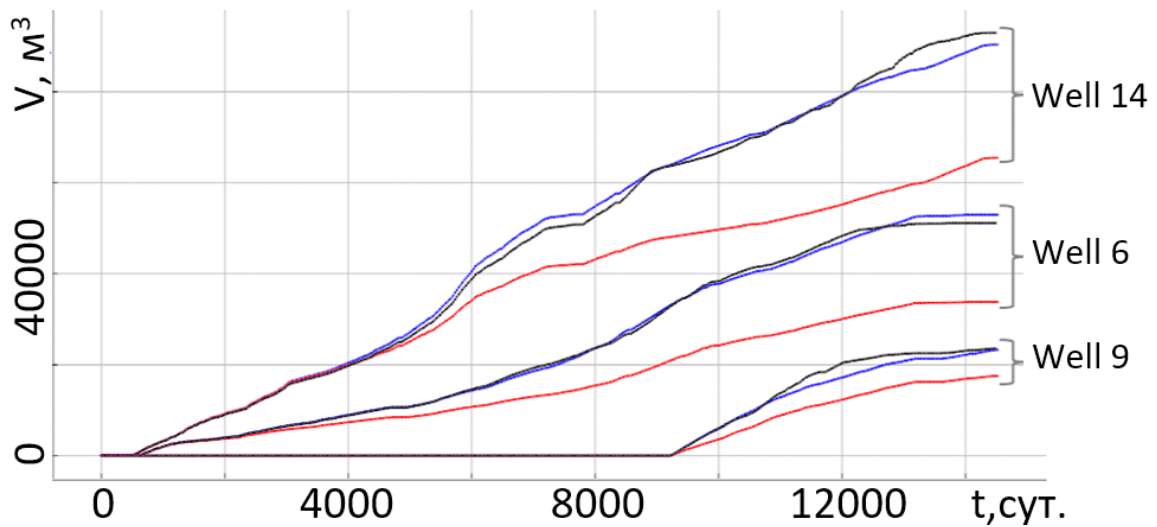
Рисунок 3.10 – Трехмерная модель месторождения; распределение насыщенности нефти с учетом эффективной пористости (а) и проницаемости (б)

Проанализируем качество построения начальной гидродинамической модели. Для этого была проведена автоматическая адаптация модели по истории разработки. В результате решения обратной задачи функционал снизился примерно в 4 раза – было выполнено 7 итераций.

На рисунке 3.11 представлены графики накопленного объема нефти для практических данных, а также рассчитанные для стартовой и адаптированной модели месторождения.



(а)



(б)

Рисунок 3.11 – Графики накопленных объемов нефти: наблюдаемые данные (черные кривые), рассчитанные для стартовой модели (красные) и полученные в результате автоадаптации (синие)

Для ряда скважин (некоторых из них приведены на рисунке 3.11а) строение стартовой модели сразу же обеспечивало неплохое совпадение расчетных с наблюдаемыми данными. В то же время, для скважин с довольно сильным различием накопленных характеристик (некоторые примеры представлены на ри-

сунке 3.11б) параметризация стартовой модели позволила получить необходимое совпадение расчетных и наблюдаемых данных нефтедобычи всего за несколько итераций автоадаптации.

На рисунке 3.12 приведены графики накопленных объемов нефти по всем скважинам.

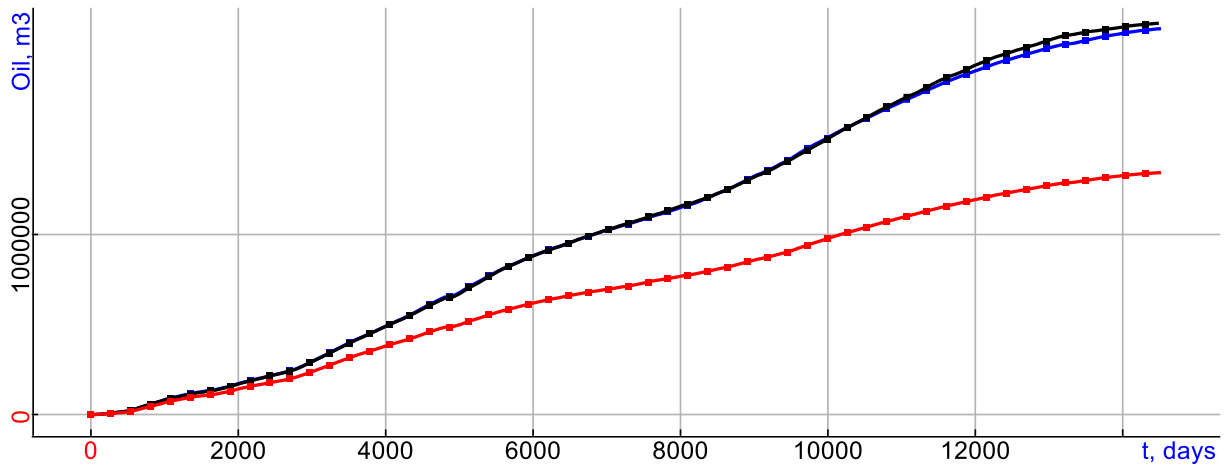


Рисунок 3.12 – Графики накопленных объемов нефти по всем скважинам: наблюдаемые данные (кривая черного цвета), рассчитанные для стартовой модели (красный) и полученные в результате автоадаптации (синий)

В результате автоадаптации отличие наблюдаемых и рассчитанных накопленных объемов нефти по всем скважинам составило 0.85 % в среднем и 1.42 % на конец моделирования. Таким образом, с помощью метода создания трехмерной геолого-гидродинамической модели можно сформировать стартовую модель месторождения, в результате автоадаптации которой расчетные скважинные характеристики очень хорошо согласуются с наблюдаемыми.

В заключение рассмотрим результат создания модели месторождения сложной структуры, состоящего из двух горизонтов и трех участков (*Месторождение М4*). Месторождение включает в себя 100 работающих скважин. Время жизни – около 40 лет. Плотность воды $\rho_w = 1170 \text{ кг/м}^3$, нефти – $\rho_o = 873 \text{ кг/м}^3$. Вязкость нефти $\eta_o = 12.6 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, воды – $\eta_w = 1.75 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Относительные проницаемости воды и нефти являются функциями, зависящими от

насыщенности: $\kappa_w = 0.13 \cdot \left(\frac{S_w - S_w^{res}}{1 - S_w^{res} - S_o^{res}} \right)^{1.44}$, $\kappa_o = 0.59 \cdot \left(\frac{S_o - S_o^{res}}{1 - S_w^{res} - S_o^{res}} \right)^{2.5}$ с оста-

точными значениями $S_w^{res} = 0.12$ и $S_o^{res} = 0.33$, соответственно. Пластовое давление – 113 Атм.

На рисунке 3.13 представлен план расположения скважин, изменение мощности среднего пласта при построении поверхностей пластов и трехмерных неоднородностей (в метрах) и развертка скважин вдоль двух сечений. В первом пласте содержится 123 измерения, в третьем – 121, в пятом – 251.

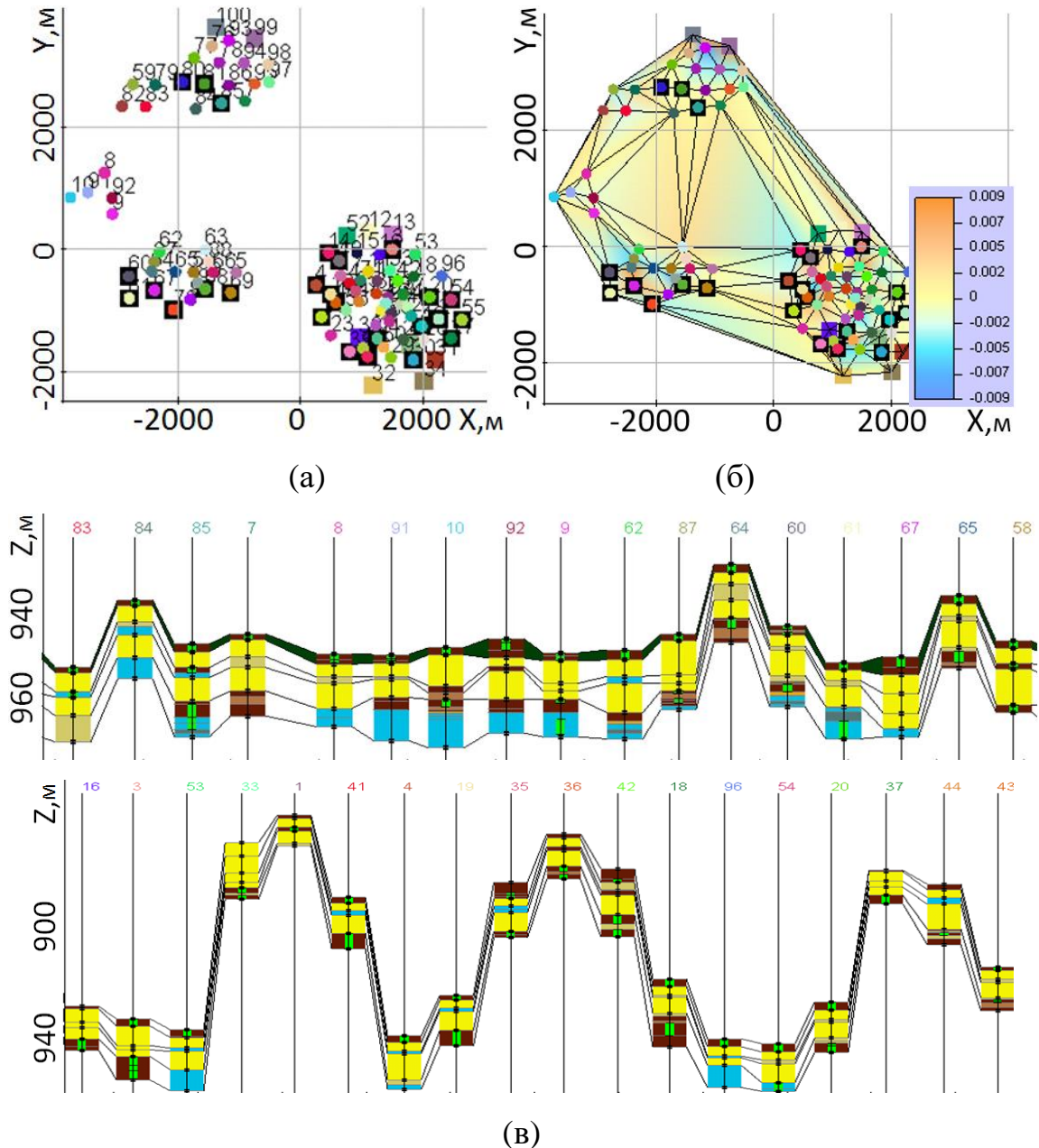


Рисунок 3.13 – План расположения скважин (а), отклонения (в метрах) для толщины среднего пласта (б) и развертка скважин вдоль двух сечений (в)

Были созданы трехмерные неоднородности проницаемости и нефте- и водонасыщенности. На рисунке 3.14 изображен вид (в плане) данных неоднородностей для трех пластов.

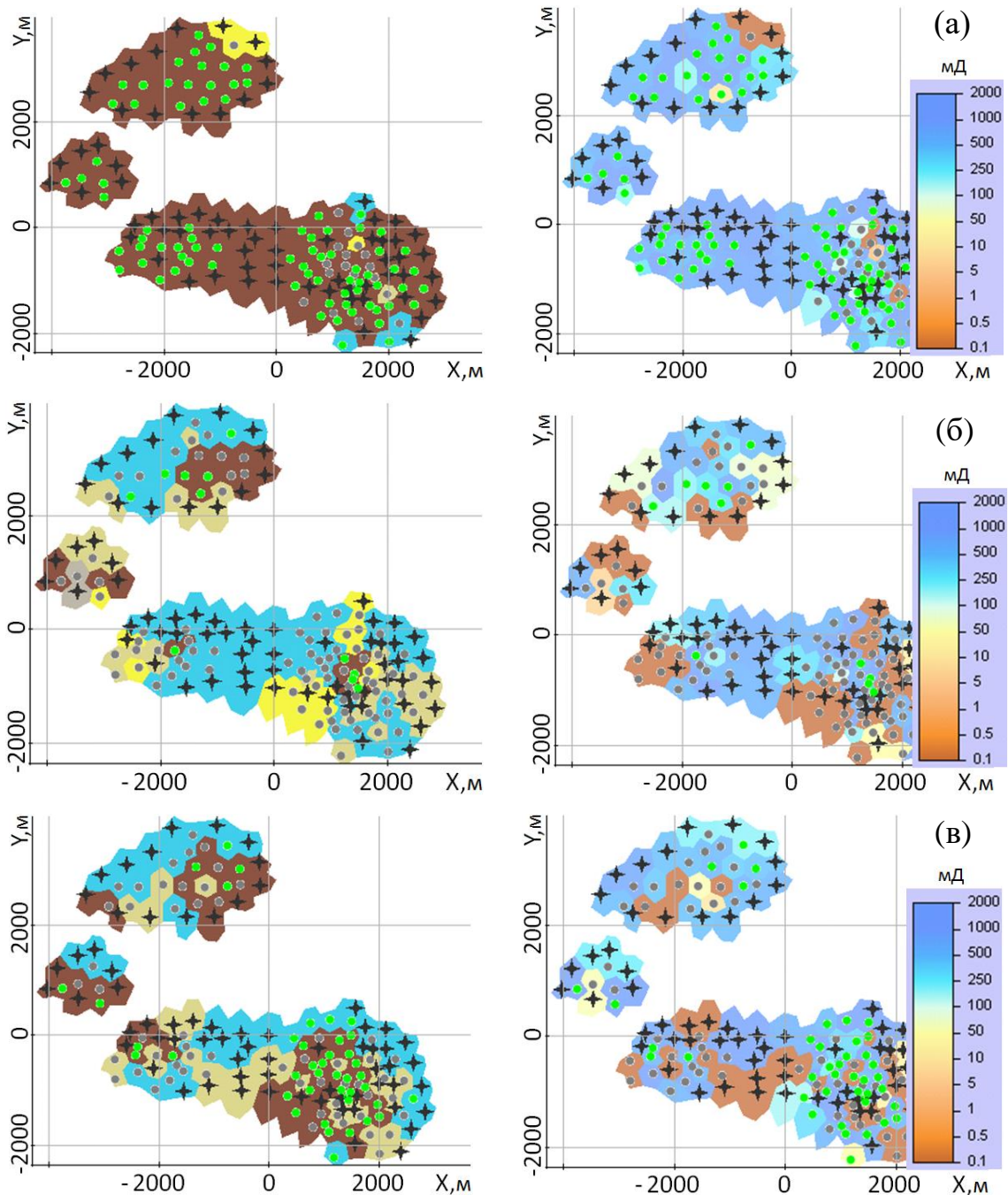


Рисунок 3.14 – Распределение нефтенасыщенности (слева) и проницаемости (справа) для верхней части первого (а), третьего (б) и пятого (в) пласта; звездочками черного цвета отмечены дополнительные точки для ячеек Вороного

С использованием созданной стартовой трехмерной модели месторождения была проведена автоадаптация. На рисунке 3.15 приведены распределения нефтенасыщенности и латеральной проницаемости для данной модели. На ри-

сунке 3.16 представлены графики накопленных объемов нефти: наблюдаемые и рассчитанные для адаптированной модели.

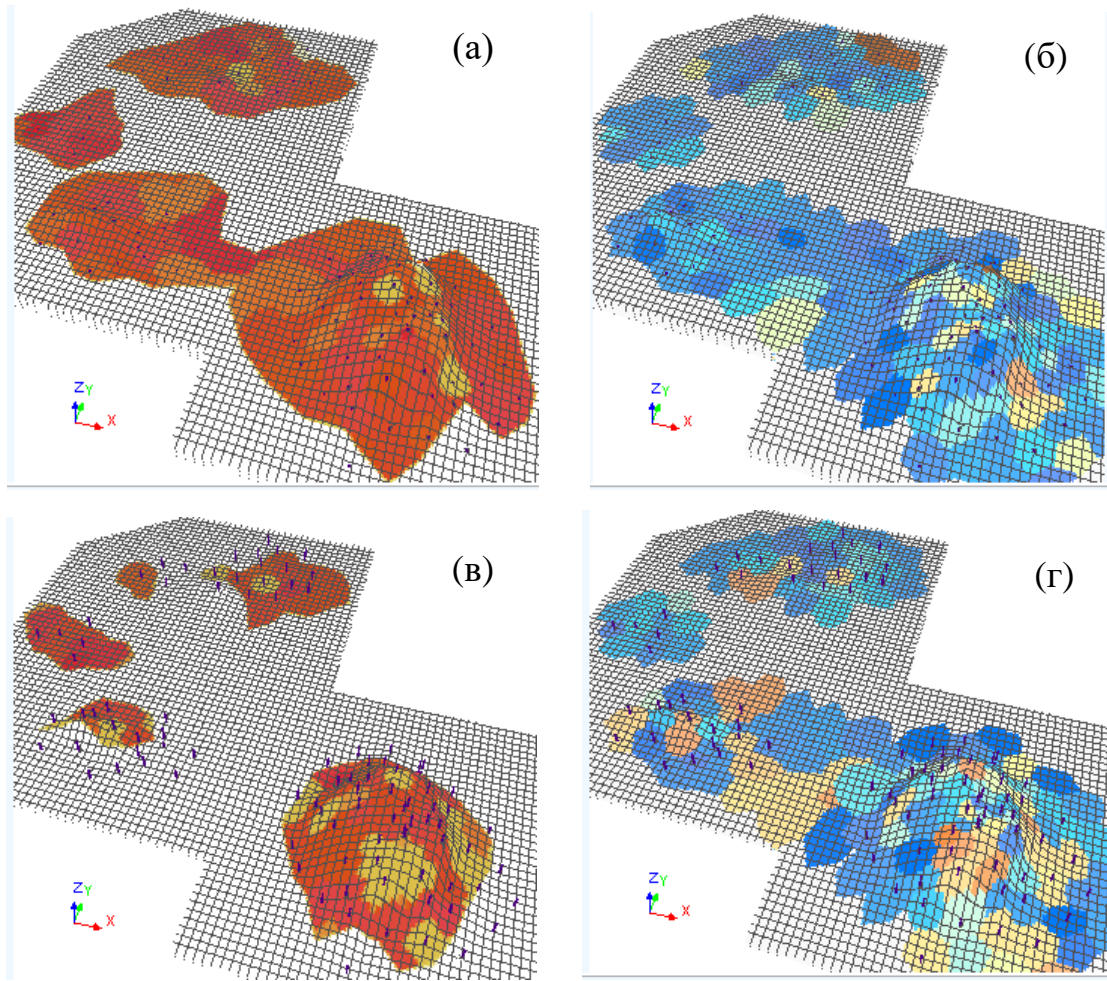


Рисунок 3.15 – Трехмерная модель месторождения; распределение полей насыщенности нефти с учетом эффективной пористости (а),(в) и латеральной проницаемости (б),(г) для верхнего (а),(б) и нижнего (в),(г) пласта

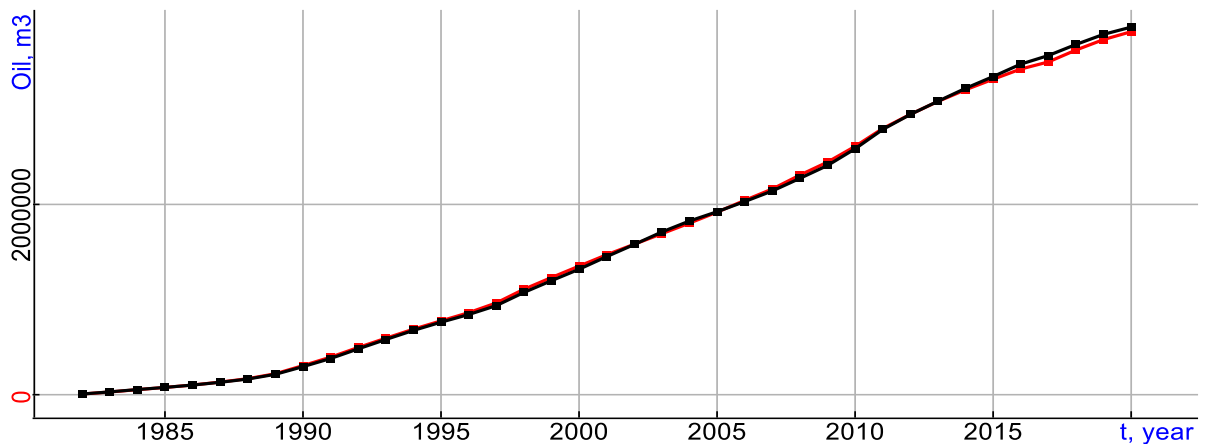


Рисунок 3.16 – Графики накопленных объемов нефти по всем скважинам: наблюдаемые (черный цвет) и рассчитанные (красный)

Также приведем соответствующие отличия в накопленных объемах нефти на последнюю дату моделирования отдельно для каждой скважины (рисунок 3.17).

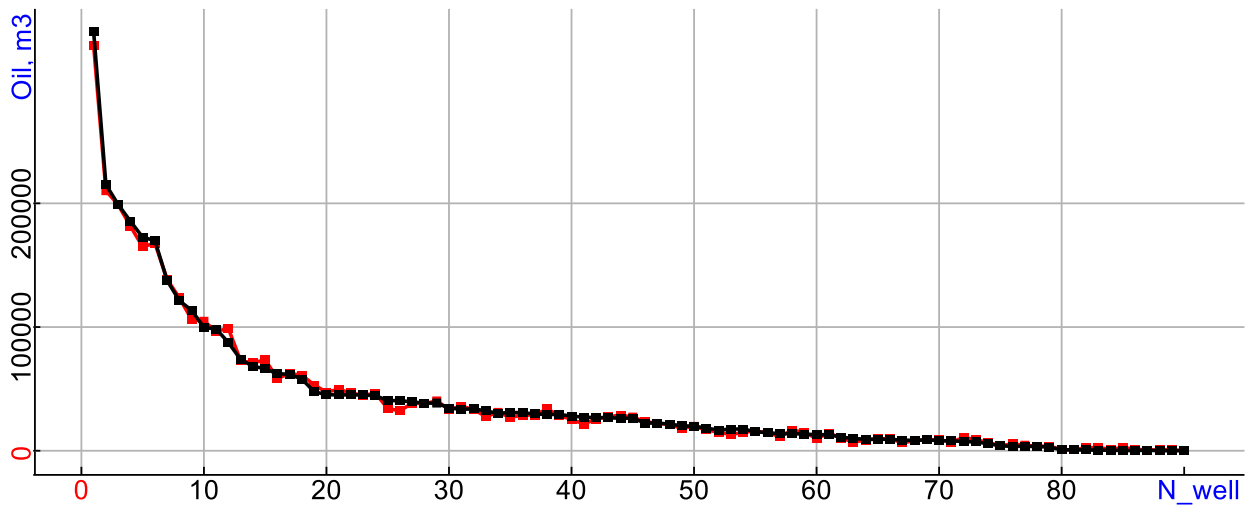


Рисунок 3.17 – Графики накопленной добычи нефти на последнюю дату моделирования для каждой скважины: наблюдаемые (черный) и рассчитанные для адаптированной модели (красный); скважины упорядочены по убыванию объема накопленной добычи

В результате автоадаптации с использованием стартовой трехмерной геолого-гидродинамической модели месторождения рассчитанные скважинные характеристики очень хорошо согласуются с наблюдаемыми (историческими данными).

3.3 Анализ эффективности метода балансировки потоков

Анализ эффективности предложенного в данной диссертационной работе метода балансировки потоков выполнялся на двух тестовых примерах.

Расчетная область представлена одним слоем толщиной 2 м, пористостью 0.2 и абсолютной проницаемостью 5000 мД. На верхней и нижней границе слоя заданы краевые условия отсутствия потока. На боковых границах заданы краевые условия по давлению. Нефтенасыщенная зона представляет собой ограниченную подобласть (она показана красным цветом на рисунке 3.18). Добывающая скважина расположена внутри этой подобласти, и ее мощность составляет

40 м³ в сутки. Три нагнетательные скважины расположены за пределами подбласти и нагнетают воду с мощностью 13.3 м³ в сутки.

Расчеты выполнены с использованием пяти последовательно вложенных сеток. Уменьшение шага производится только по осям x и y, поскольку исследуемые поля не зависят от вертикальной координаты. Впоследствии будем называть эти сетки H, H/2, H/4, H/8 и H/16.

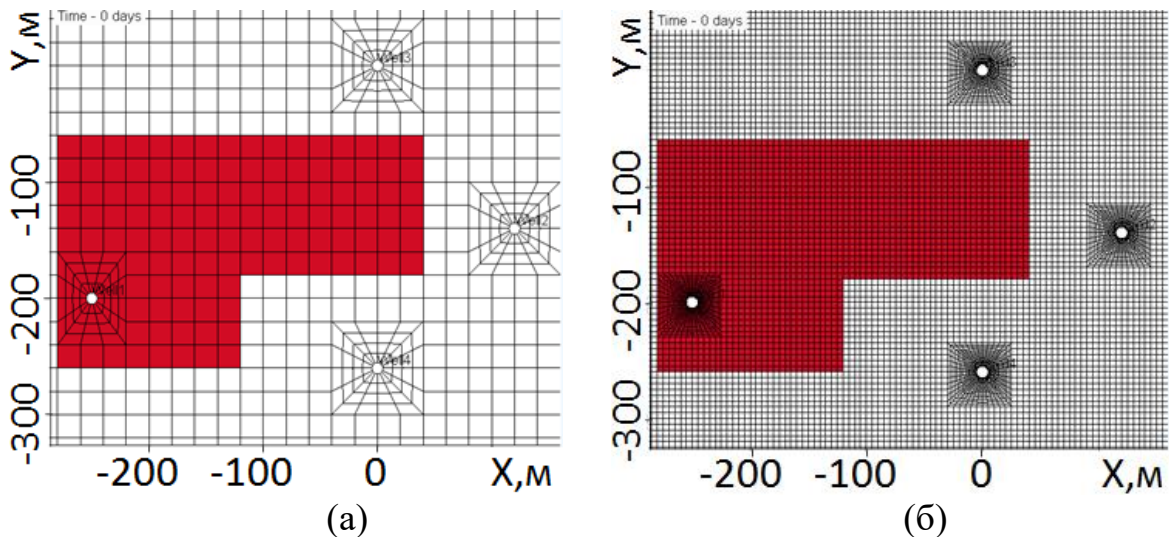


Рисунок 3.18 – Вид расчетной области с конечноэлементной сеткой (в плане):
(а) грубая сетка (H) и (б) вложенная сетка (H/4)

Расчет ведется для двух вариантов. В первом варианте вязкость нефти $\eta_o = 5$ мПа·с, а относительные проницаемости воды и нефти являются линейными функциями, зависящими от насыщенности: $\kappa_w = S_w$, $\kappa_o = S_o$. Во втором варианте расчет выполняется для высоковязкой нефти с $\eta_o = 80$ мПа·с, а относительные проницаемости являются функциями зависимости от насыщенности: $\kappa_w = 0.04 \cdot (S_w)^{1.5}$, $\kappa_o = 0.5 \cdot (S_o)^2$. В обоих случаях вязкость воды $\eta_w = 1.33$ мПа·с.

На рисунке 3.19а показана совокупная добыча нефти, полученная путем моделирования двухфазного потока на разных сетках с балансировкой потока смеси флюидов и без нее. Кривые, рассчитанные с балансировкой потока, показаны сплошными линиями (немаркированными линиями). Кривые, полученные на сетках H/8 и H/16, практически совпадают (разница между ними не превышает 0.1%), поэтому предполагается, что решение, полученное на сетке H/8 с балансировкой потока, является «точным». На рисунке 3.19б показаны относи-

тельные (в процентах) отклонения накопленной добычи нефти от точного решения, рассчитанные на разных сетках с балансировкой потока и без нее. Как видно из представленных результатов, решения, полученные с балансировкой потока и без нее, сходятся к точному решению. Однако решение, полученное на грубой сетке (Н) с балансировкой потока, сравнимо по точности с решением, которое получено на сетке Н/8 без балансировки потока (количество элементов в сетке Н в 64 раза меньше, чем в сетке Н/8).

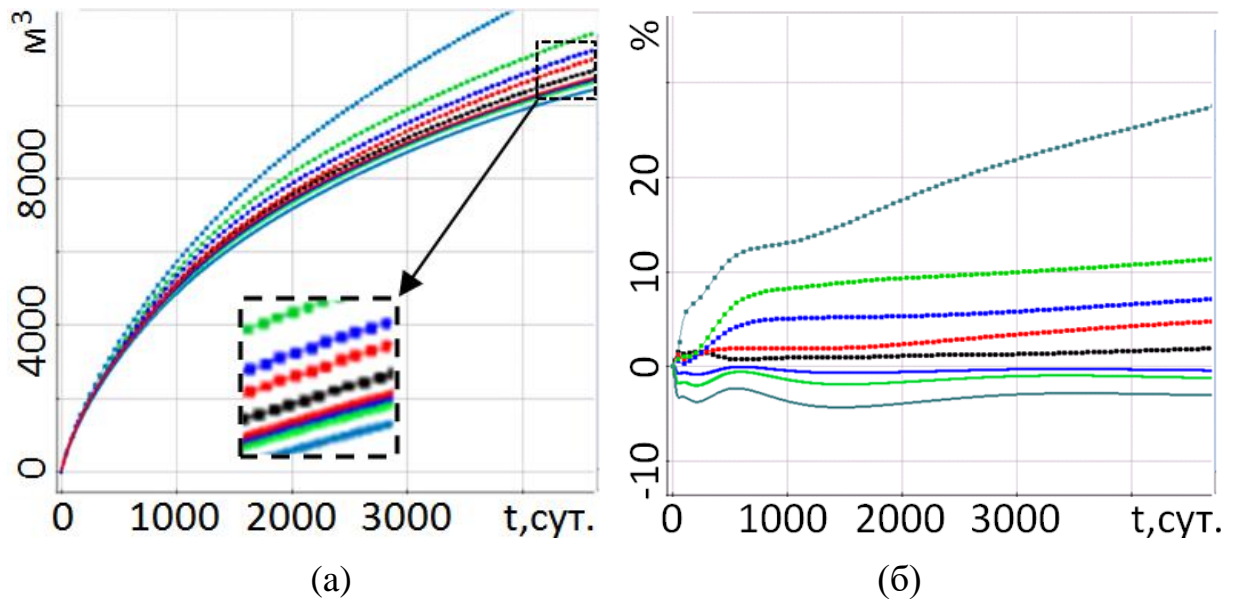


Рисунок 3.19 – Результаты моделирования для первого варианта: (а) зависящая от времени накопленная добыча нефти, полученная на разных сетках с балансировкой потока (сплошные кривые) и без (кривые показаны точками); (б) отклонения от накопленной добычи нефти, полученные на сетке Н/8 с балансировкой потока (точное решение); кривые, полученные на одной и той же сетке, показаны одним цветом: Н (голубой), Н/2 (зеленый), Н/4 (темно-синий), Н/8 (красный), Н/16 (черный)

Результаты моделирования для второго варианта (с высоковязкой нефтью) показаны на рисунке 3.20. Из представленных результатах видно, что для высоковязкой нефти погрешность численного решения, полученного без балансировки потока, значительно возрастает (по сравнению со случаем маловязкой нефти), а сходимость численных решений ухудшается.

Если используется метод балансировки, ошибка решения относительно мала даже на грубой сетке, и численное решение быстро сходится с уточнением сетки. Таким образом, на сетке $H/2$ ошибки накопленной добычи нефти за весь временной интервал моделирования не превышают 2% для первого варианта и 3.2% для второго варианта.

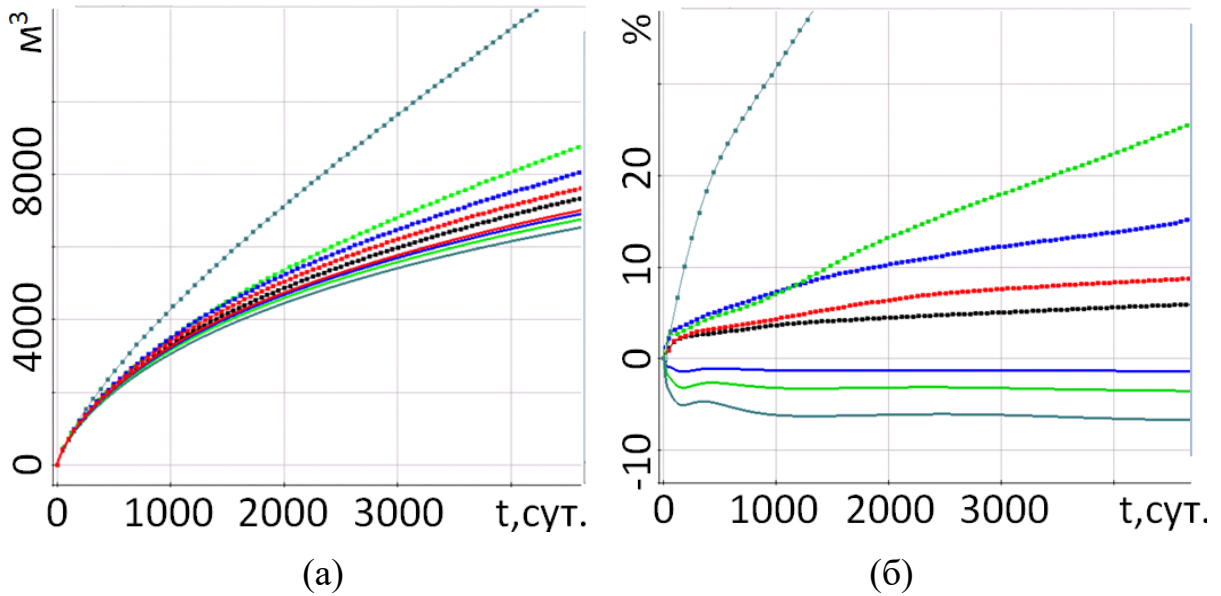


Рисунок 3.20 – Результаты моделирования для второго варианта: (а) зависящая от времени накопленная добыча нефти; (б) отклонения от накопленной добычи нефти, полученные на сетке $H/8$ с балансировкой потока (точное решение)

Кроме того, если используется метод балансировки, ошибка в общем объеме нефти (т. е. разница между оставшейся в пласте нефтью и суммой исходной и добытой нефти) не превышает 0.001% от начального объема нефти за интервал времени моделирования 8000 дней (как для маловязкой, так и для высоковязкой нефти). Если метод балансировки не используется, эта ошибка со временем растет. Для маловязкой нефти ошибка достигает 40% (от начального объема нефти) к 8000-му дню на сетке H , и только на сетке $H/16$ она снижается до 1.8%. Для высоковязкой нефти эта погрешность еще больше: на сетке H ошибка достигает 108%, а на сетке $H/16$ снижается всего до 4%. Стоит отметить, что поведение дисбалансов отдельных веществ аналогично, например, при моделировании полимерного заводнения.

В таблицах 3.1 и 3.2 приведено время расчета основных операций для рассмотренных выше вариантов. Для расчетов используется ПК с процессором Intel i7-3770K, CPU 3.5 ГГц и с DRAM объемом 32 Гб. Расчеты проводились в параллельном режиме с использованием трех потоков. Количество узлов в сетке N равно 8386, а количество временных шагов равно 800 (шаг $\Delta t=10$ дней).

Таблица 3.1 – Вычислительное время для первого варианта (вязкость нефти 5 мПа·с, $\kappa_w = S_w$, $\kappa_o = S_o$)

Сетка	Расчет давления, с	Расчет потока, с	Балансировка потоков, с	Расчет насыщенности (перенос фаз и обновление состояния), с	Общее время, с
N	9	6	0.3	5.2	20.5
N/2	40.2	23.1	1.2	25.3	89.8
N/4	188.7	89.4	5.3	114.5	397.9
N/8	1232.3	365.6	24.6	544.7	2167.2
N/16	7016	1353	96	2705	11170

Таблица 3.2 – Вычислительное время для второго варианта (вязкость нефти 80 мПа·с, $\kappa_w = 0.04 \cdot (S_w)^{1.5}$, $\kappa_o = 0.5 \cdot (S_o)^2$)

Сетка	Расчет давления, с	Расчет потока, с	Балансировка потоков, с	Расчет насыщенности, с	Общее время, с
N	9	6	0.3	8.7	24
N/2	40.2	23.1	1.2	39	103.5
N/4	188.7	89.4	5.3	165.2	448.6
N/8	1232.3	365.6	24.6	803.4	2426
N/16	7016	1353	96	4021	12486

Как видно из представленных результатов, время вычислений балансировки не превышает 1.5% от общего времени вычислений. Время расчета для второго варианта (с высоковязкой нефтью) увеличилось на 10-15% за счет увеличения времени переноса фаз и обновления состояния. В свою очередь, это время увеличивается на 50-70% за счет увеличения количества групп.

Как было показано выше, решение, полученное на грубой сетке (H) с балансировкой потока, сравнимо по точности с решением, полученным на сетке H/8 без балансировки потока. Следовательно, вычислительные затраты, необходимые для получения решения сравнимой точности без балансировки потока, на 2 порядка выше, чем затраты, необходимые при использовании балансировки потока.

3.4 Исследование метода балансировки потоков на неконформных конечноэлементных сетках

Рассмотрим модель трехслойного коллектора, содержащего 7 скважин. Средний слой модели является пропластком с небольшой проницаемой зоной, а нижний и верхний слои – проницаемые со значением в 100 мД. Во всех трех слоях задана однородная пористость 0.1. В верхнем слое отбор смеси осуществляется с помощью скважин Well1 и Well2, из нижнего слоя – с помощью Well2 и Well3. В верхнем слое нагнетается вода скважинами Well4, Well5 и Well6, в нижнем слое – скважиной Well7. Скважины имеют зоны перфорации, расположенные в центре слоев.

На рисунке 3.21 представлен вид трехмерной модели с распределением проницаемости и насыщенности нефти на начало моделирования.

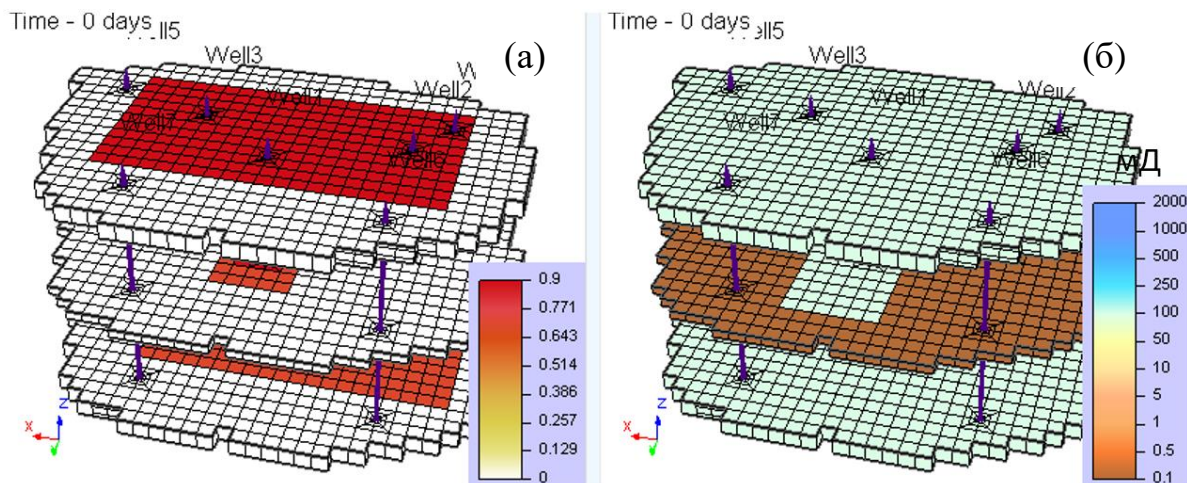


Рисунок 3.21 – Вид трехмерной модели с распределением насыщенности нефти на начало моделирования (а) и проницаемости (б); для лучшего восприятия слои разнесены

Для расчетов были использованы четыре конечноэлементные сетки: H ; $H/2$; $H/4$; $H/2_{NC}$. Согласованные сетки H , $H/2$ и $H/4$ задавались вложенными по латерали к предыдущим (т.е. $H/2$ к H , $H/4$ к $H/2$). Несогласованная конечноэлементная сетка $H/2_{NC}$ была образована из сетки $H/2$ с помощью объединения конечных элементов (ячеек) вне центральной части модели. На рисунке 3.22 представлен вид используемых конечноэлементных сеток в окрестности скважин. Соответствующие параметры сеток представлены в таблице 3.3.

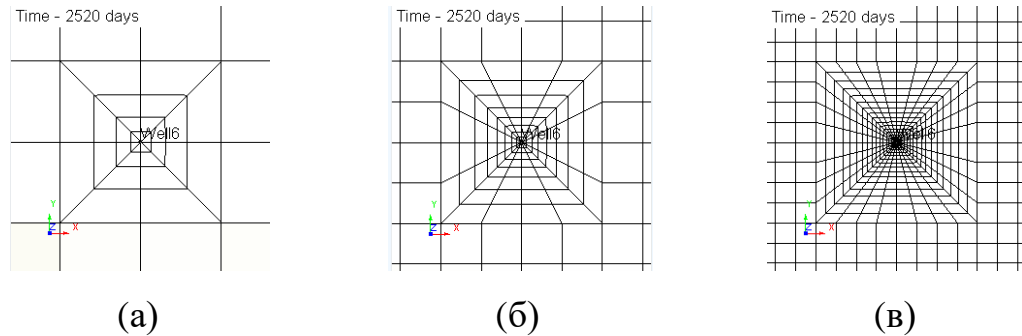


Рисунок 3.22 – Вид сеток H (а), $H/2$ и $H/2_{NC}$ (б), $H/4$ (в) в окрестности скважин (в плане)

Таблица 3.3 – Параметры используемых сеток

Сетка	Количество узлов	Количество элементов	Количество «regular» и «big» граней
H	25 064	21 035	67 048
$H/2$	70 000	81 936	221 736
$H/4$	293 840	253 820	801 052
$H/2_{NC}$	31 732	42 943	106 361

На рисунке 3.23 представлены графики накопленных отборов нефти для скважин при использовании вложенных сеток H , $H/2$ и $H/4$. Из представленных на рисунке данных видно, что решение, полученное на самой грубой сетке H , уже является достаточно точным.

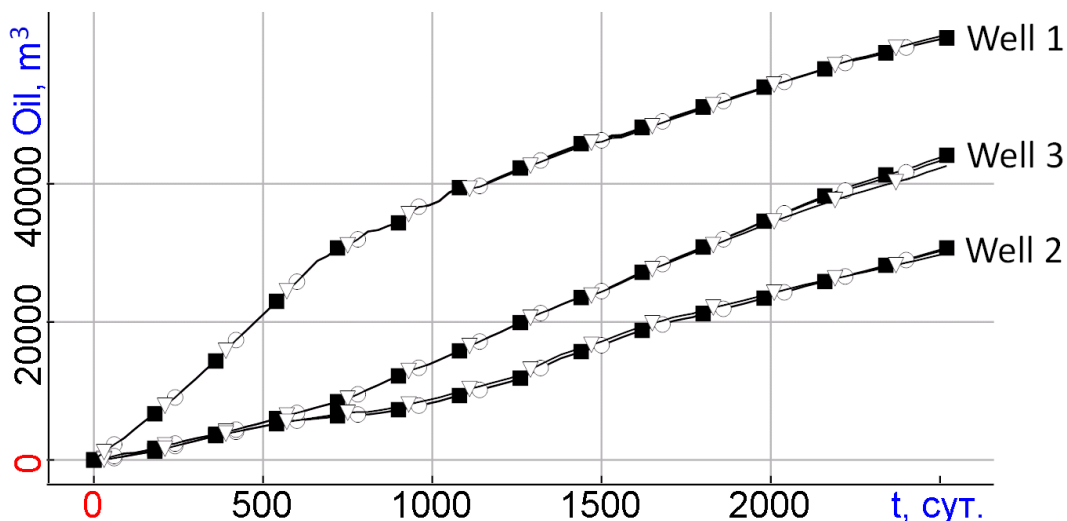


Рисунок 3.23 – Графики накопленных отборов нефти при использовании вложенных сеток H (треугольники), $H/2$ (кружки) и $H/4$ (квадраты)

В таблице 3.4 приведены соответствующие относительные погрешности для отборов нефти, рассчитанных на сетках H и $H/2$, относительно решения на подробной сетке $H/4$. Стоит отметить, что подобная точность решения на грубых сетках была получена благодаря использованию метода балансировки потоков. Без применения данного метода схожую точность решения можно было бы получить либо при использовании вложенных несколько раз конечноэлементных сетках (см. предыдущий раздел), либо при повышении порядка элементов (при этом сетки должны быть более подробными).

Таблица 3.4 – Погрешность накопленных отборов нефти для сеток H и $H/2$ относительно решения на подробной сетке $H/4$

Сетка	Well1	Well2	Well3
H	0.32%	2.47%	0.84%
$H/2$	0.11%	0.17%	0.22%

Из таблицы видно, что решение уже на сетке $H/2$ получено с высокой точностью, поэтому для исследования метода балансировки рассчитываемое с использованием несогласованной сетки решение можно сравнивать с решением, полученным на сетке $H/2$.

На рисунке 3.24 приведен вид сеток $H/2$ и $H/2_{NC}$ с отсечением области около скважин. Видно, что несогласованная сетка $H/2_{NC}$ содержит те же трехмерные неоднородности и зоны перфорации скважин, что и соответствующая согласованная сетка $H/2$, но, при этом, имеет значительно меньшее количество элементов (ячеек) по оси Z .

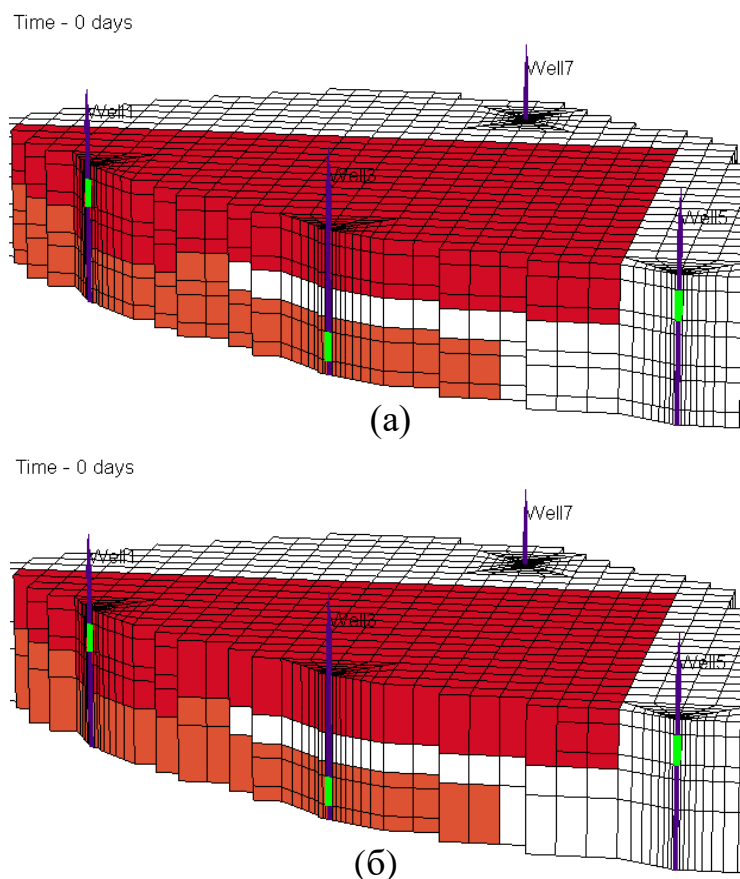


Рисунок 3.24 – Вид сеток $H/2$ (а) и $H/2_{NC}$ (б) с отсечением

Погрешность накопленных отборов нефти, рассчитанных с использованием несогласованной сетки $H/2_{NC}$, для исследуемых скважин составила 0.024% (Well1), 0.029% (Well2) и 0.0032% (Well3). В силу того, что отличие решений на сетках $H/2$ и $H/2_{NC}$ является на порядок меньшим, чем отличие решений на сетках $H/2$ и $H/4$, использование для расчетов несогласованной сетки позволяет получать сравнимое по точности решение с расчетом на соответствующей согласованной сетке (см. таблицу 3.4).

В таблице 3.5 представлены вычислительные затраты на моделирование нефтедобычи при использовании различных сеток. Расчеты проводились на ПК с процессором Intel Core I7 3.7ГГц.

Таблица 3.5 – Затраты вычислительного времени на моделирование

Сетка	Балансировка потоков	Общее время расчета
H	19 с	1 мин 30 с
H/2	1 мин 28 с	6 мин 15 с
H/4	8 мин 18 с	32 мин 40 с
H/2 _{NC}	22 с	2 мин 13 с

Из таблицы видно, что для получения сравнимого по точности решения с использованием несогласованной сетки H/2_{NC} потребовалось в 3 раза меньше вычислительного времени, чем при использовании несогласованной сетки H/2. При этом вычислительные затраты на постобработку потоков методом балансировки составили порядка 15% от общего времени моделирования. Это показывает существенное преимущество применения метода балансировки потоков и несогласованных сеток даже при решении достаточно простых модельных задач.

В заключение рассмотрим эффект применения несогласованных сеток на модели реального месторождения высоковязкой нефти Республики Татарстан (*Месторождение M2*, см. раздел 3.1), представленной в разделе 3.1.

Для расчетов были использованы две конечноэлементные сетки, при этом согласованная сетка была образована из несогласованной с помощью разбиения элементов (ячеек) по оси Z. Параметры данных сеток приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Параметры используемых конечноэлементных сеток

Характеристика	Согласованная конечноэлементная сетка	Несогласованная сетка
Количество узлов	546 831	164 880
Количество элементов	515 928	141 332
Количество «regular» и «big» граней	1 580 816	458 366

На рисунке 3.25 представлены графики накопленных отборов нефти при использовании двух типов сеток для скважин Well1, Well17, Well26, Well27, Well43 и Well44.

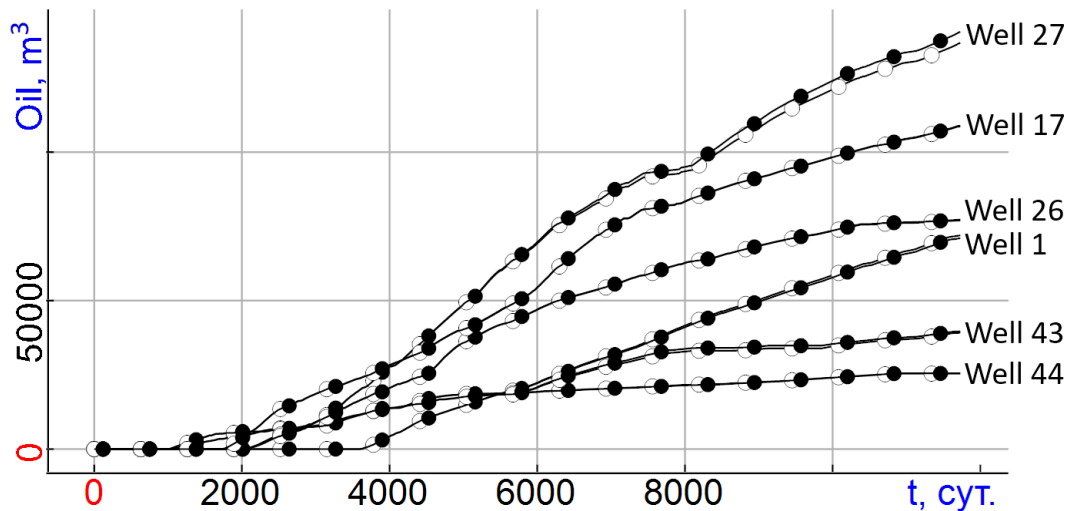


Рисунок 3.25 – Графики накопленных объемов нефти при использовании согласованной (пустые кружки) и несогласованной (закрашенные кружки) сетки

Очевидно, что накопленные отборы нефти, рассчитанные с использованием различных пространственных сеток, достаточно хорошо согласуются. В таблице 3.7 представлены соответствующие средние погрешности.

Таблица 3.7 – Погрешность отборов нефти (в %) при использовании различных конечноэлементных сеток

	Well1	Well17	Well26	Well27	Well43	Well44
Погрешность	0.68	0.12	0.13	1.02	1.18	0.22

Из данных таблицы видно, что накопленные отборы нефти, рассчитанные с использованием согласованной и несогласованной конечноэлементной сетки, имеют отличие от десятых долей до одного процента. При этом, общее время расчета при использовании несогласованной сетки составило 34 мин 3 с (включая временные затраты на метод балансировки – 3 мин 32 с), в то время как расчет на согласованной сетке был проведен за 3 ч 14 мин (включая затраты на балансировку – 30 мин 52 с). Расчеты, как и в предыдущем примере, были проведены на ПК с процессором Intel Core I7 3.7 ГГц.

Таким образом, метод балансировки потоков при использовании несогласованных конечноэлементных сеток позволяет сократить вычислительные затраты для моделирования участков реальных месторождений практически в 6 раз, сохраняя при этом требуемую точность аппроксимации.

3.5 Анализ эффектов ориентации конечноэлементных сеток при использовании метода балансировки потоков

Анализировать эффект ориентации сетки будем на моделях, представленных в предыдущем разделе. Сначала рассмотрим коллектор простой конфигурации с 7 скважинами. Сравним решение на исходной сетке $H/2$ и повернутой на 30 градусов сетке $H/2_{Rot}$. На рисунке 3.26 представлены распределения полей насыщенности нефти на конец моделирования. Также приведем графики накопленных отборов нефти для соответствующих добывающих скважин (рисунок 3.27).

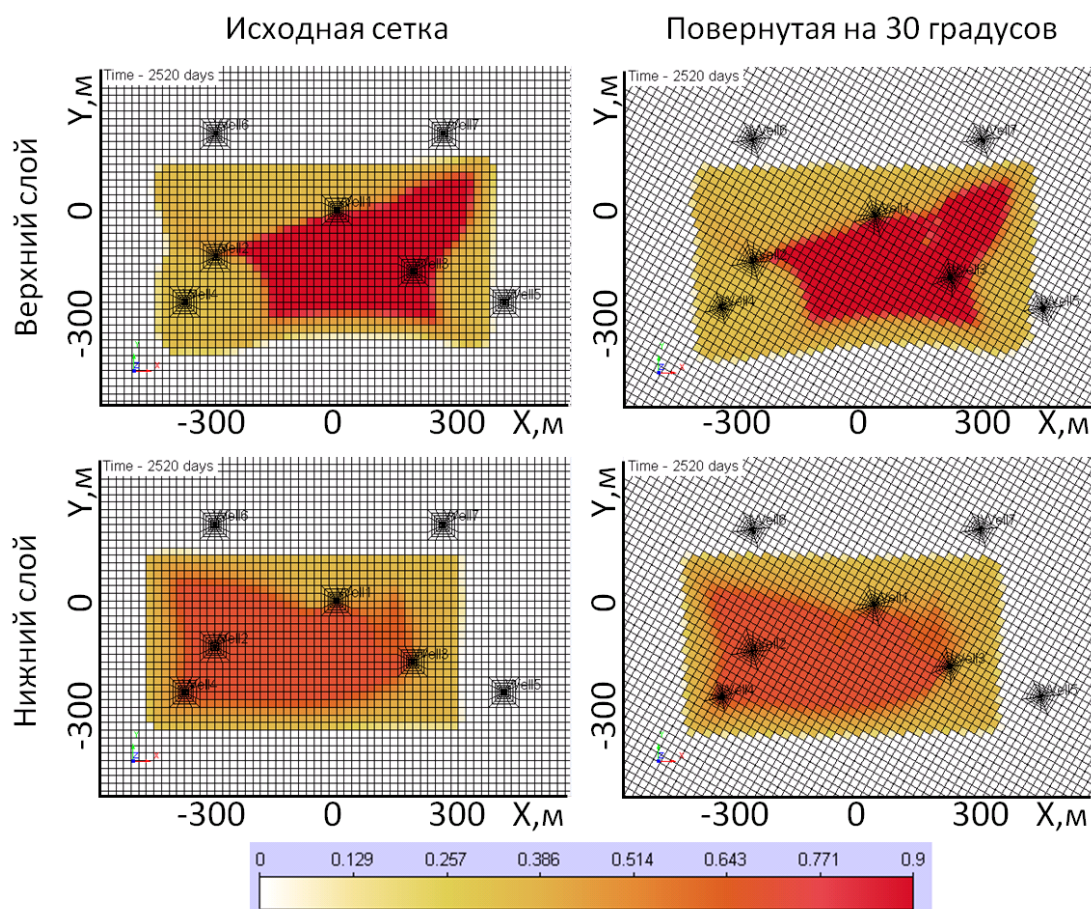


Рисунок 3.26 – Распределение насыщенности нефти на конец моделирования в верхнем и нижнем слое при расчете на сетке $H/2$ и $H/2_{Rot}$

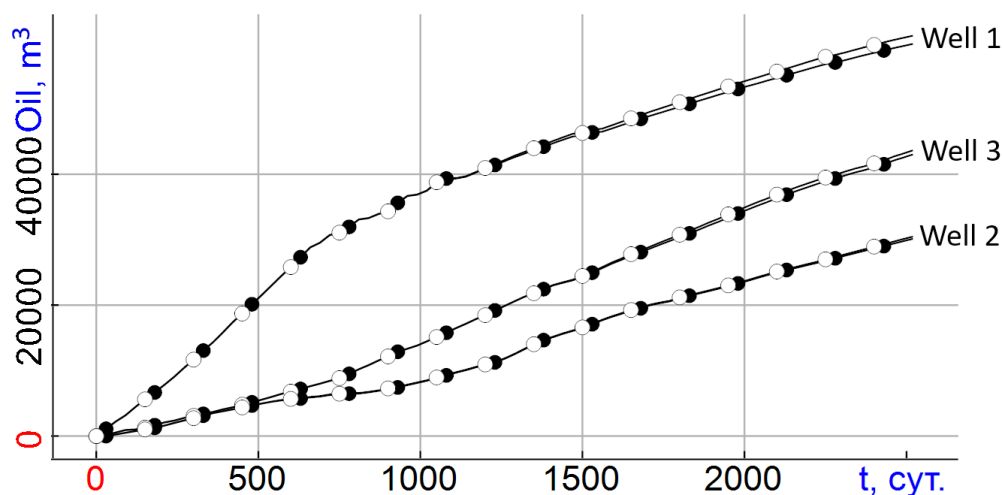


Рисунок 3.27 – Графики накопленных объемов нефти при использовании сетки $H/2$ (пустые кружки) и $H/2_{Rot}$ (закрашенные кружки)

Соответствующее различие в накопленных отборах нефти при расчете на исходной и повернутой конечноэлементной сетки составило 0.77% для скважины Well1, 0.61% для Well2 и 0.50% для Well3. Таким образом, полученные результаты показывают, что предложенный метод моделирования свободен от сложностей, связанных с ориентацией сетки.

Проанализируем теперь эффект ориентации сеток для многослойной модели реального месторождения, рассмотренной в предыдущем разделе. Стоит еще раз отметить, что в рассматриваемой модели высокопроницаемые зоны в продуктивных слоях граничат с низкопроницаемыми зонами (т.е. проницаемость в соседних блоках модели может отличаться на пять порядков).

Для проведения анализа эффектов ориентации конечноэлементная сетка была повернута на 30 градусов вокруг оси Z относительно исходной сетки (модель резервуара будет показана ниже; координаты точки, вокруг которой был сделан поворот сетки, равны $(200, -1300)$).

На рисунке 3.28 показаны графики накопленной добычи нефти (по всему участку и отдельно по некоторым скважинам), рассчитанные на исходной сетке (это сетка, на которой выполнялась адаптация) и на сетке, повернутой на 30 градусов. Видно, что результаты расчетов на исходной и повернутой сетках практически не отличаются друг от друга.

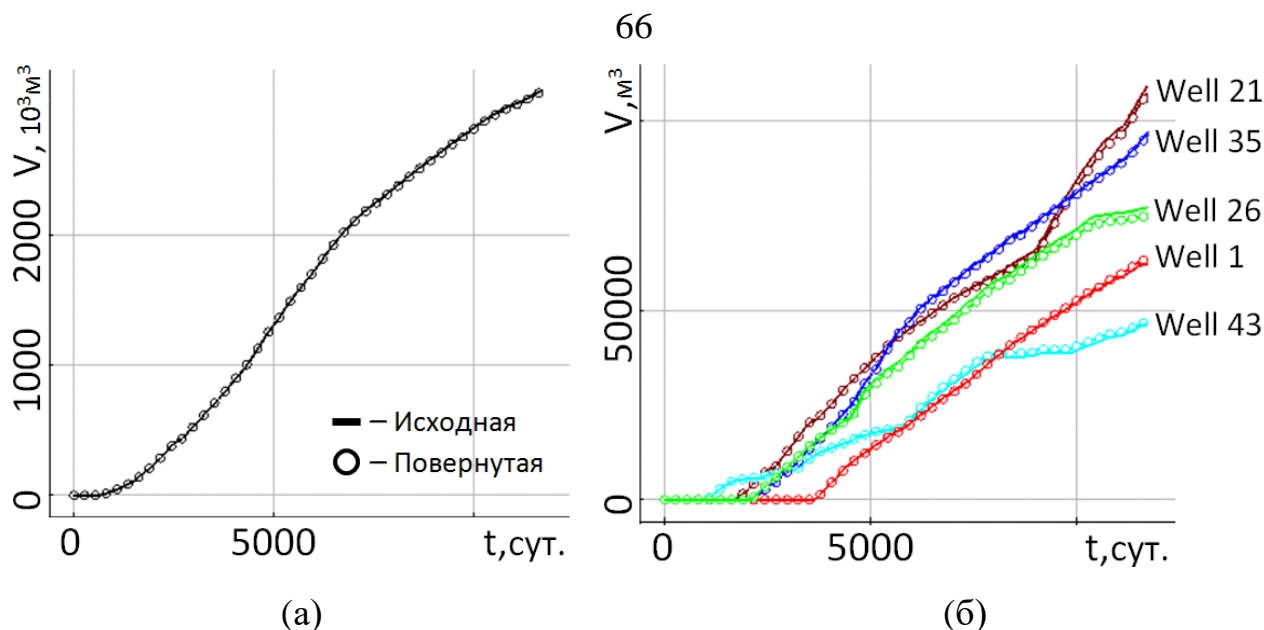


Рисунок 3.28 – Графики совокупной добычи нефти, рассчитанные на исходной сетке и на сетке, повернутой на 30 градусов: (а) общая добыча нефти; (б) добыча нефти по нескольким скважинам отдельно (кривые, рассчитанные на исходной сетке, показаны сплошными линиями; кривые, рассчитанные на сетке, повернутой на 30 градусов, показаны точками)

На рисунках 3.29 и 3.30 представлены распределения нефти для 6300 и 10080 суток, рассчитанные на исходной и повернутой сетке. Распределения представлены в третьем и пятом пластах модели месторождения. Можно видеть, что эти распределения практически не отличаются за исключением зоны смены шага сетки рядом с границей расчетной области (левый нижний угол).

Аналогичные результаты были получены при поворотах сетки на 45 и 60 градусов.

Таким образом, проведенные численные эксперименты 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 много порядков.

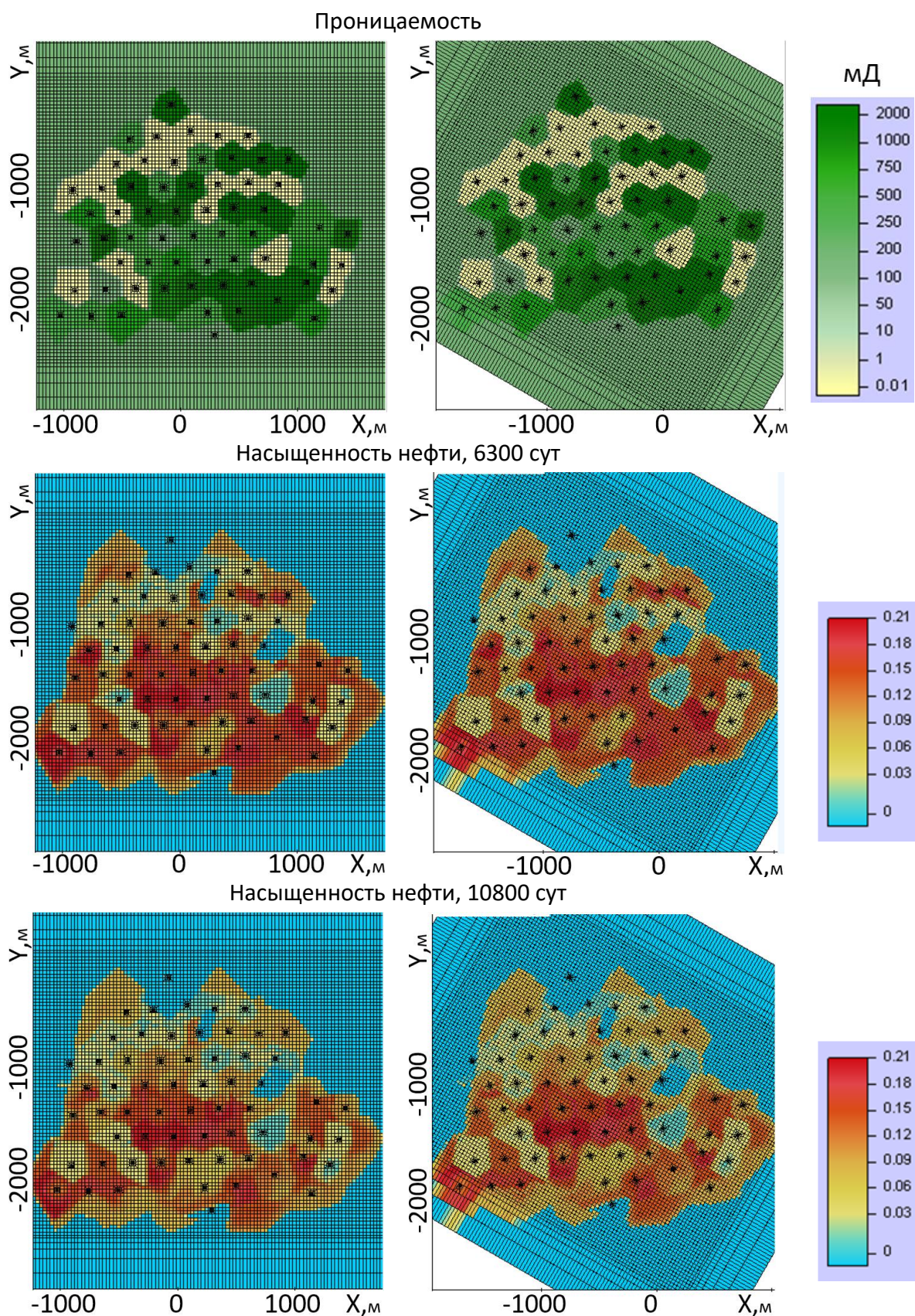


Рисунок 3.29 – Проницаемость (мД) и распределение нефти в объеме на сетке без поворота (слева) и на сетке, повернутой на 30 градусов (справа). Сечение построено через третий пласт модели

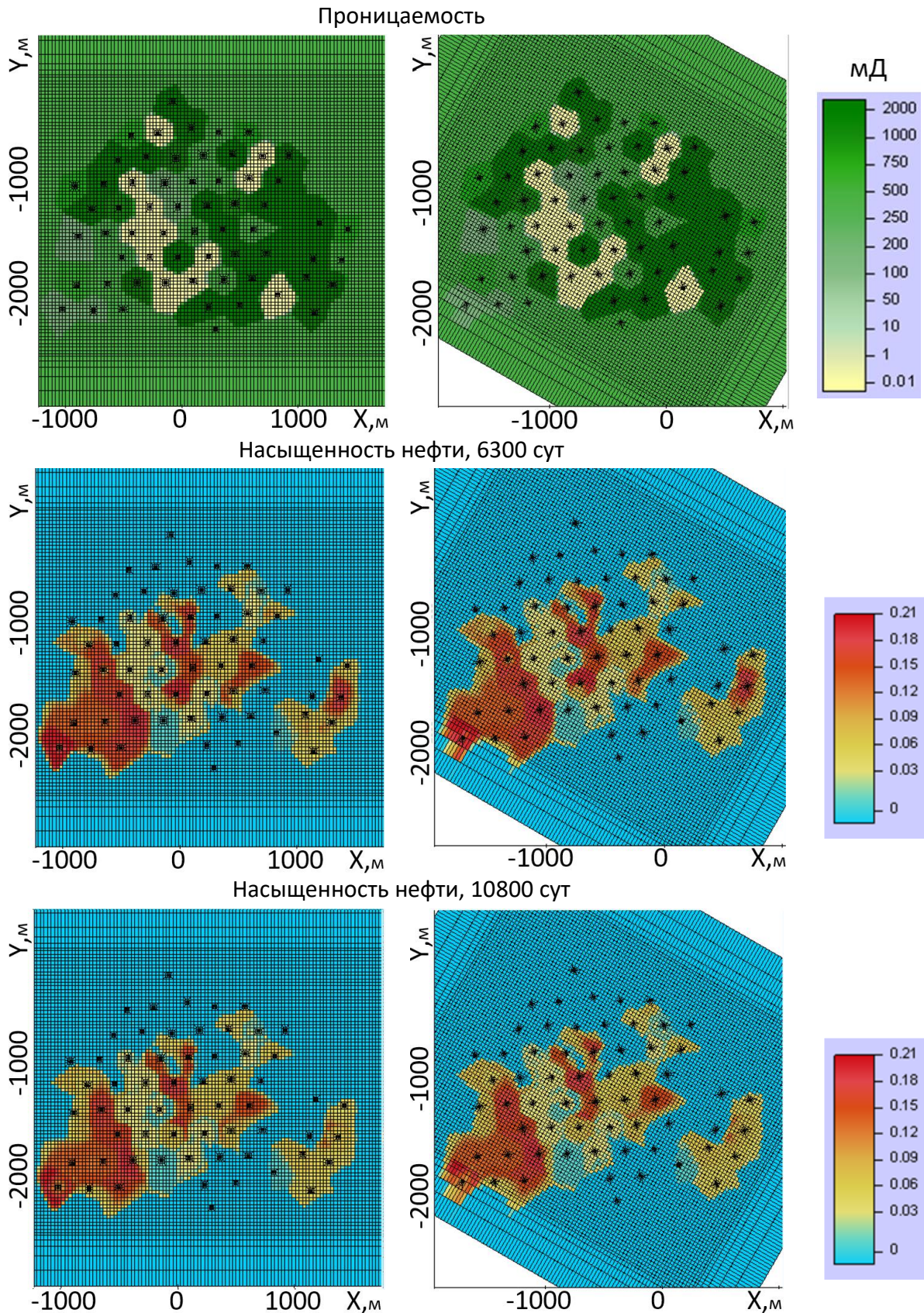


Рисунок 3.30 – Проницаемость (мД) и распределение нефти в объеме на сетке без поворота (слева) и на сетке, повернутой на 30 градусов (справа). Сечение построено через пятый пласт модели

3.6 Исследование эффективности метода балансировки в сравнении с технологией постобработки, основанной на методе проецирования

В работах [36–38] был предложен принципиально другой подход постобработки, в котором общее неконсервативное приближение потока модифицируется путем добавления кусочно-постоянных поправок, которые минимизируются во взвешенной L_2 -норме. (далее для краткости будем называть этот метод – *метод проецирования*).

В данном методе вектор кусочно-постоянных поправок $\mathbf{y} \in \mathbb{R}^{N^e}$ находится в результате решения СЛАУ

$$\mathbf{B}\mathbf{y} = \mathbf{d},$$

в которой компоненты матрицы $\mathbf{B} \in \mathbb{R}^{N^e \times N^e}$ и вектора правой части $\mathbf{d} \in \mathbb{R}^{N^e}$ определяются с помощью соотношений

$$B_{ek} = \begin{cases} -\omega_l^{-1} \cdot \text{mes}(\Gamma_l), & e \neq k, \Gamma_l = \partial\Omega_e \cap \partial\Omega_k, \\ \sum_{l \in I_{\Omega_e}/\Gamma^2} \omega_l^{-1} \cdot \text{mes}(\Gamma_l), & e = k, \end{cases}$$

$$d_e = \frac{\Delta V_{\Omega_e}}{\Delta t} - \sum_{l \in I_{\Omega_e}} \tilde{\gamma}_{\Gamma_l, \Omega_e} |V'_{\Gamma_l}|.$$

С использованием поправок \mathbf{y} вычисляются корректирующие добавки к потокам $\delta V'_{\Gamma_i}$ на гранях $\Gamma_i \notin \Gamma^2$:

$$\delta V'_{\Gamma_i} = \omega_i^{-1} \cdot \text{mes}(\Gamma_i) \cdot \sum_{e \in I_{\Gamma_i}} \gamma_{\Gamma_i, \Omega_e} y_e.$$

В качестве весовых функций для граней $\Gamma_l = \partial\Omega_e \cap \partial\Omega_k$ предлагается использовать величину

$$\omega_l = \frac{\delta_{\Omega_e} + \delta_{\Omega_k}}{2\delta_{\Omega_e}\delta_{\Omega_k}}, \quad (3.1)$$

где δ_{Ω_p} определяется как $\delta_{\Omega_p} = \mathbf{n}_l^T \mathbf{K}_{\Omega_p} \mathbf{n}_l$.

Для сравнения метода балансировки с методом проецирования, в первую очередь, проведем моделирование на задаче, представленной в работе авторов данного метода [38]. При этом в первом варианте моделирования постобработка потоков выполняться не будет, а в двух последующих – для постобработки будет использован как метод проецирования, так и метод балансировки.

Рассмотрим задачу однофазной двухкомпонентной фильтрации, представленную в работе [38]. Расчетная область представляет собой квадрат размерность $1 \times 1 \text{ м}^2$, содержащий зону пониженной проницаемости в центре области. На левой и правой границе задано давление 1 Па и 0 Па, соответственно, а верхняя и нижняя границы изолированы (рисунок 3.31). В начальный момент времени вся расчетная область занята первой компонентой.

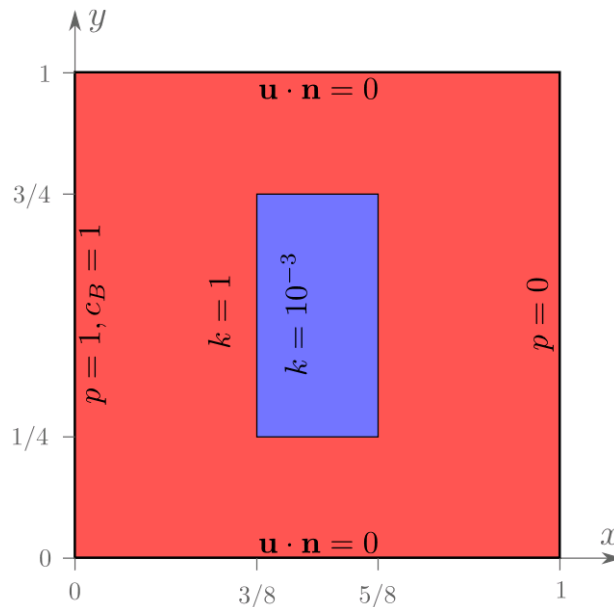


Рисунок 3.31 – Расчетная область: геометрия, граничные условия, проницаемость

Область моделирования разбита на 1024 конечных элемента с равномерным шагом по пространству, равным 0.03125 м. Расчет проводится до 2 суток (шаг моделирования $\Delta t = 0.01$ суток).

На рисунке 3.32 представлены распределения полей массовой доли второй компоненты на конец расчета, полученные без использования метода постобработки и с использованием метода проецирования.

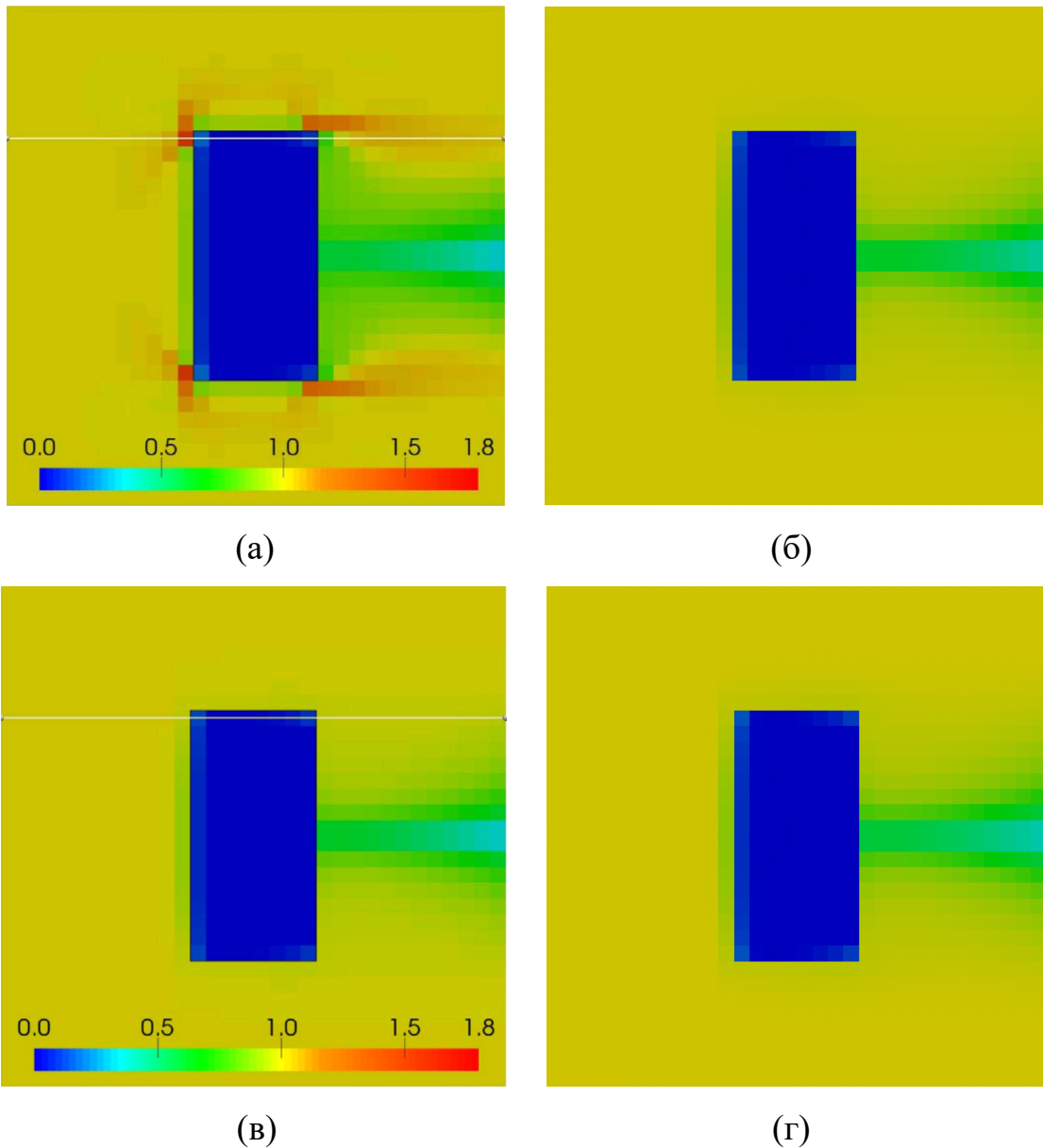


Рисунок 3.32 – Распределения полей массовой доли второй компоненты на конец расчета без использования постобработки – (а), (б) и с использованием метода проецирования (в), (г); результаты (а), (в) представлены в работе [38], а (б), (г) – рассчитанные

Также на рисунке 3.33 представлено распределение концентрации второй компоненты вдоль прямой $y = 0.735$, полученной с помощью метода проецирования, метода балансировки и без использования постобработки потоков.

Из приведенных результатов видно, что решение, рассчитанное с использованием математического аппарата, представленного в данной диссертационной работе, уже является практически консервативным даже без постобработки потоков, в то время как решение без постобработки, приведенное в работе [38],

дает нефизичные значения (концентрация больше 100%). Это является следствием использования различных методов моделирования процесса переноса: в данной диссертационной работе описана численная схема моделирования, при которой насыщенности (и массовые доли) рассчитываются явно с учетом наличия достаточного количества фазы в ячейке (обоснование этого метода дано в [53]), в то время как в работе [38] насыщенности вычисляются как решение соответствующего дифференциального уравнения (и поэтому могут принимать значения больше единицы и меньше нуля).

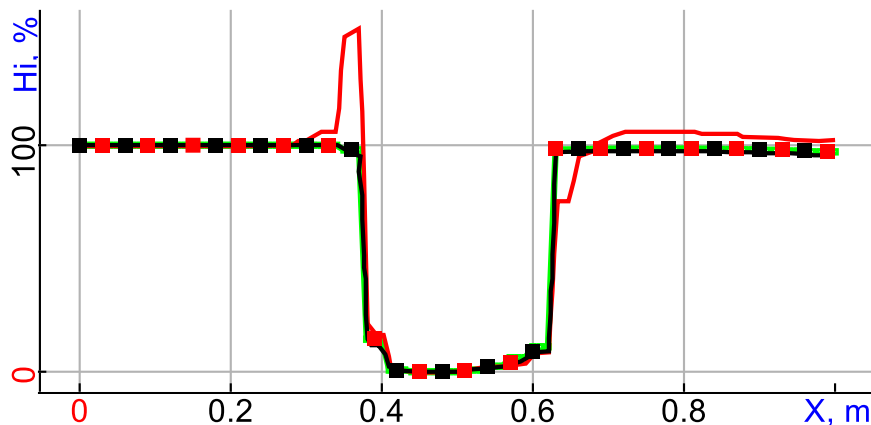


Рисунок 3.33 – Распределение массовой доли второй компоненты вдоль прямой $y = 0.735$, полученное с помощью метода проецирования (черный цвет), метода балансировки (зеленый цвет) и без использования постобработки потоков (красный цвет); графики, изображенные сплошными красными и черными кривыми, представлены в работе [38], а изображенные в виде маркеров – рассчитанные

Реализованный метод проецирования и результат, представленный с использованием этого метода в работе [38], практически совпадают. Это подтверждает правильность в реализации метода постобработки и его возможность для сравнения с методом балансировки на более сложных задачах.

В свою очередь, решение, полученное с помощью метода балансировки, полностью согласуется с решениями, полученными с помощью метода проецирования.

Далее проведем сравнение методов постобработки на задаче, эмулирующей работу добывающей и группы нагнетательных скважин, рассмотренной при анализе эффективности метода балансировки потоков в разделе 3.3.

На рисунке 3.34 приведен график отклонений дебита нефти для метода проецирования и метода балансировки.

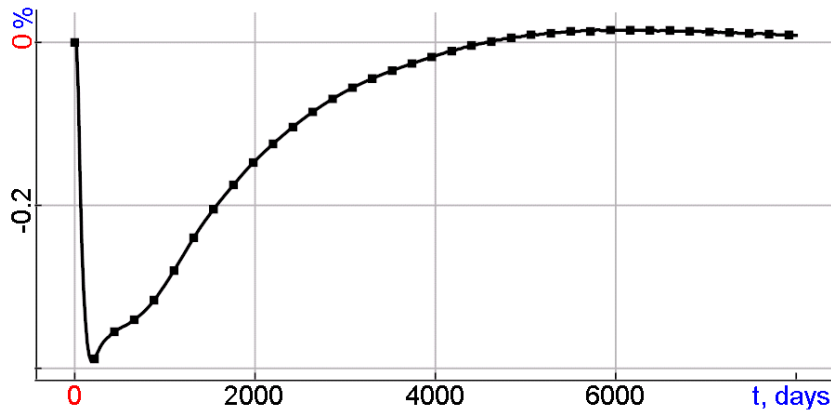


Рисунок 3.34 – График отклонений дебита нефти для метода проецирования и метода балансировки

Видно, что расчеты, полученные с использованием обоих методов, для рассмотренной простой задачи хорошо согласуются, и их относительная разность не превышает 0.4%, что подтверждает правильность реализации обоих методов.

Заметим, что в рассмотренной ситуации при выполнении корректировки потоков как с использованием метода балансировки, так и с использованием метода проецирования на скважинах фиксировались значения истинных потоков.

При этом на практике довольно часто встречается ситуация, когда скважины добывают/нагнетают при фиксированном давлении и истинный отбор/нагнетение на скважинах неизвестны. В этом случае численные потоки на скважинах также должны корректироваться с использованием метода балансировки или метода проецирования.

Проанализируем точность коррекции численных потоков на скважинах обоими методами. Для этого в рассмотренном выше примере при выполнении метода балансировки и метода проецирования не будем фиксировать потоки на

скважинах Well1, Well3 и Well4 (как это делается в случае, когда на скважинах задается давление, а не поток). Таким образом, фактически, эмулируется ситуация, в которой на этих скважинах задано давление, и проверяется, с какой точностью рассматриваемые методы коррекции дают потоки на скважинах (поскольку в данном случае можно сравнить их с истинными), т.е. в данном случае применение методов постобработки должно, во-первых, обеспечивать консервативность решения, а, во-вторых, приближать сбалансированные отборы/нагнетания на скважинах к истинным.

В таблице 3.8 приведены значения истинных, численных и сбалансированных мгновенных отборов и нагнетаний для анализируемых скважин.

Таблица 3.8 – Истинные, численные и сбалансированные мгновенные отборы и нагнетания для скважин Well1, Well3 и Well4, м³/сут

Мгновенный отбор/нагнетание	Well1	Well3	Well4
Истинный	40	13.3(3)	13.3(3)
Численный	29.74	9.46	9.46
Балансировка потоков	39.99	13.33	13.32
Метод проецирования [38]	36.11	11.82	11.75

Очевидно, что метод балансировки позволяет получить более близкое к истинному решение, чем метод проецирования как для добывающей, так и для нагнетательной скважины. Погрешность для скважин при использовании метода балансировки составила менее 0.1%. В свою очередь, погрешность для метода проецирования составила около 10% для скважины Well1 и около 11% для скважин Well3 и Well4. Несмотря на то, что полученные с помощью обоих методов потоки являются консервативными, метод балансировки позволил получить более точное решение.

И в заключение рассмотрим уже реальное месторождение высоковязкой нефти, модель которого была представлена в конце раздела 3.1 (*Месторожде-*

ние M2). Анализировать эффективность методов будем на пяти скважинах различных мощностей: Well7, Well20, Well24, Well36 и Well47. Расчеты были проведены на двух вложенных конечноэлементных сетках Н и Н/2.

На рисунке 3.35 приведены графики накопленных объемов нефти для исследуемых скважин при использовании метода балансировки на вложенных сетках и метода проецирования. Соответствующие отклонения рассчитанных с помощью различных методов постобработки объемов нефти относительно решения, полученного с помощью метода балансировки на сетке Н/2, приведены в таблице 3.9.

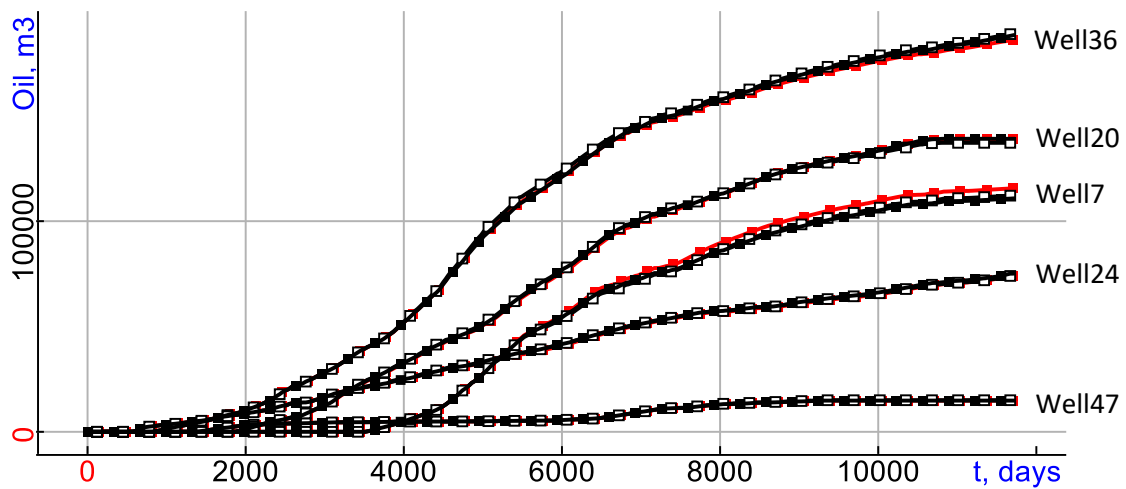


Рисунок 3.35 – Графики накопленных объемов нефти, полученные с помощью метода балансировки для сетки Н (закрашенные черные маркеры), Н/2 (пустые маркеры), и метода проецирования (Н) (маркеры красного цвета)

Таблица 3.9 – Средние отклонения (в %) отборов нефти при использовании различных методов постобработки

Метод	Well7	Well20	Well24	Well36	Well47
Балансировка, Н	0.62	0.7	0.59	0.69	0.56
Проецирование, Н	1.94	0.51	0.75	0.45	0.39

Из представленных результатов видно, что решения, полученные с помощью различных методов постобработки на сетке Н и при использовании метода

балансировки на сетке $H/2$, практически не отличаются. Это подтверждает, что решение, полученное на сетке H , является уже достаточно точным; а также подтверждает корректность реализации метода проецирования.

Для анализа точности получаемого консервативного решения, так же, как и для рассмотренного выше примера, не будем фиксировать на исследуемых скважинах поток, а проанализируем полученные отборы после постобработки. При этом для метода проецирования будем использовать сетки H и $H/2$, а также два варианта весовых функций: представленные в работе [38] веса (3.1) и предложенные для метода балансировки весовые функции (1.23).

Соответствующие значения средних отклонений для отборов смеси при использовании различных методов постобработки приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Средние отклонения (в %) отборов смеси при использовании различных методов постобработки (без фиксации отборов)

Метод	Well7	Well20	Well24	Well36	Well47
Численный поток, H	25.71	42.7	29.1	30.3	40.7
Численный поток, $H/2$	16.6	25.2	20.1	22.6	30.34
Балансировка, H	1.48	2.16	3.69	0.95	3.7
Проец-ние, H , веса (3.1)	14.6	26.3	17.1	14.6	27.4
Проец-ние, $H/2$, веса (3.1)	8.2	16.3	10.4	9.9	17.4
Проец-ние, H , веса (1.23)	6.2	10.9	6.8	3.11	14.9
Проец-ние, $H/2$, веса (1.23)	2.5	7.8	4.5	2.7	5.3

Из таблицы видно, что метод балансировки позволяет получить решение, имеющее существенно меньшую погрешность, чем при использовании метода проецирования, при этом минимальная погрешность соответствует высокодебитной скважине – что является особо значимым при решении практических задач.

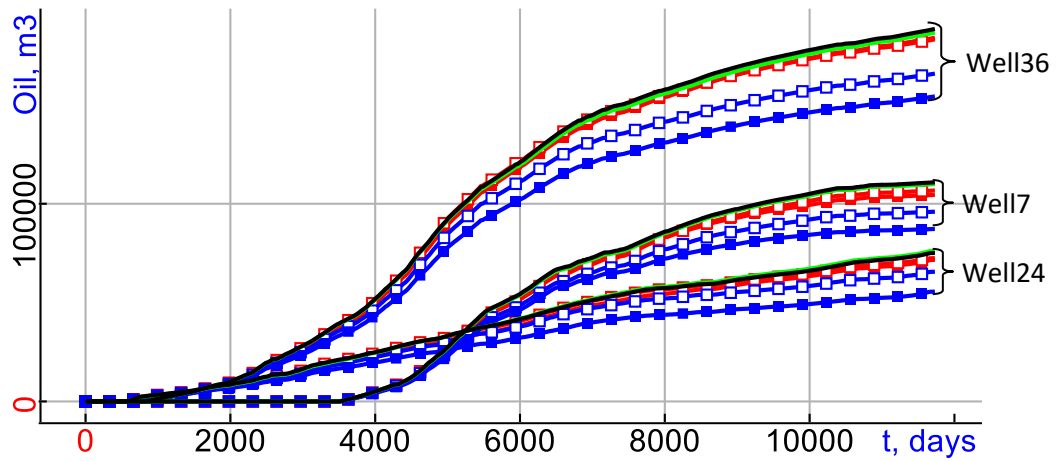
Кроме того, использование в методе проецирования предложенных в работе [38] весовых функций (3.1) является более чем в 2 раза менее эффективным, чем использование предложенных в данной диссертационной работе весовых функций (1.23). В свою очередь, метод балансировки на сетке H позволяет получить практически в 2 раза более точное решение, чем лучший результат метода проецирования на сетке $H/2$.

Соответствующие накопленные объемы нефти приведены в таблице 3.11 (некоторые из них изображены на рисунке 3.36 – истинными обозначены кривые, рассчитанные на сетке H с помощью метода балансировки с фиксированием потока на скважинах).

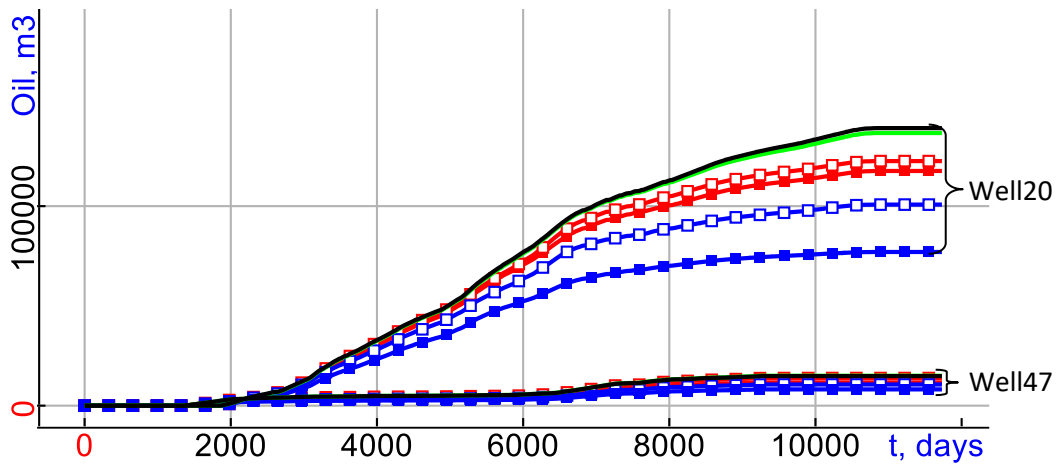
Таблица 3.11 – Средние отклонения (в %) отборов нефти при использовании различных методов постобработки (без фиксации отборов)

Метод	Well7	Well20	Well24	Well36	Well47
Балансировка, H	0.74	1.23	1.52	0.87	0.82
Проец-ние, H , веса (3.1)	13.4	29.2	21.3	14.9	40.0
Проец-ние, $H/2$, веса (3.1)	6.9	15.9	9.3	9.7	25.9
Проец-ние, H , веса (1.23)	3.3	9.1	6.5	3.1	19.9
Проец-ние, $H/2$, веса (1.23)	2.5	5.8	2.2	1.8	6.7

Из представленных результатов видно, что сопоставимые по точности решения удалось получить на сетке H для метода балансировки и на сетке $H/2$ для метода проецирования из работ [36–38] с весовыми функциями, предложенными в данной диссертационной работе для метода балансировки. Суммарные вычислительные затраты на сетке H для метода балансировки составили чуть более 0.5 часа, а на сетке $H/2$ для метода проецирования из работ [36–38] – 8 ч 37 мин (расчеты проводились на ПК с процессором Intel Core I7 3.7ГГц с использованием трех потоков).



(а)



(б)

Рисунок 3.36 – Графики накопленных отборов нефти: истинные (черные), восстановленные с помощью метода балансировки (зеленые), проецирования с весами (3.1) (синие), проецирования с весами (1.23) (красные); маркеры метода проецирования для сетки N закрашены, для $N/2$ – пустые

Выводы по главе 3

1. Проведена верификация разработанных методов и алгоритмов. Верификация постобработки многофазных конечноэлементных потоков была проведена путем решения тестовых задач и на моделях реальных месторождений, а также сравнением с результатами других авторов. Верификация построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей была проведена с использованием скважинных данных и данных нефтедобычи на реальных нефтяных месторождениях.

2. Разработанный метод создания по скважинным данным стартовых трех-

мерных геолого-гидродинамических моделей нефтяных месторождений обеспечивает высокую вычислительную эффективность моделирования за счет использования неконформных конечноэлементных сеток с гибкой стыковкой конечных элементов. За счет использования неконформных сеток общее время моделирования сокращается практически на порядок, при этом сохраняется необходимая точность аппроксимации – различие в совокупной добыче нефти для моделей реальных нефтяных месторождений составляет менее 1.5% (в сравнении с использованием согласованных сеток). 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.

3. Показано, что применение метода балансировки численных 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, более чем на 2 порядка выше затрат, требуемых при расчетах с использованием балансировки. Предложенный алгоритм адаптивного выбора параметров позволяет выполнять факторизацию матрицы СЛАУ на достаточно малом количестве временных шагов, поэтому вычислительные затраты на процедуру балансировки потоков на порядок меньше затрат, связанных с расчетом поля давления и переносом фаз (не превышают 15% от общего времени вычислений даже для моделей достаточно больших нефтяных месторождений).

4. Проведена оценка эффектов влияния ориентации конечноэлементных сеток при использовании метода балансировки потоков на тестовой задаче и модели реального месторождения. 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.

5. Исследована эффективность метода балансировки потоков в сравнении с технологией постобработки методом проецирования, представленной в публикациях [36–38]. Результаты исследований показали, что предложенный метод балансировки позволяет получать гораздо более точное решение по сравнению с методом проецирования. В то же время метод проецирования 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 позволяет получить решение с требуемой точностью на гораздо более грубых сетках (суммарные вычислительные затраты меньше на порядок и более).

ГЛАВА 4 ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС, РЕАЛИЗУЮЩИЙ МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

4.1 Общая архитектура программного комплекса

На основании разработанного математического аппарата и алгоритмов был создан программный комплекс [98–101], реализующий моделирование многофазных течений в задачах нефтедобычи (Приложение А). Общая архитектура данного программного комплекса приведена на рисунке 4.1. Управление модулями осуществляется с помощью графического интерфейса пользователя. На схеме представлены следующие элементы:

1) блоки данных первого типа, для которых существует возможность заполнения как «вручную» средствами интерфейса, так и автоматически с использованием модулей интерфейса;

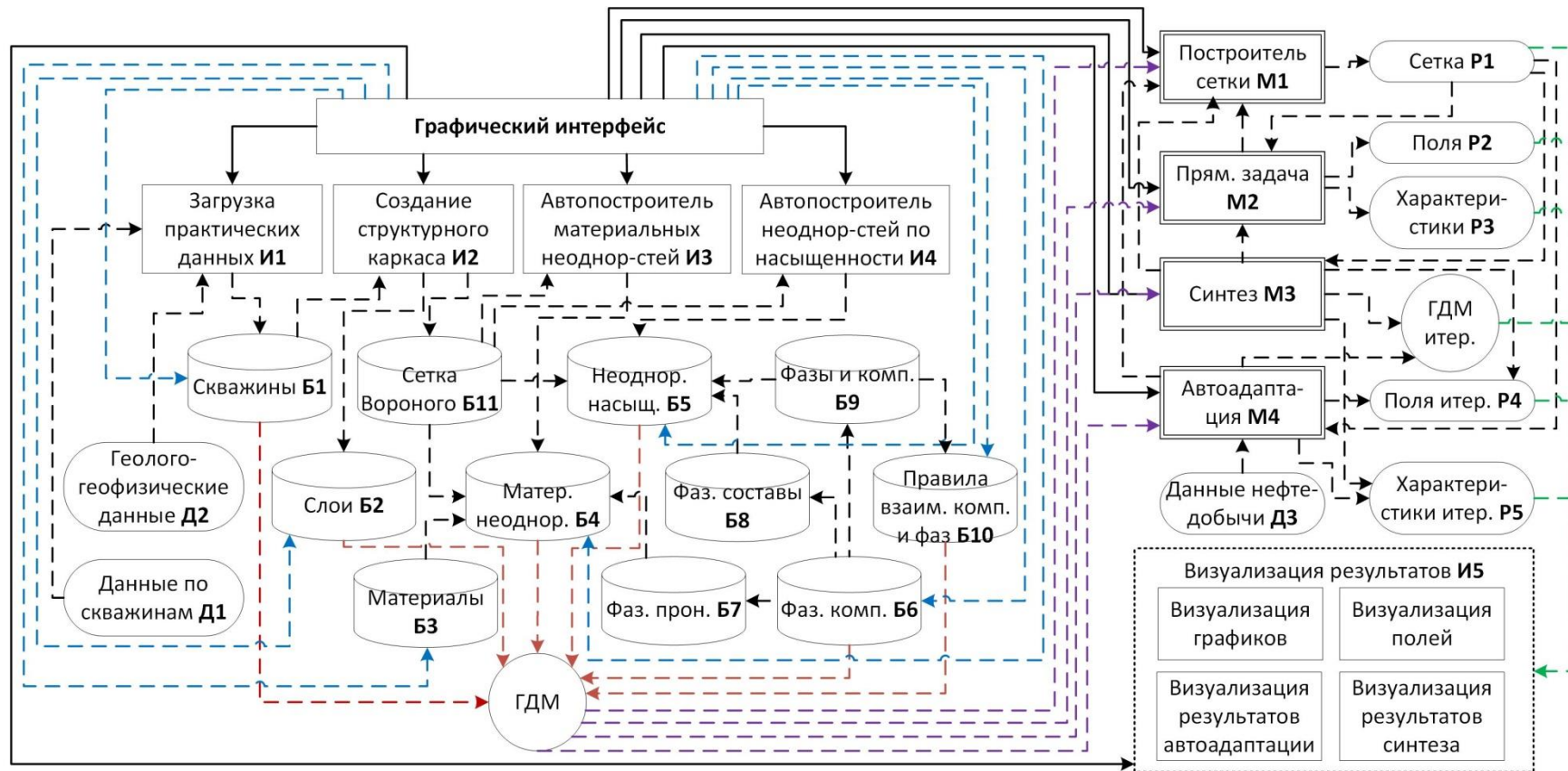
2) блоки данных второго типа, которые являются результатом моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи и могут быть визуализированы с использованием инструментальных средств модуля **И5**;

3) блоки данных третьего типа, в которых содержится информация (практические данные) по конкретному нефтяному месторождению;

4) программные модули интерфейса, реализующие функции, связанные с заполнением блоков данных и их визуализацией;

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

Модуль интерфейса **И1** осуществляет загрузку данных по конкретному месторождению из баз данных нефтяных компаний, включающих информацию по добыче и закачке, геолого-геофизические данные по скважинам с разбивкой на пласты, положение скважин в плане (а также альтитуду и год бурения), информацию по зонам перфорации (положение по стволу, дату создания/ликвидации), информацию о соответствии глубин по скважине глубинам по пласту, а также данные по забойным давлениям.



Блоки данных:

- Б1 Расположении и режимы работы скважин;
- Б2 Геолого-геофизические данные о слоях модели;
- Б3 Свойства пород в пластовой системе;
- Б4 Неоднородности среды по свойствам пород;
- Б5 Неоднородности среды по насыщенностям фаз;
- Б6 Компонентно-фазовая модель;
- Б7 Фазовые проницаемости;
- Б8 Фазовые составы;
- Б9 Фазы и компоненты, присутствующие в модели;
- Б10 Правила взаимодействия компонент и фаз;
- Б11 Сетка Вороного с ГГФ-данными.

Результат моделирования и прак-ие данные:

- Р1 Конечноэлементная сетка;
- Р2 Данные нефтедобычи из прямой задачи;
- Р3 Расчетные поля из прямой задачи;
- Р4 Расчетные поля на итерациях 3D-инверсии;
- Р5 Расчетные характеристики на итерациях адаптации и синтеза оптимального управления;
- Д1 Данные по скважинам: координаты, инклинометрия, зоны перфорации, режимы работы;
- Д2 Геолого-геофизические данные;
- Д3 Данные нефтедобычи.

Модули:

- М1 Построение конечноэлементных сеток;
- М2 Решение прямых задач многофазной фильтрации;
- М3 Решение трехмерных обратных задач;
- М4 Решение задач синтеза оптимального управления.

Модули интерфейса:

- И1 Загрузка практических данных;
- И2 Построение структурного каркаса;
- И3 Построение неоднородностей по свойствам пород;
- И4 Построение неоднородностей по насыщенностям фаз;
- И5 Визуализации данных нефтедобычи, пространственно-временных распределений, результатов автоадаптации и синтеза.

Рисунок 4.1 – Общая архитектура программного комплекса моделирования процессов нефтедобычи

На основе загруженных блоков данных **Д1** и **Д2** формируется блок данных **Б1**, который отображается в окне графического интерфейса, может редактироваться пользователем и для каждой скважины содержит следующие разделы:

- 1) временная зависимость (локальное и глобальное время) объема (или давления) добычи/закачки; для нагнетательных скважин этот раздел содержит закачиваемый фазово-компонентный состав и температуру смеси;
- 2) положение зон перфорации по стволу скважины;
- 3) информация о работе зон перфорации в каждый период времени;
- 4) разбивка на пласты, включающая значения проницаемости и пористости вдоль ствола, указание на коллектор/неколлектор, нефте- и водонасыщенность.

Модуль **И2** предоставляет возможность автоматического и интерактивного построения структурного каркаса пластовой системы на основе геолого-геофизических данных по скважинам. В результате его работы формируются слои (пласты) пластовой системы – заполняется блок данных **Б2** (который отображается в окне графического интерфейса и может редактироваться пользователем), а также блок данных **Б11** – «Сетка Вороного». Этот блок данных представляет собой трехмерную неконформную по оси OZ сетку, ячейки которой в плане образуются с помощью ячеек Вороного и характеризуются значениями проницаемости, пористости, нефте- и водонасыщенности.

Первоначальное заполнение блока данных **Б6** осуществляется по умолчанию для двухфазной модели вода/нефть (при создании нового проекта) и может корректироваться пользователем. Этот блок данных содержит информацию о компонентно-фазовой модели, включающую:

- 1) список компонент с определенными для них молярными массами;
- 2) список фаз с определенными для них значениями или зависимостями плотностей, вязкостей, теплопроводности и теплоемкости.

Этот блок содержит подблоки **Б7**, **Б8** и **Б9**, в которых определяются:

- 1) фазовые проницаемости (зависимости, заданные явно или через параметры);

2) композиции, содержащие значения концентраций компонент в фазах на начало моделирования;

3) фазовые составы, которые содержат значения насыщенностей в фазах на начало моделирования.

Заполнение блока данных **Б10**, определяющего взаимодействие компонент и фаз, осуществляется интерактивно с использованием информации из блока **Б6**.

Трехмерные неоднородности среды задаются и отображаются в блоках данных **Б4** и **Б5**. Для задания «материальных» неоднородностей (по структуре пород) предусмотрена вспомогательная структура «материалы», которая задается в блоке **Б3** и содержит все материальные свойства, кроме фазовых проницаемостей.

На основе информации из блока данных **Д3** происходит автоматическое формирование «материальных» неоднородностей и неоднородностей по насыщенностям. Эти функции реализуются модулями интерфейса **И3** и **И4**. Такая автоматизация позволяет достаточно быстро и корректно формировать стартовые гидродинамические модели и их параметры для проведения автоматической адаптации.

Таким образом, информация из блоков **Б1**, **Б2**, **Б4**, **Б5**, **Б6** и **Б10** определяет специальный блок «Гидродинамическая модель», информация из которого в дальнейшем используется как входные данные в работе основных модулей **М1**, **М2**, **М3** и **М4** для моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи.

Построение сетки из шестигранных конечных элементов выполняется в программном модуле **М1**. Он может запускаться как для просмотра построенной сетки, так и при решении задач нефтедобычи, реализуемых модулями **М2**, **М3** и **М4**. При этом модуль **М1** формирует блок данных **Р1**, включающий информацию о конечных элементах (и их связях), узлах, краевых условиях (границ зон перфорации скважин, непроницаемые участки и др.), свойствах среды (проницаемость, пористость, насыщенность и др.), дискретизованных в ячейках

сетки и др. Информация из блока данных **P1** может быть визуализирована с помощью модуля **И5** в подмодуле «Визуализация полей».

Решение задачи фильтрации (гидродинамическое моделирование) реализуется модулем **M2**. Общая схема работы этого модуля представлена на рисунке 4.2. При его запуске формируются блоки данных **P2** и **P3**, в которых содержатся расчетные данные нефтедобычи (давление на скважинах, объемы мгновенной/накопленной добытой нефти, обводненность, массовые доли компонент и др.) и пространственно-временные распределения (поля давления, насыщенностей, проницаемости, пористости и др.). Информация из этих блоков может быть визуализирована в модуле **И5** в подмодулях «Визуализация графиков» и «Визуализация полей». Постобработка численных потоков в модуле **M2** осуществляется с использованием подсистемы «Балансировка потоков».

Модули **M3** и **M4** реализуют оптимизацию параметров гидродинамической модели – модуль **M3** представляет собой подсистему синтеза управления добычей, а модуль **M4** используется при автоматической адаптации гидродинамической модели, и помимо блока данных «Гидродинамическая модель», имеет на входе практические данные из структуры **D3**.

Данные модули формируют следующие блоки данных:

1) «ГДМ итер.» – его состав аналогичен составу структуры «Гидродинамическая модель», но значения параметров соответствуют найденным на очередной итерации оптимизации модели;

2) «Поля итер. **P4**» – его состав аналогичен структуре данных **P2**, но значения соответствуют гидродинамической модели «ГДМ итер.»;

3) «Характеристики итер. **P5**» – его состав аналогичен структуре данных **P3**, но значения соответствуют гидродинамической модели «ГДМ итер.».

Описанные структуры могут быть просмотрены с использованием средств модуля **И5** в разделе «Визуализация графиков», «Визуализация полей», «Визуализация автоадаптации» и «Визуализация синтеза».

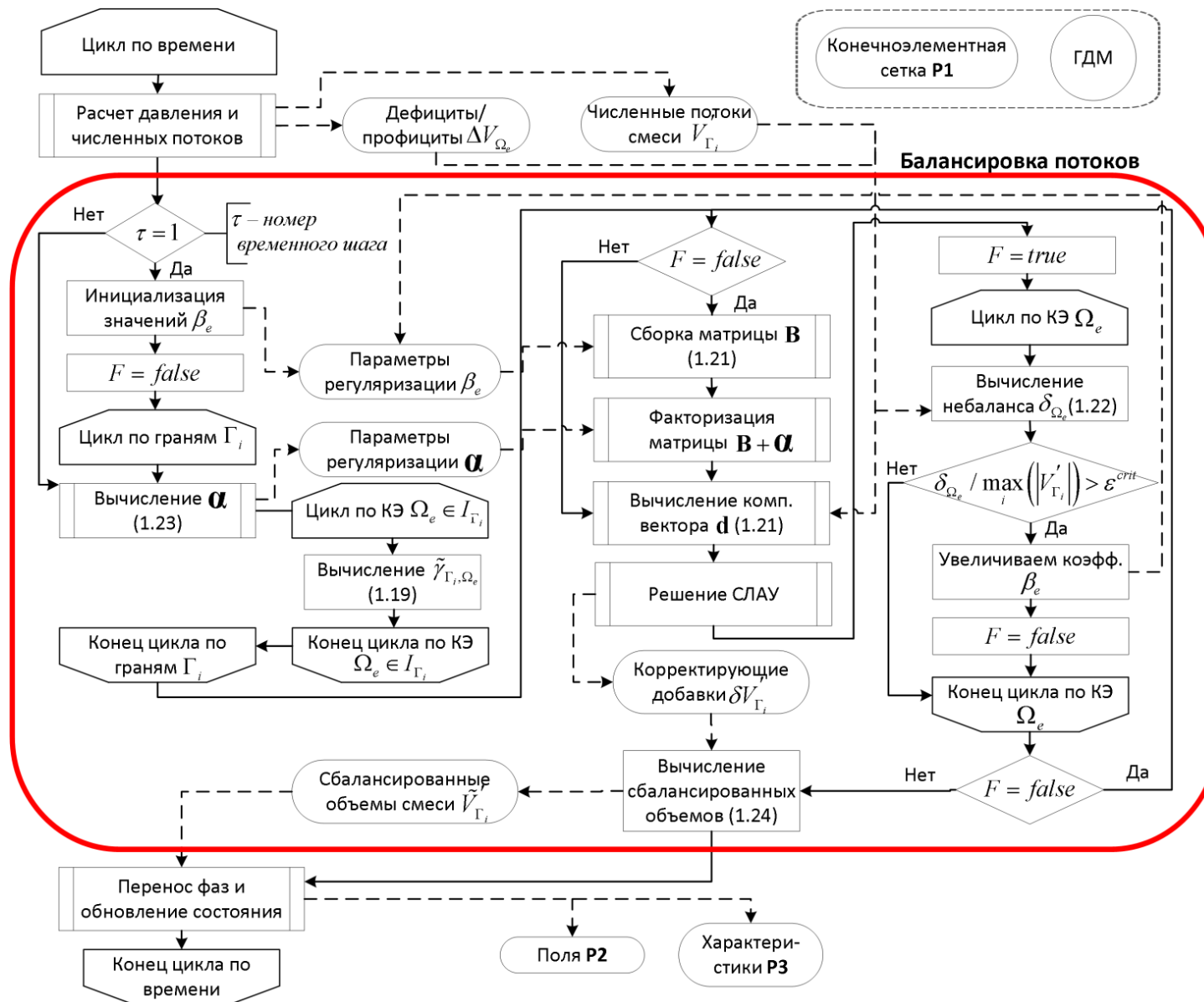


Рисунок 4.2 – Подсистема балансировки численных потоков

4.2 Создание структурного каркаса и поверхностей пластов

Рассмотрим инструментарий для создания структурного каркаса, описанного в разделе 2.2. Построение структурного каркаса выполняется в окне Kern Viewer после загрузки в модель проекта практических данных (вид окна представлен на рисунке 4.3). Окно содержит план-схему скважин, список выбранных скважин для построения каркаса, развертку скважин и списки пластов месторождения с информацией о соответствующих параметрах.

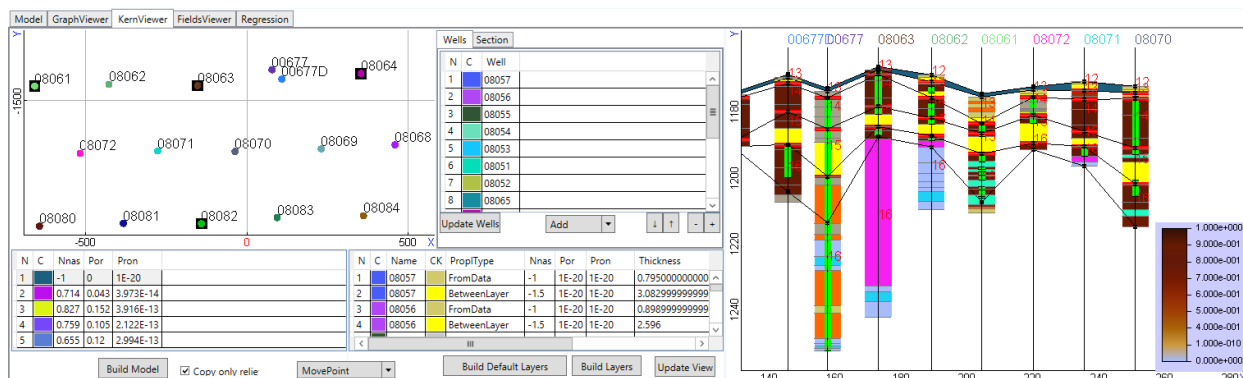
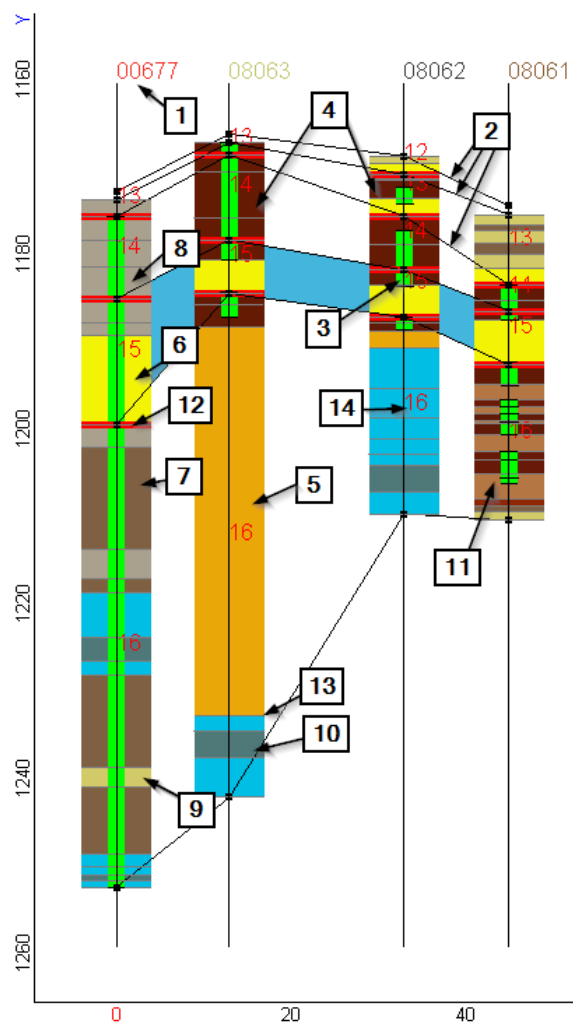


Рисунок 4.3 – Окно для построения структурного каркаса

Параметры скважины представлены в виде цветовой диаграммы – столбца, разделенного на сегменты, каждый из которых обозначает отдельные участки. Используемые обозначения описаны на рисунке 4.4.

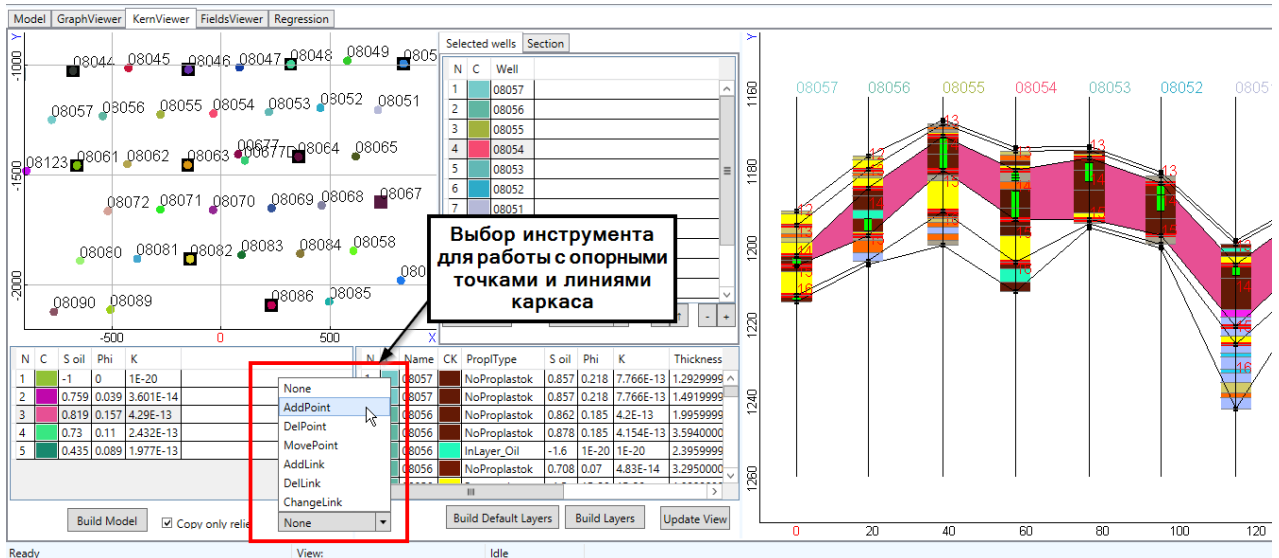
Структурный каркас определяется опорными линиями (на рисунке 4.4 обозначены знаком №2). Опорные линии можно построить, соединяя опорные точки, которые располагаются на стволе скважины. Для этого предлагается набор инструментов, представленный на рисунке 4.5. Количество опорных точек на стволе скважины неограниченно, и их положение может быть произвольным. Координаты (z-глубины) связанных опорных точек используются для создания поверхности пластов. При этом выбираются параметры весовой функции сплайна (2.3) и параметры дискретизации расчетной области.

Создать структурный каркас можно автоматически. В этом случае будут сформированы пласты, ближайшие к границам, изображенным красными линиями на рисунке 4.4 (знак №12).



№	Условное обозначение	Комментарий
1	Имя скважины	Цветное изображение имени скважины
2	Черные линии, соединяющие опорные точки	Каркасные линии, обозначающие условные границы пластов
3	Зеленая вертикальная полоса вдоль ствола скважины	Зоны перфорации. Их вертикальные границы обозначены черными тонкими разделительными линиями
4	Коричневый цвет в диаграмме керна	Нефтенасыщенные участки. Цвет из палитры показывает уровень нефтенасыщенности
5	Темно оранжевый цвет в диаграмме керна	Слабопроницаемая зона, разделяющая нефть и воду внутри пласта
6	Желтый цвет в диаграмме керна	Слабопроницаемая зона между пластами
7	Серо-коричневый цвет в диаграмме керна	Слабопроницаемая зона внутри пласта
8	Серый цвет в диаграмме керна	Нет данных или противоречия в практических данных
9	Грязно-желтый цвет в диаграмме керна	Слабопроницаемая зона, обозначенная в скважинных данных
10	Серо-голубой цвет в диаграмме керна	Слабопроницаемая зона, разделяющая водонасыщенные зоны
11	Светло-коричневый цвет в диаграмме керна	Слабопроницаемая зона, разделяющая нефтенасыщенные зоны
12	Красная толстая разделяющая линия	Разделение слоев в геологической интерпретации
13	Серая тонкая разделяющая линия	Разделение керна на участки, в соответствии с практическими данными
14	Числа красного цвета	Номера пластов в геологической интерпретации

Рисунок 4.4 – Условные обозначения графического отображения керна скважины на правой панели окна Kern Viewer



<i>Инструмент</i>	<i>Функция</i>	<i>Использование</i>	<i>Примечание</i>
AddPoint	Добавить опорную точку	Одинарным щелчком левой кнопкой мыши (ЛКМ) по стволу скважины (черная вертикальная линия).	—
DelPoint	Удалить опорную точку	Одинарным щелчком ЛКМ по черной опорной точке.	—
MovePoint	Переместить опорную точку вдоль ствола скважины	Нажать на черную опорную точку и, не отпуская ЛКМ, передвинуть.	Точка перемещается свободно по всему стволу. Порядок точек не имеет значения.
AddLink	Создание опорной линии, связывающей скважины	Линия может быть построена соединением опорных точек. Необходимо нажать на опорную точку и, не отпуская ЛКМ, поставить курсор на вторую опорную точку, после чего отпустить ЛКМ.	В этом режиме при подведении курсора мыши к опорным точкам их цвет меняется на красный, обозначая таким образом выбранную точку. При этом красным выделяются только те точки, с которыми возможно выполнить операцию.
DelLink	Удаление опорной линии, связывающей скважины	Операция аналогичная добавлению линии: нужно нажать на первую точку линии и, не отпуская ЛКМ, подвести курсор ко второй точке и отпустить ЛКМ.	
ChangeLink	Привязать линии к другой опорной точке (изменить связь)	Инструмент отвязывает все линии от выбранной опорной точки и привязывает их к другой точке этой же скважины. Необходимо нажать на точку и, не отпуская ЛКМ, поставить курсор на другую опорную точку ствола, после чего отпустить ЛКМ.	

Рисунок 4.5 – Инструментарий для работы с опорными точками и каркасными линиями в окне Kern Viewer

4.3 Автоматическое создание трехмерных неоднородностей

Автоматическое создание неоднородностей проницаемости и пористости происходит в специальном графическом окне (рисунок 4.6). Конфигурация содержит управляющие параметры для генерации объектов-неоднородностей. В частности, возможно выбрать создание различных типов областей пониженной проницаемости (описание каждого типа кратко приведено в поле «Info»). Для каждого типа областей пониженной проницаемости в таблице (см. рисунок 4.6б) необходимо сопоставить определенный «материал», определяющий свойства проницаемости и пористости.

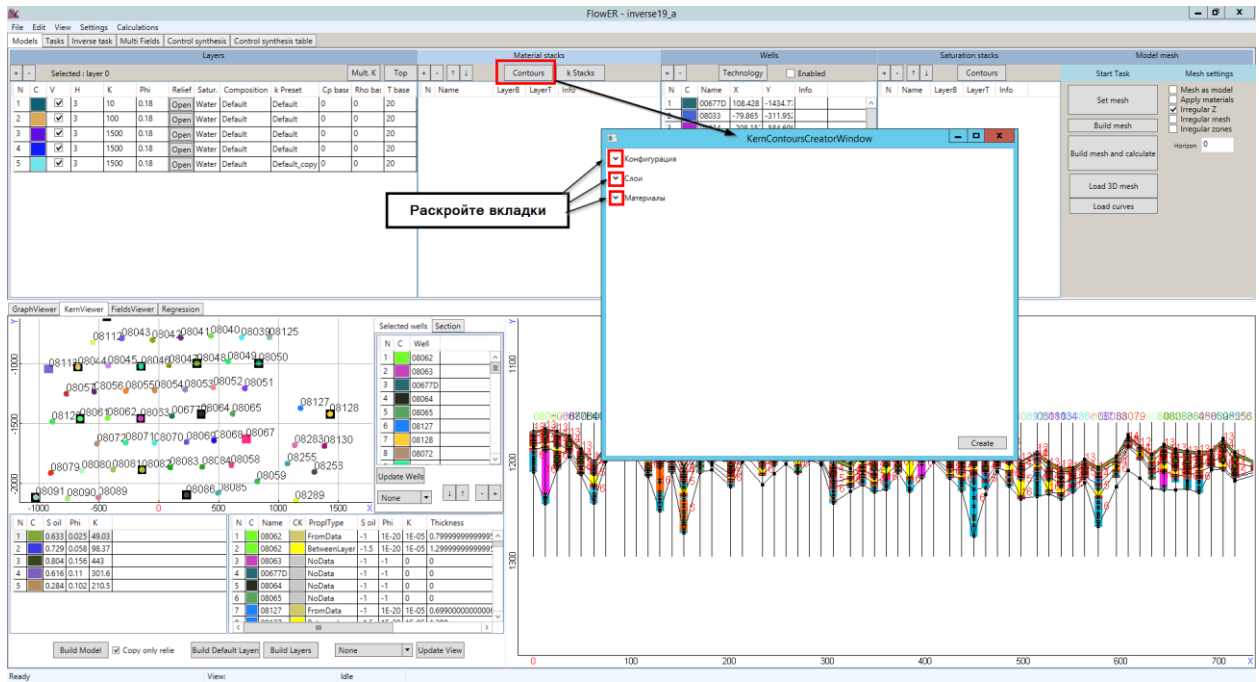
Создаваться будут только те типы слабопроницаемых зон, для которых в таблице «Конфигурация» находится соответствующая отметка. Также есть возможность создания неоднородностей только для определенных пластов (горизонтов) модели месторождения.

Доступны четыре варианта создания текущего списка неоднородностей (см. рисунок 4.6в):

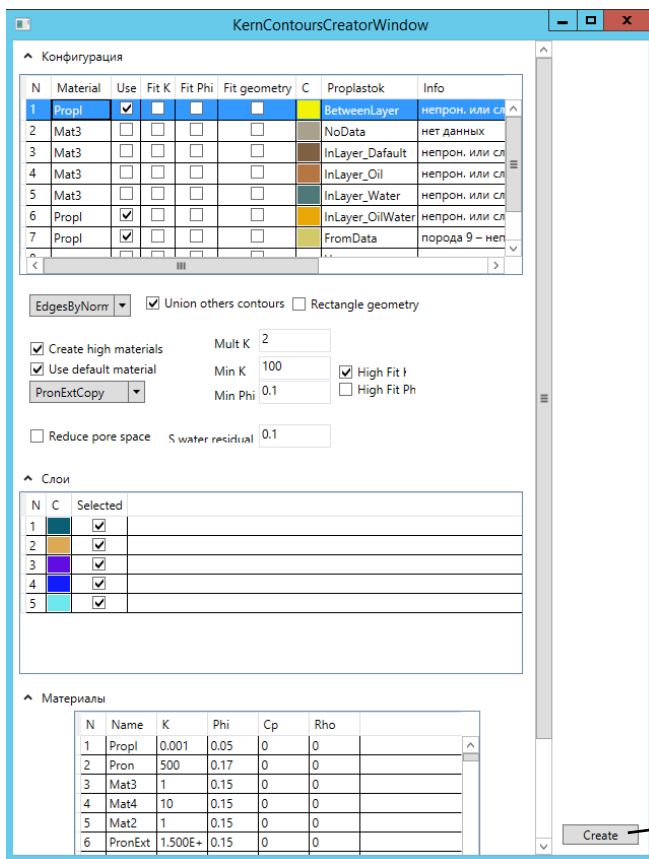
- 1) «Replaceable contours only» – удалить неоднородности, которые будут еще раз сформированы, чтобы исключить повторы в итоговом списке;
- 2) «All nonuser contours» – удалить все программно сгенерированные неоднородности. Неоднородности, созданные пользователем, удалены не будут;
- 3) «All contours» – полностью очищает текущий список неоднородностей;
- 4) «Nothing» – Новые неоднородности будут сформированы и добавлены в конец текущего списка.

Кроме генерации слабопроницаемых зон предусмотрена возможность создания неоднородностей с проницаемым «материалом» в соответствии со свойствами слоев, определенных для скважины из практических данных. Также возможно создание пользовательского «материала».

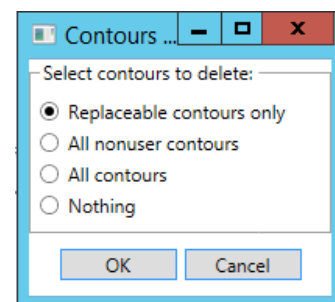
При создании неоднородностей предусмотрена возможность автоматической параметризации границ и материальных свойств, которые могут быть уточнены в результате автоадаптации модели.



(a)



(б)



(в)

Рисунок 4.6 – Окно автоматической генерации объектов-неоднородности проницаемости и пористости в соответствии с загруженными практическими (скважинными) данными

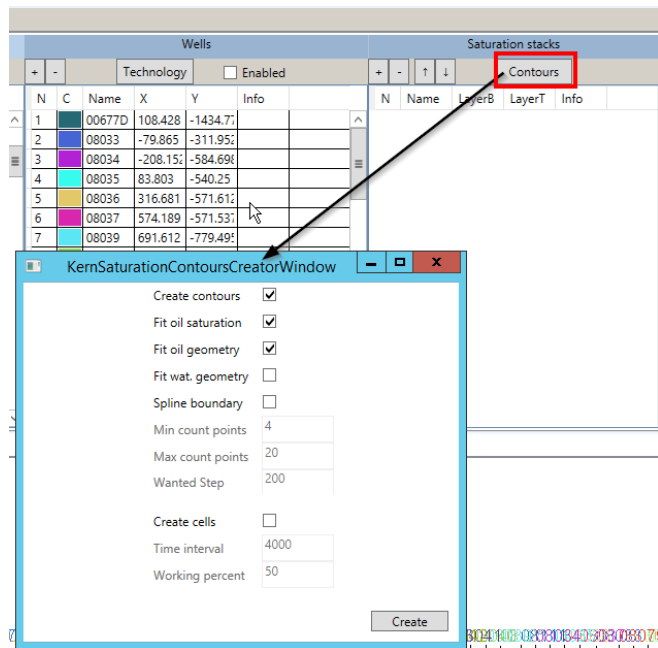


Рисунок 4.8 – Окно автоматической генерации неоднородностей насыщенности по загруженным практическим (скважинным) данным

4.4 Визуализация результатов моделирования

Просмотр конечноэлементной сетки и анализ полученных в результате расчетов пространственно-временных распределений реализован в специальном графическом окне, представленном на рисунке 4.9. Рассмотрим его подробнее.

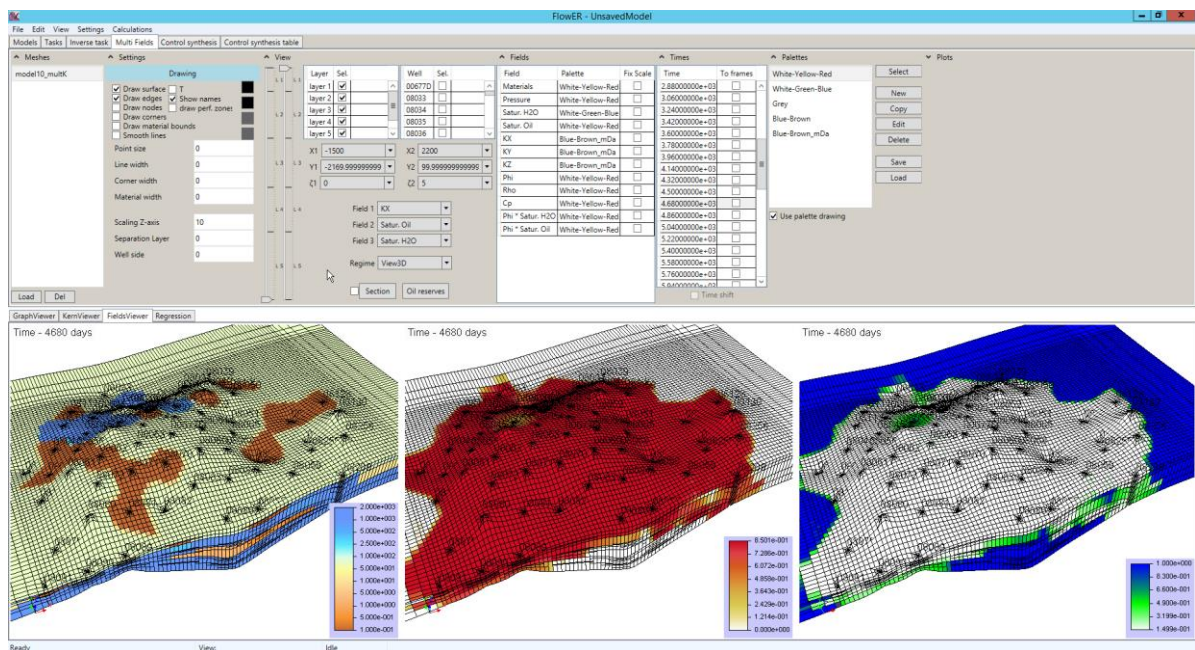


Рисунок 4.9 – Вид графического окна для просмотра сеток и распределений

Конечноэлементные сетки загружаются в модуль визуализации как автоматически, при старте расчета/построении сетки, так и вручную, по нажатию кнопки. Для пользовательской загрузки результата моделирования необходимо перейти в директорию с расчетом и выбрать папку «mesh», после чего нажать кнопку «Открыть» (рисунок 4.10).

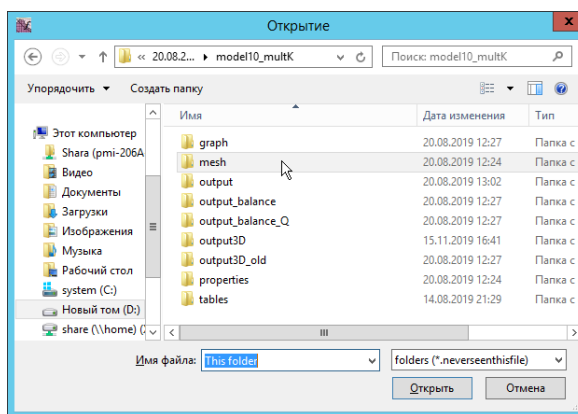


Рисунок 4.10 – Окно выбора конечноэлементной сетки

Графические окна для визуализации пространственно-временных распределений загруженной модели размещаются в нижней части интерфейса в разделе Fields Viewer (см. рисунок 4.9). Можно выделить его следующие особенности.

1. Синхронизированный многооконный режим просмотра полей (т.е. общие характеристики отображения перспективы модели для трех графических окон: точка наблюдения, направление и пропорции виртуальной камеры и др) [102]. Зачастую просмотр одного типа распределения поля, полученного в результате моделирования, является недостаточным, и имеется необходимость просмотра нескольких полей одновременно (например, влияния полей давления и температуры на поля насыщенности).

2. Список отображаемых геологических пластов (слоев). При этом возможен просмотр как в реальных координатах (глобальных), так и в шаблонных (локальных).

3. Возможность выбора определенной области просмотра модели. Возможна как упрощенная навигация по осям Ox и Oy (формируется список регулярных модельных узлов конечноэлементной сетки по соответствующим

осям), так и обрезка модели в плане по произвольному контуру. Для последней опции используется специальное графическое окно (рисунок 4.11). Контур образуется с помощью опорных вершин на план-схеме расположения скважин. Пример обрезки трехмерной модели представлен на рисунке 4.12.

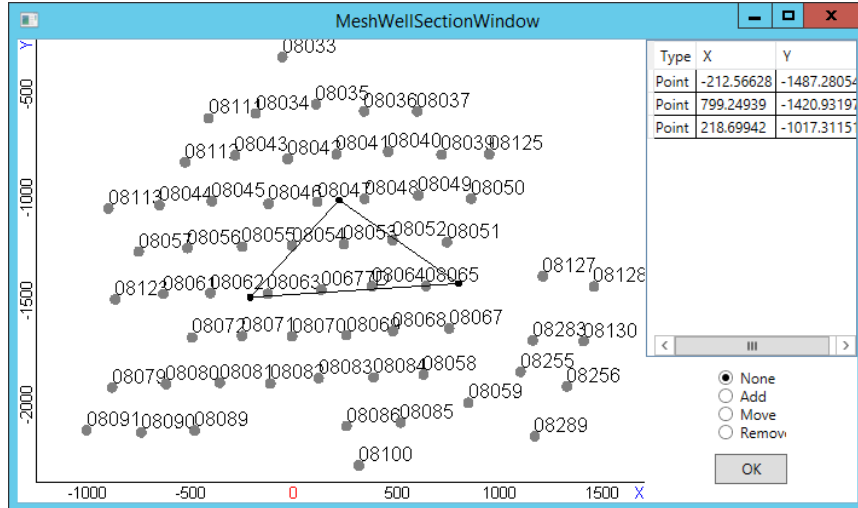


Рисунок 4.11 – Вид окна для задания обрезки модели по контуру

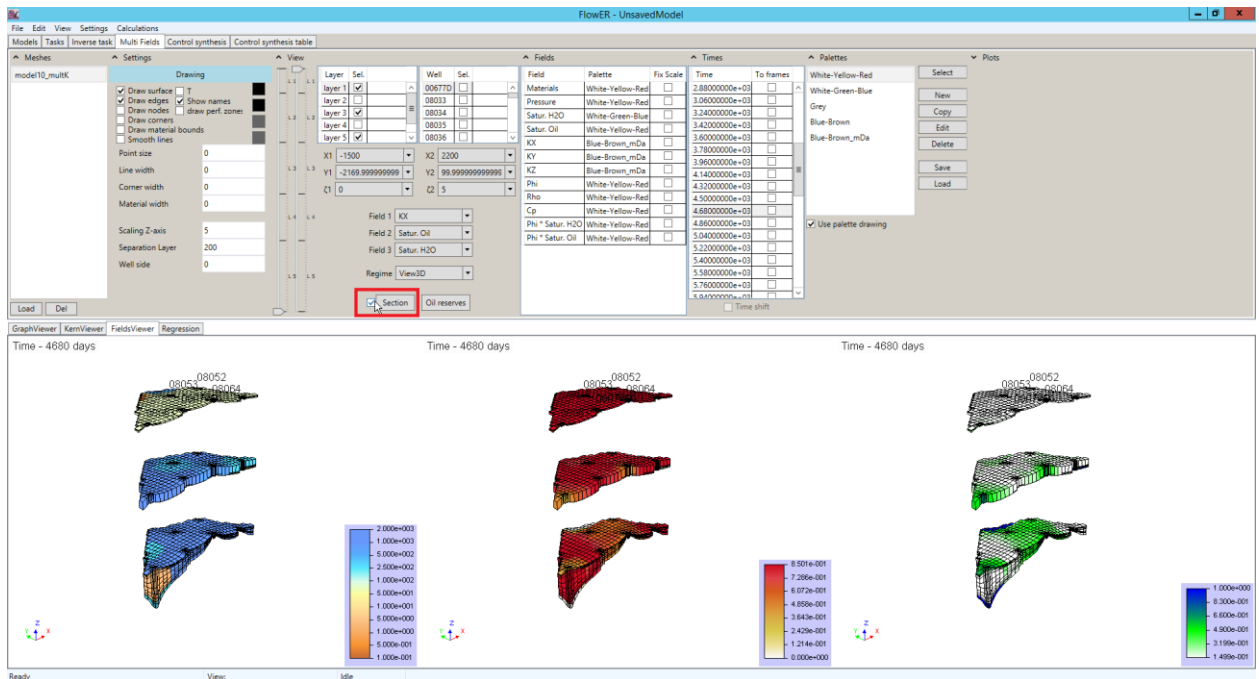


Рисунок 4.12 – Отображение распределений с обрезкой по контуру

4. Просмотр зоны перфорации возле скважин в сечении слоев. После выделения интересующей области можно более детально рассмотреть зоны перфорации скважин в этой области путем выреза сектора возле скважин.

5. Изменение режимов отображения полей в графических окнах (рисунков 4.13). Реализовано три режима: в перспективе (View3D), в плане (ViewXY) и в сечении по слоям (ViewXZ).

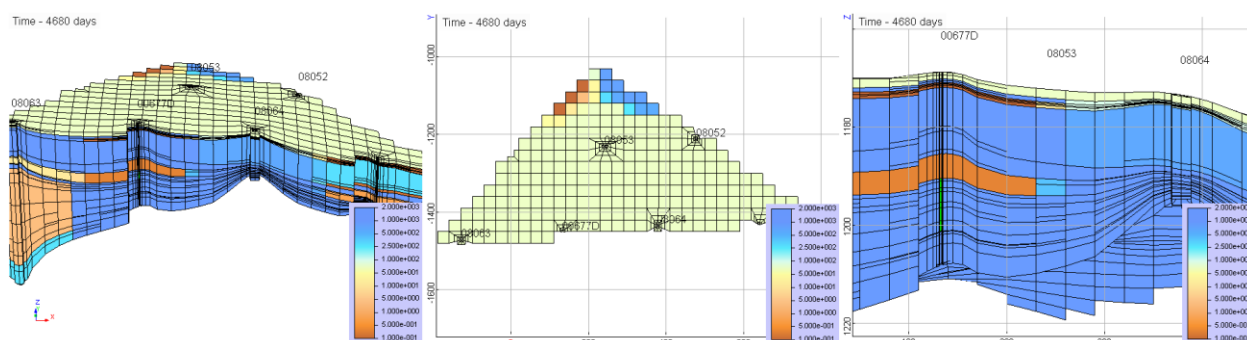


Рисунок 4.13 – Отображение распределения структурной проницаемости K_{xy} при различных режимах: в перспективе (View3D), в плане (ViewXY) и в сечении по слоям (ViewXZ) (слева направо, соответственно)

6. Масштабирование слоев по оси Oz. Вследствие существенно разного масштаба латеральных и вертикальных размеров месторождения, детальный анализ процесса фильтрации может быть несколько затруднительным, поэтому реализован функционал для увеличения масштаба модели по оси Oz (рисунок 4.14). Он позволяет увеличить толщину пластов (слоев) для лучшей детализации модели (например, при анализе тонких пропластков).

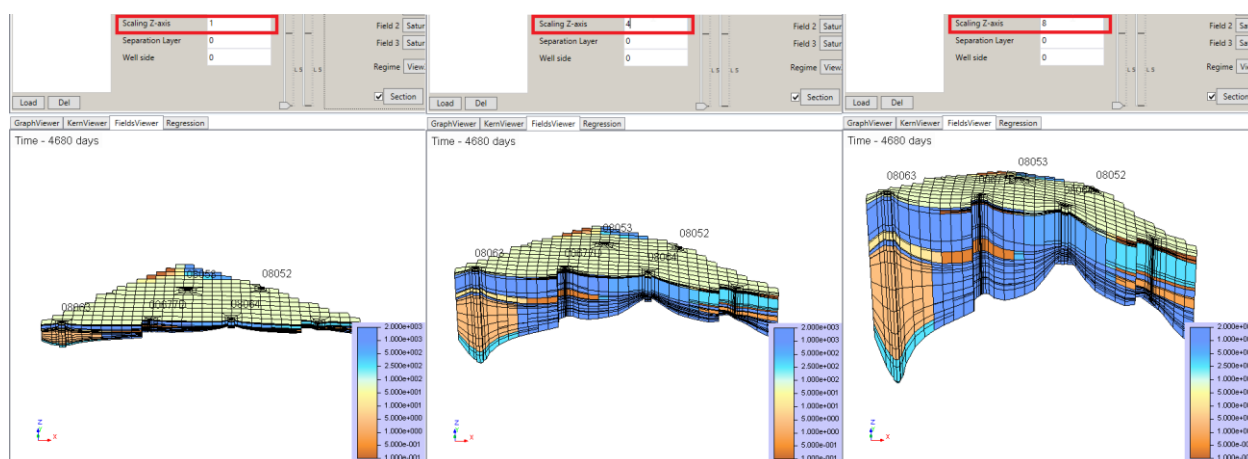


Рисунок 4.14 – Распределение структурной проницаемости K_{xy} при различных значениях параметра вертикального масштаба

7. Возможность раздвижения границ слоев по оси Oz. Для просмотра распределений в нескольких пластах одновременно реализовано «разделение» пластов (слоев) по оси Oz. На рисунке 4.15 представлено распределение структурной проницаемости K_{xy} при различном раздвижении слоев.

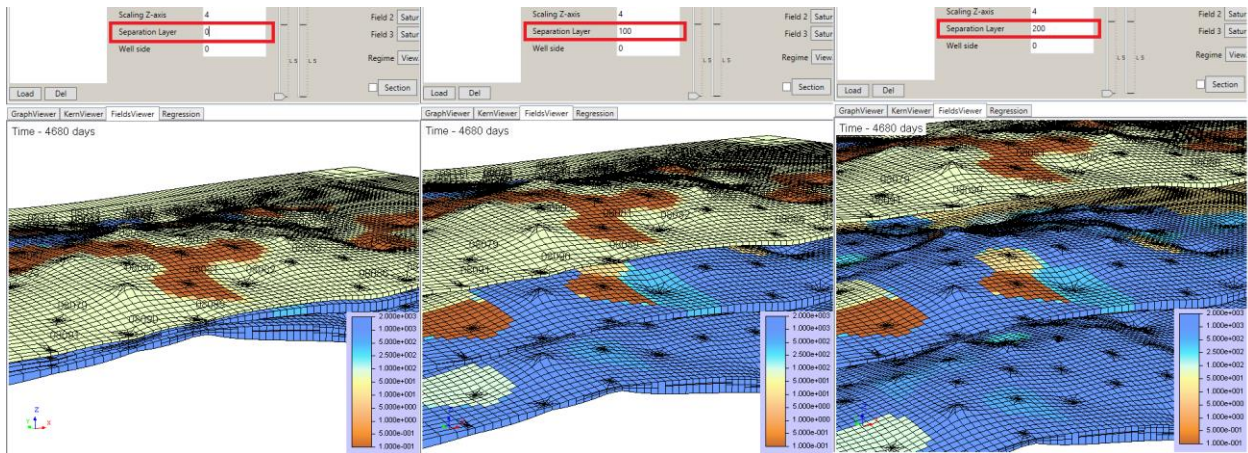


Рисунок 4.15 – Вид распределения структурной проницаемости K_{xy} при различном раздвижении слоев

8. Фиксация выбранного типа палитры (для конкретного анализируемого поля). Активирование данной опции позволяет фиксировать минимальное и максимальное значение цветовой градации палитры для всех времен моделирования (рисунок 4.16).

Field	Palette	Fix Scale
Materials	White-Yellow-Red	<input type="checkbox"/>
Pressure	White-Yellow-Red	<input type="checkbox"/>
Satur. H2O	White-Green-Blue	<input type="checkbox"/>
Satur. Oil	White-Yellow-Red	<input checked="" type="checkbox"/>
KX	White-Yellow-Red	<input type="checkbox"/>
KY	White-Green-Blue	<input type="checkbox"/>
KZ	Grey	<input type="checkbox"/>
Phi	Blue-Brown	<input type="checkbox"/>
Rho	Blue-Brown_mDa	<input type="checkbox"/>
Cp	White-Yellow-Red	<input type="checkbox"/>
Phi * Satur. H2O	White-Yellow-Red	<input type="checkbox"/>
Phi * Satur. Oil	White-Yellow-Red	<input type="checkbox"/>

Рисунок 4.16 – Фиксация цветовой градации палитры

9. Создание произвольных цветовых палитр. На рисунке 4.17 представлено окно редактирования палитры. Главным элементом управления палитрой является таблица соотношения цветов и значений в правом верхнем углу окна. Эта таблица задает соответствие цвету и значению. При необходимости, цветам

можно приписывать пользовательские значения, фиксировать минимальное/максимальное значение, менять порядок цветов, выбирать из нескольких вариантов палитр по умолчанию, создавать палитру для просмотра «материалов» (в этом случае будет автоматически создан новый цвет для каждого материала).

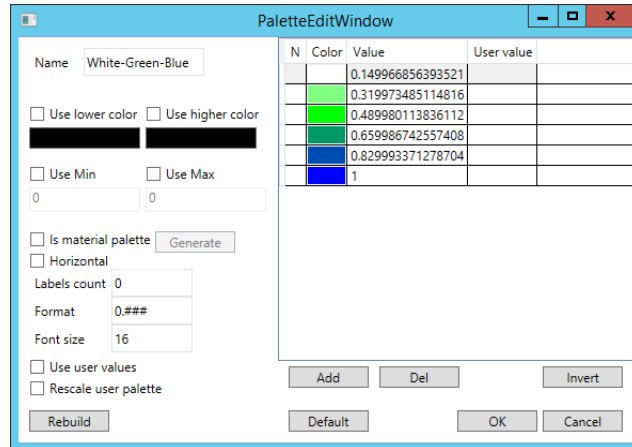


Рисунок 4.17 – Вид окна редактирования палитры

Для просмотра скважинных характеристик (графиков), полученных в ходе расчета, необходимо загрузить в модель проекта папку «output» из директории с результатом моделирования (рисунок 4.18).

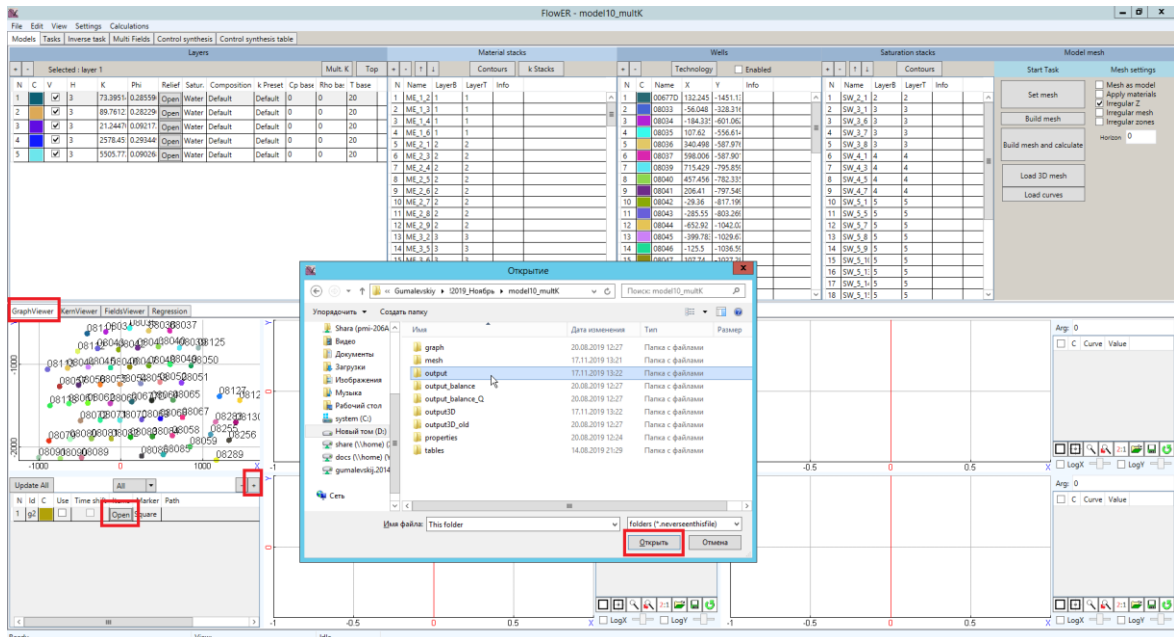


Рисунок 4.18 – Загрузка графиков, полученных в ходе расчета

Параметры отображения задаются в специальном графическом окне (рисунок 4.19). В нем можно выбрать отображение определенных скважинных характеристик в одном из четырех графических окон.

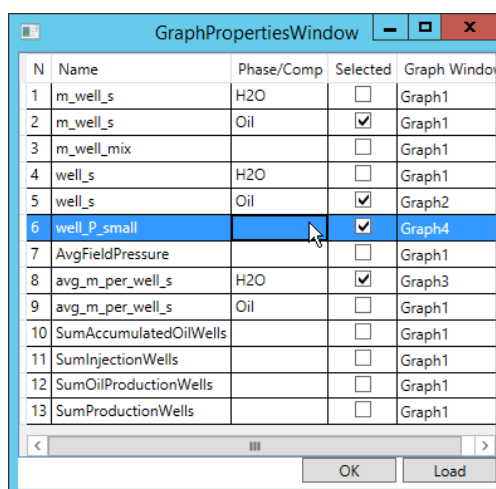


Рисунок 4.19 – Выбор графиков при их загрузке в графические окна

На рисунке 4.20 представлен вид окна для отображения графиков. При этом выбор графиков для отображения осуществляется в интерактивном режиме – с помощью выбора определенных скважин на плане-графике в левой части окна. Также с помощью данных средств возможен анализ взаимовлияния скважин [103].

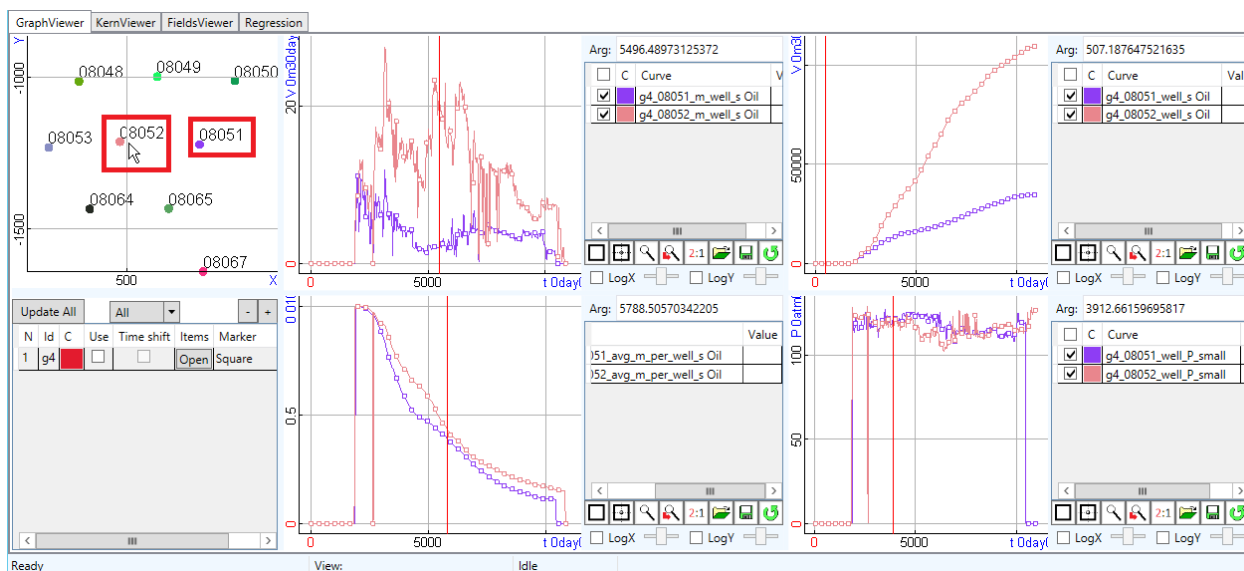


Рисунок 4.20 – Добавление графиков по двум скважинам

Для графиков реализован набор команд по редактированию: сложение, вычитание, дифференцирование, взятие модуля, обрезка, установка логарифмических шкал и др.

Выводы по главе 4

1. Рассмотрена архитектура программного комплекса для моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи. Приведено описание графического интерфейса, основных подсистем комплекса и их взаимосвязей.

2. Разработанный программный комплекс предоставляет достаточно широкие возможности для создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей месторождений. В нем автоматизированы различные этапы построения моделей: загрузка баз данных, формирование структурного каркаса пластовой системы, создание трехмерных неоднородностей, задание параметров автоадаптации и др. Это позволило значительно сократить трудозатраты на построение моделей реальных месторождений.

3. Разработанные подсистемы программного комплекса снабжены гибкими инструментальными средствами для анализа данных нефтедобычи и трехмерных пространственно-временных распределений (поля давления, насыщенностей, проницаемости, пористости и др.), полученных в результате расчета, и обладают широким функционалом в части визуализации данных.

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, представлен-

ный 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.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Aziz K. S.A. Petroleum Reservoir Simulation // Applied Science Publ. Ltd., London, UK. 1979.
2. Aitokhuehi I., Durlofsky L.J. Optimizing the performance of smart wells in complex reservoirs using continuously updated geological models // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier, 2005. Vol. 48, № 3–4. P. 254–264.
3. Dang C., Nghiem L., Nguyen N., et al. Modeling and optimization of alkaline-surfactant-polymer flooding and hybrid enhanced oil recovery processes // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2018. Vol. 169. P. 578–601.
4. Zhao H., Xu L., Guo Z., et al. A new and fast waterflooding optimization workflow based on INSIM-derived injection efficiency with a field application // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2019. Vol. 179. P. 1186–1200.
5. Shirangi M.G., Durlofsky L.J. Closed-loop field development under uncertainty by use of optimization with sample validation // SPE Journal. Society of Petroleum Engineers, 2015. Vol. 20, № 5. P. 908–922.
6. Bukshynov V., Volkov O., Durlofsky L.J., et al. Comprehensive framework for gradient-based optimization in closed-loop reservoir management // Computational Geosciences. Kluwer Academic Publishers, 2015. Vol. 19, № 4. P. 877–897.
7. ECLIPSE: [сайт]. URL: <https://software.slb.ru/products/eclipse/>.
8. TEMPEST: [сайт]. URL: <https://rozar.ru/portfolio/tempest/>.
9. tNavigator: [сайт]. URL: <https://rfdyn.com/tnavigator/>.
10. N’Guessan M.A., Massot M., Séries L., et al. High order time integration and mesh adaptation with error control for incompressible Navier–Stokes and scalar transport resolution on dual grids // Journal of Computational and Applied Mathematics. Elsevier B.V., 2021. Vol. 387. P. 112542.
11. Hamon F.P., Mallison B.T. Fully Implicit multidimensional Hybrid Upwind

- scheme for coupled flow and transport // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. Elsevier B.V., 2020. Vol. 358. P. 112606.
12. Четверушкин Б. Н., Люпа А.А., Трапезникова М.А., и др. Моделирование многофазных течений в подземном пространстве на суперкомпьютерах с применением явных разностных схем // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. Т.2. С.14.
 13. Кац Р.М., Волгин Е.Р., Афанаскин И.В. Численное моделирование двухфазной фильтрации нефти и воды // *Математическое и компьютерное моделирование сложных систем: теоретические и прикладные аспекты*. 2014. Т.4. №2. С. 141-148.
 14. Поташев К. А. Пространственно-временные масштабы и математические модели разработки нефтяных месторождений // *Диссертация на соискание ученой степени доктора физико-математических наук*. Казань. 2017. 276 с.
 15. Мазо А.Б., Поташев К.А., Калинин Е.И. Суперэлементный метод численного моделирования разработки залежей нефти // *Современная наука: исследования, идеи, результаты, технологии*. 2013. Т.1. С.237-243.
 16. Хисамов Р.С., Назимов Н.А., Хайруллин М.Х., и др. Оценка профиля притока к стволу горизонтальной скважины по результатам термогидродинамических исследований // *Нефтяное хозяйство*, 2021. №12. С. 114–116.
 17. Р.С.Хисамов, А.В.Насыбуллин. Моделирование разработки нефтяных месторождений. М: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2008. 257с.
 18. Doyle B., Riviere B., Sekachev M. A multinumerics scheme for incompressible two-phase flow // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. Elsevier B.V., 2020. Vol. 370. P. 113213.
 19. Jo G., Kwak D.Y. An IMPES scheme for a two-phase flow in heterogeneous porous media using a structured grid // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. Elsevier B.V., 2017. Vol. 317. P. 684–701.
 20. Jackson M.D., Gomes J.L.M.A., Mostaghimi P., et al. Reservoir modeling for flow simulation using surfaces, adaptive unstructured meshes and control-

- volume-finite-element methods // Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Simulation Symposium 2013. Society of Petroleum Engineers, 2013. Vol. 2. P. 774–792.
21. Abd A.S., Abushaikha A. Velocity dependent up-winding scheme for node control volume finite element method for fluid flow in porous media // Scientific Reports. Nature Research, 2020. Vol. 10, № 1. P. 1–13.
 22. Соловейчик Ю.Г., Рояк М.Э., Персова М.Г. Метод конечных элементов для решения скалярных и векторных задач // Новосибирск: НГТУ, 2007. 896 с.
 23. Schmid K.S., Geiger S., Sorbie K.S. Higher order FE-FV method on unstructured grids for transport and two-phase flow with variable viscosity in heterogeneous porous media // Journal of Computational Physics. Academic Press Inc., 2013. Vol. 241. P. 416–444.
 24. Zhang R. han, Zhang L. hui, Luo J. xin, et al. Numerical simulation of water flooding in natural fractured reservoirs based on control volume finite element method // Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V., 2016. Vol. 146. P. 1211–1225.
 25. Nick H.M., Matthäi S.K. A Hybrid Finite-Element Finite-Volume Method with Embedded Discontinuities for Solute Transport in Heterogeneous Media // Vadose Zone Journal. Wiley, 2011. Vol. 10, № 1. P. 299–312.
 26. Abushaikha A.S., Blunt M.J., Gosselin O.R., et al. Interface control volume finite element method for modelling multi-phase fluid flow in highly heterogeneous and fractured reservoirs // Journal of Computational Physics. Academic Press Inc., 2015. Vol. 298. P. 41–61.
 27. Juanes R. A variational multiscale finite element method for multiphase flow in porous media // Finite Elements in Analysis and Design. Elsevier, 2005. Vol. 41, № 7–8. P. 763–777.
 28. Nick H.M., Matthäi S.K. Comparison of Three FE-FV Numerical Schemes for Single- and Two-Phase Flow Simulation of Fractured Porous Media // Transport in Porous Media. Springer, 2011. Vol. 90, № 2. P. 421–444.

29. Moortgat J., Firoozabadi A. Higher-order compositional modeling of three-phase flow in 3D fractured porous media based on cross-flow equilibrium // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2013. Vol. 250. P. 425–445.
30. Moortgat J., Sun S., Firoozabadi A. Compositional modeling of three-phase flow with gravity using higher-order finite element methods // *Water Resources Research*. John Wiley & Sons, Ltd, 2011. Vol. 47, № 5. P. WO5511.
31. Amooie M.A., Moortgat J. Higher-order black-oil and compositional modeling of multiphase compressible flow in porous media // *International Journal of Multiphase Flow*. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 105. P. 45–59.
32. Bochev P.B., Dohrmann C.R. A computational study of stabilized, low-order C_0 finite element approximations of darcy equations // *Computational Mechanics*. Springer Verlag, 2006. Vol. 38, № 4–5. P. 323–333.
33. Jha B., Juanes R. A locally conservative finite element framework for the simulation of coupled flow and reservoir geomechanics // *Acta Geotechnica*. Springer Verlag, 2007. Vol. 2, № 3. P. 139–153.
34. Zhang N., Yan B., Sun Q., et al. Improving multiscale mixed finite element method for flow simulation in highly heterogeneous reservoir using adaptivity // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2017. Vol. 154. P. 382–388.
35. Wheeler M.F., Yotov I. A multipoint flux mixed finite element method // *SIAM Journal on Numerical Analysis*. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006. Vol. 44, № 5. P. 2082–2106.
36. Sun S., Wheeler M.F. Projections of velocity data for the compatibility with transport // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. North-Holland, 2006. Vol. 195, № 7–8. P. 653–673.
37. Lee S., Lee Y.J., Wheeler M.F. A locally conservative enriched Galerkin approximation and efficient solver for elliptic and parabolic problems // *SIAM Journal on Scientific Computing*. Society for Industrial and Applied Mathematics Publications, 2016. Vol. 38, № 3. P. A1404–A1429.

38. Odsæter L.H., Wheeler M.F., Kvamsdal T., et al. Postprocessing of non-conservative flux for compatibility with transport in heterogeneous media // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. Elsevier B.V., 2017. Vol. 315. P. 799–830.
39. Deng Q., Ginting V., McCaskill B. Construction of locally conservative fluxes for high order continuous Galerkin finite element methods // *Journal of Computational and Applied Mathematics*. Elsevier B.V., 2019. Vol. 359. P. 166–181.
40. Lee S., Wheeler M.F. Enriched Galerkin methods for two-phase flow in porous media with capillary pressure // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2018. Vol. 367. P. 65–86.
41. Xu Z., Yang Y. The hybrid dimensional representation of permeability tensor: A reinterpretation of the discrete fracture model and its extension on nonconforming meshes // *Journal of Computational Physics*. Academic Press, 2020. Vol. 415. P. 109523.
42. Schädle P., Zulian P., Vogler D., et al. 3D non-conforming mesh model for flow in fractured porous media using Lagrange multipliers // *Computers & Geosciences*. Pergamon, 2019. Vol. 132. P. 42–55.
43. Favino M., Hunziker J., Caspari E., et al. Fully-automated adaptive mesh refinement for media embedding complex heterogeneities: application to poroelastic fluid pressure diffusion // *Computational Geosciences*. Springer, 2020. Vol. 24, № 3. P. 1101–1120.
44. Ganis B., Pencheva G., Wheeler M.F. Adaptive mesh refinement with an enhanced velocity mixed finite element method on semi-structured grids using a fully coupled solver // *Computational Geosciences*. Springer International Publishing, 2019. Vol. 23, № 1. P. 149–168.
45. Lee S., Wheeler M.F. Modeling interactions of natural and two-phase fluid-filled fracture propagation in porous media // *Computational Geosciences*. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2021. Vol. 25, № 2. P. 731–755.

46. Scovazzi G., Wheeler M.F., Mikelić A., et al. Analytical and variational numerical methods for unstable miscible displacement flows in porous media // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2017. Vol. 335. P. 444–496.
47. Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения / Ковалев А. Л. [и др.] // *Вести газовой науки*. 2017. Т. 2, №30. С. 14–23.
48. Hamd-Allah S.M., Qader R.S., Zeinalabideen M.J., et al. Influence of grid-orientation effect on modeling of Iraqi oil field: Case studies // *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing Ltd, 2021. Vol. 1753, № 1. P. 012060.
49. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2021. Vol. 199. P. 108245.
50. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. Finite element solution to 3-D airborne time-domain electromagnetic problems in complex geological media using non-conforming hexahedral meshes // *Journal of Applied Geophysics*. Elsevier B.V., 2020. Vol. 172. P. 103911.
51. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V, et al. Three-dimensional inversion of airborne data with applications for detecting elongated subvertical bodies overlapped by an inhomogeneous conductive layer with topography // *Geophysical Prospecting*. 2020. Vol. 68. P. 2217–2253.
52. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Domnikov P.A., et al. Finite-element solution to multidimensional multisource electromagnetic problems in the frequency domain using non-conforming meshes // *Geophysical Journal International*. Oxford University Press, 2018. Vol. 212, № 3. P. 2159–2193.
53. Soloveichik Y.G., Persova M.G., Grif A.M., et al. A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs // *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*. Elsevier B.V., 2022. Vol. 390. P. 114468.

54. Persova M.G., Soloveichik Y.G., Vagin D. V., et al. Improving the computational efficiency of solving multisource 3-D airborne electromagnetic problems in complex geological media // *Computational Geosciences* 2021 25:6. Springer, 2021. Vol. 25, № 6. P. 1957–1981.
55. Arnold D., Demyanov V., Tatum D., et al. Hierarchical benchmark case study for history matching, uncertainty quantification and reservoir characterisation // *Computers & Geosciences*. Pergamon, 2013. Vol. 50. P. 4–15.
56. Wilson A. Uncertainty Quantification for History-Matching Problems // *Journal of Petroleum Technology*. OnePetro, 2017. Vol. 69, № 04. P. 90–92.
57. Katterbauer K., Arango S., Sun S., et al. Multi-data reservoir history matching for enhanced reservoir forecasting and uncertainty quantification // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier, 2015. Vol. 128. P. 160–176.
58. Kang B., Choe J. Initial model selection for efficient history matching of channel reservoirs using Ensemble Smoother // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V., 2017. Vol. C, № 152. P. 294–308.
59. Лусиа Ф. Дж. Построение геолого-гидродинамической модели карбонатного коллектора: интегрированный подход. М.: Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Ижевский институт компьютерных исследований, 2010. 384 с.
60. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008. 272 с.
61. Козырев Н. Д., Вишняков А. Ю., Путилов И. С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*. 2020. Т. 20, №4. С. 356–368.
62. Боженьюк Н.Н. Методы адаптации и снижения неопределенностей при геолого-гидродинамическом моделировании терригенных коллекторов на примере месторождений Западной Сибири // *Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук*. Тюмень. М.,

2018. 163 c.
63. Chang H., Zhang D. Jointly updating the mean size and spatial distribution of facies in reservoir history matching // *Computational Geosciences*. Kluwer Academic Publishers, 2015. Vol. 19, № 4. P. 727–746.
 64. Agbalaka C.C., Oliver D.S., Agbalaka C.C., et al. Application of the EnKF and Localization to Automatic History Matching of Facies Distribution and Production Data // *Mathematical Geosciences* 2008 40:4. Springer, 2008. Vol. 40, № 4. P. 353–374.
 65. Etienam C., Mahmood I., Villegas R. History Matching of Reservoirs by Updating Fault Properties Using 4D Seismic Results and Ensemble Kalman Filter // *Society of Petroleum Engineers - SPE Europec Featured at 79th EAGE Conference and Exhibition*. OnePetro, 2017. P. 1341–1362.
 66. Liang, B. An ensemble Kalman filter module for automatic history matching. The University of Texas at Austin, 2007.
 67. Dorn O., Villegas R. History matching of petroleum reservoirs using a level set technique // *Inverse Problems*. IOP Publishing, 2008. Vol. 24, № 3. P. 035015.
 68. Villegas R., Etienam C., Dorn O., et al. Shape and distributed parameter estimation for history matching using a modified Ensemble Kalman filter and level sets // *Inverse Problems in Science and Engineering*. 2019. Vol. 28, № 2. P. 175–195.
 69. Hou J., Zhou K., Zhang X.S., et al. A review of closed-loop reservoir management // *Petroleum Science*. China University of Petroleum Beijing, 2015. Vol. 12, № 1. P. 114–128.
 70. Nejadi S., Leung J., Trivedi J. Characterization of Non-Gaussian Geologic Facies Distribution Using Ensemble Kalman Filter with Probability Weighted Re-Sampling // *Mathematical Geosciences*. Springer Verlag, 2015. Vol. 47, № 2. P. 193–225.
 71. Chang H., Zhang D., Lu Z. History matching of facies distribution with the EnKF and level set parameterization // *Journal of Computational Physics*. Academic Press Inc., 2010. Vol. 229, № 20. P. 8011–8030.

72. Seiler A., Aanonsen S.I., Evensen G., et al. Structural Surface Uncertainty Modeling and Updating Using the Ensemble Kalman Filter // SPE Journal. OnePetro, 2010. Vol. 15, № 04. P. 1062–1076.
73. Комплексный подход к параметризации геолого-гидродинамической модели для ее автоадаптации к процессам разработки залежей нефти / Еремян Г.А., Давуди Ш., Рукавишников В.С., Степикс А.В. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т.332, №5. С. 138–147.
74. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., et al. Inverse problems for reservoir parameters identification (history matching problems) // Actual Problems of Oil and Gas. Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2018. № 21.
75. Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. 2016. Т.15, №2. С. 42-49.
76. Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. 2020. Т.20, №3. С.223–230.
77. Villegas R., Dorn O., Moscoso M.A., et al. Simultaneous characterization of geological shapes and permeability distributions in reservoirs using the level set method // Society of Petroleum Engineers, 68th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition, incorporating SPE EUROPEC 2006, EAGE 2006: Opportunities in Mature Areas. Society of Petroleum Engineers, 2006. Vol. 2. P. 746–758.
78. Lu Z., Vesselinov V. V., Lei H. Identifying arbitrary parameter zonation using multiple level set functions // Journal of Computational Physics. Academic Press Inc., 2018. Vol. 364. P. 257–273.
79. Булыгин Д. В., Марданов Р. Ф., Ганиев Р. Р. Структурные построения при создании компьютерных моделей залежей нефти // Георесурсы. 2011. Т. 4, №40. С. 34–39.

80. Дегтерев А.Ю. Геологическое и комплексное геолого-геофизическое моделирование подземных хранилищ газа в водоносном пласте // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва. М., 2016. 191 с.
81. Гриф А.М., Персова М.Г. Построение поверхностей слоев геологической модели нефтяного месторождения для моделирования процесса многофазной фильтрации // Наука. Технологии. Инновации : сб. науч. тр. : в 9 ч., Новосибирск, 3–7 дек. 2018 г. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2018. Ч. 2. С. 121–125.
82. Типичные ошибки моделирования: методическое пособие / Бирун Е.М. [и др.] // Москва. – ОАО «НК «Роснефть». 2009. 84 с.
83. 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.
84. 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.
85. 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. [и др.] // Вычислительные методы и программирование. 2022, Т. 23, №1. С. 60-74.
86. 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.
87. 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.
 88. Schenk O., Gärtner K. Solving unsymmetric sparse systems of linear equations with PARDISO // Future Generation Computer Systems. North-Holland, 2004. Vol. 20, № 3. P. 475–487.
 89. Гриф А.М., Патрушев И.И., Персова М.Г. Подход к построению каркаса цифровой модели месторождения для ее адаптации // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр.: в 9 ч., Новосибирск, 2–6 дек. 2019 г. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2019. Ч. 2. С. 99–103.
 90. Palagi C.L., Aziz K. Use of Voronoi Grid in Reservoir Simulation // SPE Advanced Technology Series. OnePetro, 1994. Vol. 2, № 02. P. 69–77.
 91. Гриф А. М. Построение неоднородностей по латерали в виде ячеек Вороного для моделей нефтегазовых месторождений // Обработка информации и математическое моделирование: материалы Рос. науч.-техн. конф., Новосибирск, 22–23 апр. 2021 г. Новосибирск : Изд-во СибГУТИ, 2021. С. 122–128.
 92. Eilers P.H.C., Marx B.D. Flexible smoothing with B-splines and penalties // Statistical science. Institute of Mathematical Statistics, 1996. Vol. 11, № 2. P. 89–121.
 93. Гриф А. М. Параметризация границ контуров по нефтенасыщенности при моделировании процесса многофазной фильтрации в задачах нефтедобычи // Нефть и газ: технологии и инновации: материалы Нац. науч.-практ. конф., Тюмень, 18–19 нояб. 2021 г. : в 2 т. Тюмень : Изд-во ТИУ, 2021. Т. 1. С. 206–209.
 94. 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 [et al.] // 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.
95. 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, et al. // GeoBaikal 2020 = ГеоБайкал 2020 : материалы конф., Иркутск, окт. 2020 г. Иркутск : EAGE, 2020. С. 1–6.
96. 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.
97. 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, et al. // 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.
98. HDPoM (HydroDynamic in Porous Media) / Соловейчик Ю. Г., Персова М. Г., Вагин Д. В., Гриф А. М. [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации №2018665401 от 04.12.2018 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2018.
99. Программное обеспечение, реализующее работу с информационными массивами данных при решении задач геологоразведки и многофазной фильтрации / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Вагин Д. В. [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации № 2018619455 от 07.08.2018 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2018.

100. HDPoM 2.0 (HydroDynamic in Porous Media) / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Овчинникова А. С. [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации №2021661751 от 15.07.2021 – М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). – 2021.
101. Программный комплекс для гидродинамического моделирования FlowER / Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Овчинникова А. С. [и др.] // Свидетельство о государственной регистрации № 2019665615 от 26.11.2019 М.: Федеральная служба по интеллектуальной собственности (Роспатент). 2019.
102. Гриф А. М. Визуализация пространственно-временных характеристик гидродинамических моделей в задачах многофазной фильтрации // Решетневские чтения: материалы 25 междунар. науч.-практ. конф., посвящ. памяти ген. конструктора ракетно-косм. систем М. Ф. Решетнева, Красноярск, 10–12 нояб. 2021 г. : в 2 ч. Красноярск : Изд-во СибГУ, 2021. Ч. 2. С. 167–168.
103. Grif A.M., Persova M.G., Soloveichik Y.G. Determination of the effect of injection wells on production wells in their work dynamics by using hydrodynamic modeling // Science Bulletin of the Novosibirsk State Technical University. Novosibirsk State Technical University, 2019. Vol. 77, № 4. P. 31–44.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А Свидетельства о государственной регистрации
программ для ЭВМ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021661751

НДРoM 2.0 (HydroDynamic in Porous Media)

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

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

Заявка № **2021660999**

Дата поступления **15 июля 2021 г.**

Дата государственной регистрации

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



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 0x02A5CFB5C00B1ACF59A40A2F08092E9A118
Владелец **Ивлиев Григорий Петрович**
Действителен с 15.01.2021 по 15.01.2035

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019665615

Программный комплекс для гидродинамического
моделирования FlowERПравообладатель: *Государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Альметьевский
государственный нефтяной институт» (RU)*Авторы: *Персова Марина Геннадьевна (RU), Соловейчик Юрий Григорьевич (RU),
Овчинникова Анастасия Сергеевна (RU), Патрушев Илья Игоревич (RU), Вагин
Денис Владимирович (RU), Гумалевский Роман Викторович (RU), Орехов Евгений
Валерьевич (RU), Карасенко Иван Игоревич (RU), Насыбуллин Арслан Валерьевич
(RU), Гриф Александр Михайлович (RU), Кисилев Дмитрий Сергеевич (RU)*

Заявка № 2019664509

Дата поступления 15 ноября 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 26 ноября 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018665401

HDPoM (HydroDynamic in Porous Media)

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

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

Заявка № 2018663276

Дата поступления 23 ноября 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 04 декабря 2018 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018619455

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

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

Авторы: *см. на обороте*



Заявка № 2018617036

Дата поступления 06 июля 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 07 августа 2018 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ибдиев

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов диссертационной работы

УТВЕРЖДАЮ

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

д.т.н., профессор

Д.С. Реченко



АКТ

об использовании результатов научных исследований, выполненных соискателем Грифом А.М. в диссертационной работе "Разработка методов создания трехмерных геолого-гидродинамических моделей и постобработки многофазных потоков при конечноэлементном моделировании процессов нефтедобычи"

Представленная в диссертационной работе интерфейсная часть программного комплекса моделирования многофазных течений в задачах нефтедобычи применялась при моделировании нефтяных месторождений и автоматической адаптации их моделей. Важной составляющей интерфейсной части является подсистема автоматизированного построения стартовой геолого-гидродинамической модели. Кроме того, реализующие метод балансировки программные модули входят в качестве важной составной части в подсистему гидродинамического моделирования, которая, в свою очередь, является одной из основных составляющих при решении задач автоматической адаптации и оптимизации. Работы по моделированию, автоматической адаптации и оптимизации для месторождений Республики Татарстан выполнялись сотрудниками Альметьевского государственного нефтяного института по заказу ПАО «Татнефть».

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

Насыбуллин А.В.

22.02.2022